

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE
D'AUTORISATION POUR RÉALISER UN PROJET D'INVESTISSEMENT VISANT LE RACCORDEMENT D'UN NOUVEAU SITE
D'INJECTION DE GSR ET LA RÉHABILITATION D'UNE CONDUITE À SAINTE-SOPHIE**

TARIF DE RÉCEPTION

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0022](#), p. 6, réponse 1.4 à la DDR no. 1;
 - (ii) Pièce [B-0022](#), p. 8, réponses 1.7.1 et 1.7.2 à la DDR no. 1;
 - (iii) Pièce [B-0022](#), p. 8 et 9, réponse 1.8 à la DDR no. 1;
 - (iv) Dossier R-4213-2022, pièce [B-0343](#), p. 5;
 - (v) Pièce [B-0022](#), p. 25, réponse 6.1 à la DDR no. 1;
 - (vi) Dossier R-3732-2010, décision [D-2011-108](#), p. 25 et 26;
 - (vii) Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 117 et 118.

Préambule :

(i) 1.4 *Veillez préciser si, dans le cadre du Projet, Énergir pourrait encourir des coûts de transport sur le réseau de TCPL/TQM afin d'acheminer le GSR d'une zone de consommation vers une autre zone de consommation. Veuillez expliquer votre réponse en tenant compte des références (iii) et (iv).*

Réponse :

Comme mentionné en réponse à la question 1.2, le producteur injectera dans une zone qui ne comprend aucun client, Énergir devra donc assurer le transport du GSR vers une autre zone de consommation et ainsi encourir des coûts de transport sur le réseau de TCPL/TQM. Toutefois, comme Énergir prévoit acheter le GSR produit et que le coût du transport variera en fonction des volumes livrés à chaque poste, cela entraînerait un prix d'achat fluctuant. En effet, Énergir soumet que tout coût supplémentaire au producteur se retrouverait au final dans le prix de vente du GSR.

Énergir propose donc, afin de simplifier le mécanisme d'achat, que les coûts de transport soient traités de la même manière que pour le contrat NWRN_OH conclu avec NW Natural Renewables et approuvé par la Régie dans sa décision D-2023-108, notamment au paragraphe 41 (voir référence (v) ci-dessus). Ainsi, les coûts de transport sur le réseau de TCPL/TQM afin d'acheminer le GSR d'une zone de consommation vers une autre zone de consommation seront fonctionnalisés au service de fourniture du GSR. » [nous soulignons]

(ii) « 1.7.1. *Considérant que le Projet en référence (i) est situé au Québec, veuillez justifier la proposition d'appliquer cette méthode de fonctionnalisation au présent Projet.*

Réponse :

Le projet est situé au Québec, mais c'est le premier projet qui se raccorde à une conduite de transmission. Le GSR sera donc livré à différents points de livraison. L'autre particularité du projet est que les coûts de transport par TCPL/TQM fluctueront, car ils ne dépendront pas uniquement des volumes. Plutôt que d'avoir un prix d'achat mobile géré par le producteur, Énergir propose d'en faire la gestion par la méthode de fonctionnalisation.

1.7.2. Veuillez indiquer si vous considérez que votre proposition de la référence (v) constitue une modification tarifaire. Veuillez justifier en détail votre réponse.

Réponse :

Énergir propose d'utiliser une méthode déjà approuvée par la Régie. Il ne s'agit pas d'une modification tarifaire, car Énergir ne propose pas de l'appliquer à plusieurs projets. De plus, en indiquant un taux nul pour la zone de consommation de Sainte-Sophie, aucune modification aux modalités des CST n'est requise. »

(iii) « 1.8 Veuillez fournir la structure tarifaire applicable aux infrastructures de transport TCPL/TQM dans la franchise d'Énergir. Veuillez expliquer comment cette structure tarifaire s'applique aux différentes zones de consommation. Veuillez notamment indiquer si c'est une structure tarifaire du type timbre-poste ou plutôt qui comporte une tarification spécifique pour chacune des zones de consommation du réseau d'Énergir. Veuillez illustrer votre réponse en fournissant des exemples pour différentes zones de consommation.

Réponse :

Il existe peu de services de transport sur les réseaux de TCPL et de TQM et il n'existe pas de structure tarifaire s'appliquant aux différentes zones de consommation d'Énergir.

Les services existants peuvent être retrouvés sur les sites web de TQM (Droits et services de transport (gazoductqm.com)) et de TC Énergie (Canadian Mainline - Services & Tariffs (tccustomerexpress.com))

Les services de transport existants et éventuels comportent une tarification spécifique à chaque contrat en fonction de leurs différentes particularités. Une liste des droits existants applicables au transport de GSR sur le réseau TQM peut être retrouvée au lien suivant : [tqm-droits-definitifs-2023.pdf \(gazoductqm.com\)](#) ». [nous soulignons]

(iv) « Nouveau contrat d'approvisionnement GSR

Le 6 septembre 2023, Énergir conclut un nouveau contrat d'approvisionnement en GSR avec WM Québec inc. (WM) (le Contrat 1 ou le contrat WM_Sainte-Sophie). Ce contrat découle de négociations de gré à gré avec WM. Énergir s'est également entendue sur un contrat cadre avec WM (Contrat 2). Ces contrats couvrent deux périodes :

1) Les trois premières années durant lesquelles Énergir achètera minimalement 50 % des volumes de GSR produits sur le site de WM à Sainte-Sophie ;

2) Les années 4 à 23 durant lesquelles Énergir achètera 100 % des volumes de GSR produits sur le site de WM à Sainte-Sophie. »

(v) « 6.1 La Régie note qu'en référence (i) les actifs de raccordement lié à l'injection de GSR n'incluent aucun autre ajout au réseau existant de TQM. Toutefois, dans le Contrat DR en référence (ii), les actifs de raccordement lié à l'injection de GSR incluent la tuyauterie de raccordement ou « Tie-in to TQM ». Veuillez expliquer de quelle manière les coûts de la tuyauterie de raccordement au réseau TQM sont prise en compte dans le projet de raccordement lié à l'injection de GSR. Veuillez préciser qui assumera les coûts reliés au « Tie-in to TQM » si le Projet venait à être annulé.

Réponse :

Les coûts de la tuyauterie de raccordement au réseau de TQM sont couverts par TQM. Cette dernière récupérera ces coûts à travers les coûts de transport qui lui seront payés par Énergir afin de déplacer le GSR d'une zone de consommation vers une autre. Toutefois, si le projet était annulé avant la mise en service des actifs de raccordement au réseau de TQM, cette dernière facturera les dépenses qu'elle a encourues à Énergir, qui les facturera à son tour à WM en vertu de la clause 5.2 du Contrat de service DR. L'obligation d'assumer ces coûts reposerait donc sur WM si le projet devait être annulé. » [nous soulignons]

(vi) « 5.3.2 COÛTS DE CATÉGORIE D – COÛTS ADDITIONNELS D'UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT TCPL/TQM

[92] Gaz Métro propose de facturer les clients producteurs pour les coûts de transport supplémentaires encourus lorsque le gaz injecté destiné en territoire excède la consommation de la zone où les volumes sont injectés.

[93] Lorsque le gaz naturel produit est destiné à l'extérieur du territoire de Gaz Métro, c'est la responsabilité du producteur de contracter et de payer pour la capacité sur le réseau de transport sur TCPL/TQM, Gaz Métro n'ayant pas de frais à assumer. Par contre, lorsque le gaz naturel doit être acheminé à une autre zone de consommation à l'intérieur du territoire, Gaz Métro peut encourir des coûts additionnels résultant des réservations de capacité requises sur le réseau TCPL/TQM. Gaz Métro, en consolidant les besoins de l'ensemble des producteurs, est la mieux placée pour gérer cette activité et en minimiser les coûts. Les producteurs de gaz devront cependant assumer ceux-ci.

[94] Gaz Métro propose que le taux unitaire soit calculé à chaque dossier tarifaire sur une base prévisionnelle. Les écarts seront versés à un compte de frais reportés. Il y aura donc un compte de frais reportés pour chaque zone de consommation et ce sont les clients producteurs d'une zone donnée qui assumeront les ajustements découlant de ce compte de frais reportés.

[...]

[96] La Régie accepte la proposition de Gaz Métro d'établir un tarif pour recouvrir les coûts de transport encourus sur le réseau TCPL/TQM afin d'acheminer, lorsque requis, le gaz injecté dans une zone vers une autre zone de consommation de son territoire. Elle accepte également que le tarif soit établi sur une base prévisionnelle et que les écarts soient versés à un compte de frais reportés, pour chaque zone de consommation. »

(vii) « [480] Selon Énergir, les deux conditions suivantes sont nécessaires à l'application du tarif de réception : le gaz naturel doit être produit au Québec et injecté dans le réseau d'Énergir. La première condition permet d'exempter tout client injectant à l'extérieur du territoire, tels TCPL, Intragaz ou TQM. Ces clients injectent dans le réseau du distributeur à sa demande et les fonctions de réception et de transit sont récupérées dans les coûts de distribution car nécessaires à la distribution du gaz naturel sur le territoire. La deuxième condition exempte les producteurs québécois injectant directement dans le réseau de TQM ou de TCPL. Toutefois, si Énergir est responsable de l'investissement et des actifs de raccordement, un tarif de réception serait alors applicable.

[481] Énergir indique que, présentement, deux producteurs québécois injectent directement dans les réseaux de transport de TCPL/TQM sans aucune implication ni coût pour le Distributeur :

[...]

- Coûts D : aucun. Les producteurs paient eux-mêmes à TCPL/TQM l'utilisation des conduites de transport. » [note de bas de page omise] [nous soulignons].

Demandes :

1.1 Veuillez élaborer quant aux références (i) et (ii) et la proposition d'Énergir de fonctionnaliser au service de fourniture du GSR les coûts de transport sur le réseau de TCPL/TQM afin d'acheminer le GSR injecté par WM dans une zone qui ne comprend aucun client vers une autre zone de consommation, notamment en regard de la méthodologie approuvée par la Régie dans sa décision D-2011-108 citée en référence (vi) visant à récupérer les coûts additionnels d'utilisation du réseau de transport TCPL/TQM, soit les coûts de catégorie D du tarif de réception.

1.1.1. Considérant que les coûts d'utilisation des conduites de transport du réseau de TCPL/TQM sont attribuables à WM, veuillez expliquer comment la proposition d'Énergir de fonctionnaliser ces coûts via le service de fourniture du GSR respecte le principe de l'utilisateur-payeur et est conforme au tarif de réception énoncé à la référence (vi).

1.1.2. Veuillez indiquer les motifs pour lesquels la méthodologie approuvée en 2011 (référence (vi)) ne peut être appliquée dans le cadre du présent projet d'Énergir, afin de récupérer les *Coûts de catégorie D*, en tenant compte de la réponse fournie par Énergir en référence (ii).

1.2 Énergir commente à la référence (i) : « *Toutefois, comme Énergir prévoit acheter le GSR produit et que le coût du transport variera en fonction des volumes livrés à chaque poste, cela entraînerait un prix d'achat fluctuant. En effet, Énergir soumet que tout coût supplémentaire au producteur se retrouverait au final dans le prix de vente du GSR* ».

La Régie comprend que :

- « ***tout coût supplémentaire au producteur*** », soit le coût de transport sur le réseau de TCPL/TQM (Coûts de catégorie D/Tarif de réception);
- « ***se retrouverait au final dans le prix de vente du GSR*** », soit le coût d'achat de la molécule GSR par Énergir qui serait augmentée par les coûts de transport sur le réseau de TCPL/TQM.

La Régie comprend que si les coûts de transport sur le réseau de TCPL/TQM étaient facturés à WM par le biais du tarif de réception et que ces coûts se retrouvaient ensuite dans le prix de vente du GSR, le résultat serait neutre pour la clientèle d'Énergir. En effet, les coûts de transport sur le réseau de TCPL/TQM seraient facturés au producteur à travers le tarif de réception et en contrepartie ce dernier (le producteur) les « refacturerait » à Énergir à travers le coût d'achat de la molécule GSR par Énergir.

À l'inverse, la Régie comprend que la méthodologie proposée par Énergir, au présent dossier, n'est pas neutre pour la clientèle puisque selon cette méthode WM serait exempté de l'application des coûts de transport sur le réseau de TCPL/TQM et la clientèle, quant à elle, assumerait ces coûts en raison du fait qu'ils seraient fonctionnalisés au service de fourniture du GSR.

Veillez confirmer cette compréhension de la Régie et expliquer votre proposition.

- 1.3 Veuillez préciser pourquoi ces coûts ne devraient pas être facturés à WM par le biais du tarif au point de livraison, en tenant compte des deux conditions nécessaires à l'application du tarif de réception stipulées en référence (vii). Alors que présentement deux producteurs québécois injectant directement dans les réseaux de TCPL/TQM assument eux-mêmes ces frais de transport.
- 1.4 En fonction de la référence (iii), veuillez déposer un exemple chiffré présentant le coût par mètre cube ($\$/m^3$) payé par WM ou Énergir pour l'utilisation de la conduite TCPL/TQM. Veuillez inclure dans votre réponse une explication relative aux fluctuations de coûts de transport par TCPL/TQM entre les différentes zones de consommation, tel qu'indiquées à la référence (ii).
- 1.5 La Régie comprend que pour les trois premières années du contrat, Énergir achètera minimalement 50 % des volumes de GSR produits sur le site de WM (référence (iv)). Toutefois, au-delà de ce 50 %, un autre client qu'Énergir peut acheter des volumes de GSR :
 - 1.5.1. Le cas échéant, veuillez indiquer qui du Distributeur ou de WM assumerait les coûts de transport sur le réseau de TCPL/TQM liés à ces volumes vendus à des tierces parties;
 - 1.5.2. Veuillez indiquer si le tarif de réception s'appliquerait dans un tel cas;
 - 1.5.3. Veuillez indiquer comment Énergir prévoit différencier les coûts attribuables à d'autres clients de WM, ce qui inclurait les coûts de la tuyauterie de raccordement au réseau de TQM, tel que présenté en référence (v).
- 1.6 Si la Régie jugeait que la proposition d'Énergir aux références (i) et (ii) constituait une modification à la méthode d'établissement du tarif de réception et conséquemment qu'elle ne pouvait l'analyser ni l'approuver dans le cadre du présent dossier mais plutôt que cette proposition devrait être examinée lors du prochain dossier tarifaire, veuillez expliquer l'impact sur la demande d'Énergir au présent dossier. Veuillez élaborer.

SCÉNARIOS D'ESTIMATION DES COÛTS

2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0022](#), p. 25 et 26, réponses 6.2 et 6.3 à la DDR no. 1;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 25, Tableau 5.

Préambule :

(i) « 6.2 Veuillez concilier les différents coûts du projet de raccordement pour l'injection du GSR de 33,3 M\$, 35,3 M\$ et [REDACTED] indiqués aux références (ii) et (iii). Veuillez élaborer.

Réponse :

Le coût pour la composante liée à l'injection de GSR est de 33,3 M\$, comme indiqué au tableau 2 de la pièce B-0004, Énergir-1, Document 1. Le coût de 35,2 M\$ du tableau 3 de la pièce B-0004 correspond au coût de 33,3 M\$ auquel sont additionnés les frais financiers estimés à 1,9 M\$ (voir note de bas de page no 6).

Le coût de [REDACTED] provenant du contrat de service DR, incluant [REDACTED] de frais financiers, résulte d'une estimation effectuée au printemps 2023. Le contrat de service a été signé en avril 2023 et l'estimation des coûts a été raffinée jusqu'au dépôt du projet en novembre 2023.

« 6.3 Veuillez expliquer et concilier les scénarios de coûts 1 et 2, concernant les actifs de raccordement pour l'injection de GSR (référence (ii)) avec les coûts déposés à la référence (iii).

Réponse :

Les scénarios 1 et 2 de la référence (ii) utilisent les coûts de [REDACTED] M\$. Veuillez vous référer à la réponse à la question 6.2 pour l'explication de la différence avec les coûts de la référence (iii). »
[nous soulignons]

Demande :

- 2.1 D'après la compréhension de la Régie, le coût initial du projet était estimé à [REDACTED] M\$. Avec le temps ce coût fut raffiné et finalisé à 33,3 M\$ ou bien à 35,2 M\$ incluant les frais financiers. Les scénarios 1 et 2 incluent le coût initial de [REDACTED] M\$, toutefois ces scénarios ont un coût global bien supérieur. Veuillez expliquer et détailler à la Régie, ce qui est inclus dans le coût global de [REDACTED] ou bien [REDACTED] incluant la contribution gouvernementale.

COMPOSANTE LIÉE AU RACCORDEMENT DE WM POUR SA CONSOMMATION DE GAZ NATUREL ET NETTOYAGE DE LA CONDUITE ET DISPOSITION DES ACTIFS

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0022](#), p. 11 et 12;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 35, tableau 13;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), p. 23;
 - (iv) Pièce [B-0005](#), p. 38;
 - (v) Pièce [A-0015](#), p. 129;
 - (vi) Dossier R-3867-2013, ph. 3, décision [D-2018-080](#), p. 58, 66 et 67;
 - (vii) Pièce [B-0030](#), p. 11;
 - (viii) Pièce [B-0022](#), p. 13;
 - (ix) Dossier R-3532-2004, SCGM-1, Doc. 1.15, p.2;
 - (x) Pièce [B-0005](#), p. 39.

Préambule :

(i) Extrait de la réponse du Distributeur à la question 2.1 de la DDR no. 1 de la Régie, portant sur l'horizon d'amortissement utilisé dans l'analyse de la rentabilité du raccordement de WM pour sa consommation de gaz naturel :

« Énergir n'a pas procédé à un amortissement accéléré sur 20 ans dans l'analyse financière parce qu'une expectative de densification ou de réutilisation des actifs à d'autres fins est très probable après 20 ans. Par exemple, WM a d'autres besoins anticipés, tels qu'une station pour des camions au GNV, ainsi qu'un raccordement au réseau de gaz naturel pour un futur digesteur. Il est aussi anticipé que le site continuera de produire du GSR à l'échéance du contrat d'achat de 23 ans.

De plus, des clients commerciaux, notamment dans le secteur agricole, ont déjà manifesté leur intérêt à se raccorder au réseau d'Énergir. Il est à noter qu'en plus de fournir la charge suffisante pour alimenter l'usine de WM, l'extension de réseau permet également d'ajouter de la charge dans le secteur, ce qui permettra aux futurs clients potentiels de se raccorder au réseau de gaz naturel d'Énergir.

Les clients potentiels pour les marchés résidentiel, commercial et institutionnel seraient obligés de s'approvisionner en GSR ou à opter pour la solution biénergie-électricité si la Régie approuve la demande d'Énergir faite dans la Cause tarifaire 2023-2024, le tout dans une perspective de décarbonation du réseau.

En conséquence, sur la base de l'information ci-dessus, Énergir ne croit pas qu'il soit justifié de procéder à une analyse financière avec un amortissement accéléré sur 20 ans. » (références omises)

(ii) Le tableau 13 présente les résultats de l'analyse de sensibilité du contrat de raccordement signé avec WM pour sa consommation de gaz naturel, considérant des variations de coûts de $\pm 15\%$ et de volumes de $\pm 20\%$.

(iii) « Comme décrit à la section 1.2, la date de début du service projetée est le 1er janvier 2025. Les injections de GSR devraient se poursuivre pendant 23 ans, conformément au contrat d'achat de GSR, mais une durée de 20 ans sera utilisée pour l'amortissement des actifs. »

(iv) « L'amortissement de la conduite et des postes avait été fixé à 28 ans, soit équivalent à la durée de vie du site d'enfouissement à Saint-Jérôme [sic] évaluée en 2004. Cette période d'amortissement nous amenait à l'année 2031. Considérant que WM n'aura plus d'obligation contractuelle d'alimenter Papiers Rolland en biogaz, Énergir se retrouvera donc à la fin février 2025 avec une perte sur disposition d'actifs de 1,5 M\$. [...] » [nous soulignons]

(v) « Donc, le contrat que Rolland avait avec WM venait à échéance le mois dernier, donc en décembre vingt, vingt-trois (2023) et dès deux mille vingt-deux (2022), WM a clairement avisé Rolland qu'ils n'entendaient pas renouveler le contrat de biogaz au-delà de décembre deux mille vingt-trois (2023).

(vi) « 5.6.1 REVENUS CONSIDÉRÉS

[218] Énergir propose des modifications à la prévision de revenus prise en compte lors de l'évaluation de la rentabilité d'un projet, en considérant seulement les revenus provenant de clients ou de promoteurs qui se sont engagés contractuellement. Ainsi, contrairement à la Méthode actuelle, l'analyse de la rentabilité d'un projet est effectuée en excluant les revenus associés aux clients potentiels. Elle précise que cette modification permet de mitiger les risques en lien avec la prévision de revenus dans la Méthode actuelle.

[...]

[221] La Régie considère que le changement de pratique, proposé par Énergir en matière de quantification des revenus attendus d'un projet d'extension de réseau, constitue une amélioration en ce qui a trait à la précision et la prudence par rapport à la Méthode actuelle.

[222] En conséquence, la Régie accueille la proposition du Distributeur selon laquelle seuls les revenus engagés contractuellement sont considérés dans l'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau.

[...]

[257] En conséquence, la Régie juge que la prévision de nouvelles ventes associées à un projet d'extension de réseau ne peut prendre pour acquis que 100 % des nouveaux clients raccordés vont consommer les mêmes volumes et donc, générer les mêmes revenus, durant 40 ans.

[...]

[261] Sur la base des données mises en preuve par Énergir, afin de tenir compte de l'ensemble des facteurs influençant à la baisse la croissance des volumes attendue des projets d'extension de réseau, la Régie juge qu'il y a lieu d'appliquer aux prévisions ventes associées aux projets d'extension de réseau un taux d'ajustement de – 15 %, pour chacun des marchés résidentiel et commercial.

[262] La Régie ordonne à Énergir d'appliquer ce taux d'ajustement de – 15 % aux prévisions de ventes utilisées dans les évaluations de rentabilité de chacun des projets d'extension de réseau visant les clientèles des marchés résidentiel et commercial, que ces projets soient inférieurs ou supérieurs au seuil, plutôt que dans l'évaluation de la rentabilité globale du portefeuille. »

(vii) « 5.1 Veuillez expliquer la différence du type de travaux effectués entre les coûts de nettoyage de la conduite et les coûts d'abandon des postes et conduite (référence (i)).

Réponse :

Les coûts de nettoyage de la conduite comprennent principalement les travaux requis par les équipes internes et les équipes externes spécialisées pour effectuer les opérations de nettoyage de la conduite ainsi que la disposition des produits contaminés qui en découlent. »

(viii) « Réponse :

Pour les motifs mentionnés à la réponse à la question 2.1, Énergir est d'avis qu'une analyse considérant un amortissement accéléré sur 20 ans ne reflète pas les caractéristiques du projet. Le paragraphe 360 de la décision D-2018-180 en référence (iv) ne s'applique pas pour ce projet puisqu'il y a une forte probabilité d'expectative de densification ou de réutilisation des actifs à d'autres fins. En conséquence, la durée d'amortissement ne devrait pas être accélérée. »

(ix) « La situation concurrentielle favorable du biogaz par rapport aux autres sources d'énergie (le client n'est plus facturé pour le transport, l'équilibrage et la compression) devraient être un gage de succès à l'existence de clientèle au-delà de la cinquième année. Dans l'éventualité d'un échec, SCGM pourrait vendre le poste de compression. » [nous soulignons]

(x) « Énergir demande à la Régie d'intégrer les coûts de nettoyage de la conduite et d'abandon des actifs ainsi que la perte sur disposition d'actifs dans un compte de frais reportés (CFR) portant intérêt au coût moyen pondéré du capital en vigueur jusqu'à l'intégration à la base de tarification dans l'année financière 2025-2026. Énergir suggère une période d'amortissement de deux ans qui permettrait d'étaler l'impact tarifaire du Projet pour sa clientèle. »

Demandes :

3.1 Énergir mentionne en référence (i), qu'une expectative de densification, au-delà de 20 ans, est très probable. Cette densification proviendrait de/d'une :

- besoins anticipés :
 - station pour des camions au GNV;
 - raccordement d'un futur digesteur;
 - continuation du site d'enfouissement à produire du GSR;
- manifestation d'intérêt :
 - provenant de clients commerciaux, notamment le secteur agricole de se connecter au réseau d'Énergir;
- possible augmentation de la charge :
 - futurs clients potentiels pourront se connecter au réseau d'Énergir.

En tenant compte de la décision D-2018-080 (référence (vi)), dans laquelle la Régie :

- considère seulement les revenus engagés contractuellement, et non potentiels, afin de mitiger les risques liés à la prévision des revenus futurs. En d'autres termes, une *expectative de densification* correspond à de possibles volumes vendus, c.-à-d., des revenus potentiels, que ce soit par des besoins anticipés, des manifestations d'intérêt ou bien une possible augmentation de la charge;
- considère que même les volumes engagés contractuellement ont un risque intrinsèque de ne pas demeurer constants. Conséquemment, il ne faut pas tenir pour acquis la constance de ces volumes et spécifiquement lorsqu'un projet est évalué sur une longue période, telle que 40 ans;
- applique un taux d'effritement aux volumes attendus (volumes engagés contractuellement) des projets d'extension de réseau étant donné une baisse prévue de ces volumes.

Sur la base du précédent préambule :

3.1.1 veuillez élaborer sur l'« *expectative de densification* » au-delà de 20 ans, spécialement quand les volumes potentiels de long terme, c.-à-d., de l'an 21 à l'an 40 ont une expectative difficile à évaluer;

3.1.2 veuillez fournir les hypothèses, analyses, informations et/ou les données utilisées par Énergir afin d'établir cette expectative.

3.2 La Régie se questionne à savoir si la portion des coûts de nettoyage liée au tronçon de conduite, qui sera réhabilitée afin de fournir en GNT WM (référence (vii)), devrait être incluse dans les coûts totaux de la composante du Projet – *Raccordement de l'Usine au réseau de distribution d'Énergir pour sa consommation de gaz naturel*.

Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles la Régie ne devrait pas considérer ces coûts comme étant des coûts liés au projet visant le raccordement de l'usine de WM au réseau d'Énergir.

3.3 Énergir mentionne à la référence (viii) que « *le paragraphe 360 de la décision D-2018-180 ne s'applique pas pour ce projet puisqu'il y a une forte probabilité d'expectative de densification ou de réutilisation des actifs à d'autres fins. En conséquence, la durée d'amortissement ne devrait pas être accélérée.* ».

3.3.1 Dans l'éventualité où elle ne jugeait pas suffisamment probante ou suffisante l'expectative de densification et qu'elle jugeait que l'amortissement devait se faire sur une période accélérée conformément au paragraphe 360, la Régie demande à Énergir d'effectuer une analyse financière et de déposer les résultats tels que présentés au tableau 13 de la pièce B-0005 (référence (ii)), pour chacun des cinq scénarios suivants :

- Amortissement accéléré sur 20 ans;
- Amortissement accéléré sur 20 ans, incluant les coûts de nettoyage afférents à cette portion de conduite;
- Amortissement sur 40 ans, incluant les coûts de nettoyage afférents à cette portion de conduite.

3.3.2 Pour chaque analyse financière réalisée à la question précédente, veuillez déterminer, si nécessaire, le montant de la contribution financière requis de la part de WM pour atteindre un indice de profitabilité (IP) égal à 1.

- 3.3.3 Veuillez présenter tout commentaire additionnel, le cas échéant, en lien avec l'application de ces scénarios et la contribution qui pourrait devoir être exigée de WM.
- 3.4 D'après la compréhension de la Régie, l'abandon complet des postes et d'une section de la conduite est prévu pour la fin de février 2025 (référence (iv)). La Régie comprend toutefois que le contrat entre WM et Papiers Rolland a pris fin en décembre 2023 et qu'en conséquence la conduite n'est plus utilisée depuis cette date (référence (v)). Veuillez préciser à partir de quelle date la perte sur disposition d'actifs, liés au biogaz, est calculée et veuillez expliquer les raisons pour lesquelles Énergir retient cette date.
- 3.5 Veuillez commenter la possibilité de revente du compresseur (référence (ix)).
- 3.6 En lien avec la disposition d'actifs (référence (x));
- 3.6.1. Veuillez présenter quelles sont les bonnes pratiques comptables (PCGR) en lien avec la disposition d'actifs dans un contexte non-réglementé;
- 3.6.2. Veuillez commenter l'étalement sur deux ans des coûts de nettoyage de la conduite, l'abandon des postes et conduite et de la perte sur disposition d'actifs en lien avec les PCGR énoncés à la sous-question précédente;
- 3.6.3. Veuillez commenter la possibilité de passer à la dépense la perte sur disposition d'actif de même que les coûts de nettoyage, lors du prochain rapport annuel;
- 3.6.4. Veuillez indiquer si la période d'étalement de la perte sur disposition d'actif devrait être déterminée dans le dossier tarifaire plutôt que dans le présent dossier.