

**PROJET D'INVESTISSEMENT VISANT  
LE RACCORDEMENT D'UN NOUVEAU SITE  
D'INJECTION DE GSR ET LA RÉHABILITATION  
D'UNE CONDUITE À SAINTE-SOPHIE**

<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>4</b>
<b>1 CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES DU PROJET</b> .....	<b>6</b>
1.1 Objectifs visés par le Projet .....	6
1.2 Historique.....	6
1.3 Description et justification du Projet .....	8
1.4 Étude géotechnique.....	9
1.5 Impact environnemental et bénéfices non énergétiques.....	10
1.6 Coûts du Projet.....	11
1.7 Calendrier projeté .....	11
1.8 Listes des autorisations exigées en vertu d'autres lois .....	11
1.9 Impact sur la qualité de prestation du service de distribution de gaz naturel .....	11
<b>2 RACCORDEMENT DE L'USINE DE WM À DES FINS D'INJECTION DE GSR</b> .....	<b>13</b>
2.1 Description.....	13
2.2 Contribution gouvernementale .....	18
2.3 Principales normes techniques.....	19
2.4 Autres solutions envisagées.....	20
2.5 Coûts .....	20
2.6 Analyse financière et impact sur les tarifs .....	21
2.7 Calcul des taux applicables du tarif de réception .....	21
2.8 Taux au point de réception .....	22
2.9 Taux au point de livraison.....	28
2.10 Listes des autorisations exigées en vertu d'autres lois .....	28
2.11 Calendrier projeté .....	28
<b>3 CONNEXION DE L'USINE DE WM POUR SA CONSOMMATION DE GAZ NATUREL</b> .....	<b>30</b>
3.1 Description.....	30
3.2 Prévision de ventes .....	30
3.3 Aides financières .....	30
3.4 Retombées économiques et perspectives de marché .....	30
3.5 Principales normes techniques.....	31
3.6 Autres solutions envisagées.....	32
3.7 Coûts .....	33
3.8 Analyse financière .....	34
3.9 Impact sur les tarifs et analyse de sensibilité .....	35

3.10	Calendrier projeté .....	36
3.11	Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois .....	36
<b>4</b>	<b>NETTOYAGE DE LA CONDUITE ET DISPOSITION DES ACTIFS .....</b>	<b>37</b>
4.1	Description.....	37
4.2	Coûts du nettoyage de la conduite et de l'abandon de postes .....	38
4.3	Calendrier projeté .....	39
4.4	Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois.....	40
	<b>CONCLUSION.....</b>	<b>41</b>
	<b>ANNEXE 1 – Plages d'incertitude reliées au Projet</b>	
	<b>ANNEXE 2 – Taux au point de réception pour les années 1 à 20</b>	
	<b>ANNEXE 3 – Application de la méthodologie d'établissement des coûts de catégorie C approuvés par la Régie à la suite des décisions D-2022-123 et D-2023-127</b>	
	<b>ANNEXE 4 – Taux de distribution utilisés dans le calcul de rentabilité</b>	

**INTRODUCTION**

1 Énergir, s.e.c. (Énergir) souhaite réaliser un projet de construction d'infrastructures et de  
2 conduites de raccordement entre son réseau de distribution de gaz naturel, le réseau existant de  
3 Trans Québec & Maritimes (TQM) et le site de WM Québec inc. (WM) située à Sainte-Sophie (le  
4 Projet). Le Projet est séparé en trois composantes :

- 5 1. Le raccordement de l'usine de WM (l'Usine) au réseau de TQM afin de permettre l'injection  
6 de GSR. L'Usine comprend les installations de raffinage de biogaz produit à partir de la  
7 purification des biogaz du site d'enfouissement pour la production de gaz de source  
8 renouvelable (GSR), au sens de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.
- 9 2. Le raccordement de l'Usine au réseau de distribution d'Énergir pour sa consommation de  
10 gaz naturel.
- 11 3. Le nettoyage de la conduite existante ainsi que l'abandon d'une partie de cette conduite  
12 et des actifs liés au biogaz (poste de compression et poste de mesurage).

13 WM est une importante compagnie de collecte, de traitement et de recyclage des déchets en  
14 Amérique du Nord. Elle est propriétaire et opère plus d'une centaine de sites d'enfouissement en  
15 Amérique du Nord. WM prévoit développer environ vingt projets possibles de GSR à travers le  
16 Canada et les États-Unis. L'Usine développée par WM à Sainte-Sophie aura un potentiel  
17 d'injection de GSR dans le réseau d'Énergir d'environ 80 Mm<sup>3</sup> par année, à terme.

18 Le coût total des investissements est évalué à 41,7 M\$, dont 33,3 M\$ pour le raccordement de  
19 l'Usine de WM pour l'injection de GSR, 2,5 M\$ pour la connexion de l'Usine au réseau de  
20 distribution d'Énergir pour sa consommation en gaz naturel et 5,9 M\$ pour le nettoyage de la  
21 conduite et l'abandon des actifs liés au biogaz.

22 La présente demande vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (Régie), conformément  
23 à l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, pour la construction et la disposition d'actifs  
24 destinés au transport ou à la distribution du gaz naturel. En vertu de l'article 1, al. 1, paragr. 1 du  
25 *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*  
26 (Règlement), une autorisation de la Régie est requise pour acquérir, construire ou disposer des  
27 immeubles ou actifs destinés à la distribution de gaz naturel dans le cadre d'un projet dont le coût  
28 est de 4,0 M\$ ou plus.

- 1 Le Projet est présenté en différentes sections. La première section du document présente les
- 2 caractéristiques générales du Projet. Les particularités liées aux trois composantes spécifiques
- 3 du Projet sont ensuite présentées dans des sections distinctes.

## 1 CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES DU PROJET

### 1.1 OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

1 Le Projet permettra l'atteinte des objectifs suivants :

- 2 • Permettre à Énergir d'acheminer jusqu'aux consommateurs finaux le GSR produit par WM  
3 à partir de l'Usine;
- 4 • Favoriser l'atteinte des objectifs de la politique énergétique du Québec, soit d'augmenter  
5 de 50 % la production de bioénergie;
- 6 • Favoriser l'atteinte des cibles réglementaires de livraison de GSR de 5 % en 2025-2026,  
7 7 % en 2028-2029 et 10 % en 2030-2031;
- 8 • Favoriser une source d'approvisionnement locale d'énergie renouvelable et contribuer au  
9 développement de la filière du GSR au Québec;
- 10 • Raccorder WM au réseau de distribution d'Énergir pour sa consommation de gaz naturel;
- 11 • Réhabiliter la conduite existante de biogaz;
- 12 • Abandonner une partie de la conduite existante ainsi que les actifs liés au biogaz (poste  
13 de compression et poste de mesurage);
- 14 • Réaliser le Projet en minimisant les émissions de GES;
- 15 • Proposer des tracés minimisant les impacts techniques et environnementaux.

### 1.2 HISTORIQUE

16 Depuis décembre 2004, Papiers Rolland (anciennement Cascades) situé à Saint-Jérôme est  
17 alimenté en biogaz par WM au moyen d'une conduite dédiée. Depuis quelques années, WM  
18 développe un projet de production de GSR à partir des biogaz du site d'enfouissement qui  
19 consiste à permettre la valorisation de la totalité du biogaz du site d'enfouissement de  
20 Sainte-Sophie en le purifiant en GSR afin de l'injecter dans le réseau d'Énergir. Dans les deux

1 dernières années, WM a également commencé le développement d'un projet de  
2 biométhanisation sur le même site que l'Usine à Sainte-Sophie.

3 Actuellement, une partie du biogaz sert à alimenter Papiers Rolland et une partie est envoyée à  
4 la torchère. Or, pour le futur, WM souhaite valoriser 100 % du biogaz sous forme de GSR et de  
5 l'injecter dans le réseau d'Énergir.

6 Les discussions avec WM relatives au raccordement de l'Usine pour l'injection de GSR ont mené  
7 à la signature d'un contrat de service D<sub>R</sub> en avril 2023, déposé sous pli confidentiel à la pièce  
8 Énergir-1, Document 2. Les actifs de raccordement de ce contrat permettront à Énergir de  
9 recevoir le GSR provenant de l'Usine et, éventuellement, du futur projet de biométhanisation de  
10 WM. La date de début du service projetée est le 1<sup>er</sup> janvier 2025.

11 Les discussions commerciales avec WM relatives à l'achat du GSR provenant de l'Usine de  
12 purification des biogaz du site d'enfouissement ont mené à la signature d'un contrat d'achat de  
13 GSR en septembre 2023. Ce contrat a été déposé à la Régie pour approbation en  
14 novembre 2023<sup>1</sup>.

15 À la suite de la décision de WM de valoriser le biogaz sous forme de GSR, les actifs liés au  
16 biogaz, incluant la conduite entre Sainte-Sophie et Saint-Jérôme, devenaient inutiles. Afin de se  
17 conformer aux obligations découlant de la *Loi sur la qualité de l'environnement*<sup>2</sup> et du *Code de*  
18 *sécurité*<sup>3</sup>, la conduite doit être nettoyée avant d'être abandonnée ou réutilisée à d'autres fins.  
19 L'arrêt de la production de biogaz par WM fait également en sorte qu'un poste de compression  
20 et un poste de mesurage doivent être abandonnés.

21 Pour le fonctionnement de son Usine, WM a besoin d'alimentation en gaz naturel. Afin de  
22 répondre aux besoins de WM, Énergir a étudié deux scénarios pour connecter l'Usine de WM au  
23 réseau de distribution. Comme les charges futures de WM ne peuvent être comblées par le  
24 réseau actuel et considérant que la conduite actuelle ne servira plus à acheminer du biogaz entre  
25 WM à Sainte-Sophie et Papiers Rolland à Saint-Jérôme et que l'autre option considérée était plus  
26 coûteuse (voir section 3.6), Énergir propose de réhabiliter la conduite qui aurait été abandonnée

---

<sup>1</sup> R-4213-2022, pièce B-0343, Énergir-H, Document 11.

<sup>2</sup> *Loi sur la qualité de l'environnement*, LRQ, c. Q-2, art. 20.

<sup>3</sup> *Code de sécurité*, RRQ, B-1.1, r. 3, art. 27.

1 pour la convertir et la raccorder au réseau de distribution de gaz naturel existant, une fois  
2 nettoyée.

3 Le contrat de distribution pour la consommation de gaz naturel de l'Usine a été signé le  
4 10 novembre 2023 et est déposé comme pièce Énergir-1, Document 3 : les volumes projetés ne  
5 concernent pour le moment que l'Usine de raffinage de biogaz. Il est possible que dans le futur,  
6 les volumes souscrits par WM augmentent et, le cas échéant, un nouveau contrat de distribution  
7 serait alors conclu afin de refléter les nouvelles capacités souscrites.

### **1.3 DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET**

8 Dans un premier temps, le Projet vise à raccorder l'Usine de WM située à Sainte-Sophie à des  
9 fins d'injection de GSR, en mettant en opération un poste d'injection ainsi qu'une conduite de  
10 transmission de classe 7 070 kPa de 168,3 mm de diamètre et d'environ 9,7 km afin  
11 d'interconnecter la nouvelle conduite au réseau existant de TQM. Le réseau de transmission est  
12 le seul réseau à proximité ayant la capacité hydraulique pour accueillir les volumes de GSR  
13 produits, d'où l'interconnexion avec TQM.

14 Le Projet vise ensuite à raccorder l'Usine au réseau de distribution d'Énergir. Comme expliqué  
15 précédemment, WM a besoin d'être alimentée en gaz naturel pour le fonctionnement de son  
16 Usine.

17 Enfin, la conduite doit être nettoyée avant d'être abandonnée ou réutilisée à d'autres fins. L'arrêt  
18 de la production de biogaz par WM fait également en sorte qu'une partie de la conduite actuelle  
19 de biogaz sera abandonnée, ainsi qu'un poste de compression et un poste de mesurage.

20 Il est important de souligner que les trois composantes du Projet sont interreliées et que la  
21 réalisation du Projet est tributaire de la production de GSR à partir de l'Usine. En ce qui concerne  
22 les coûts, la composante liée à l'injection du GSR sera récupérée par l'entremise du tarif  $D_R$  alors  
23 que les coûts liés à la connexion de l'Usine pour sa consommation de gaz naturel et au nettoyage  
24 de la conduite et à l'abandon des actifs seront récupérés dans les tarifs futurs. La partie du Projet  
25 liée au raccordement de WM pour l'injection de GSR est soumise à l'étude par le Bureau  
26 d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE). Ce processus a été entamé en mai 2022,  
27 pour une durée prévue d'environ 24 mois. Une recommandation finale suivie d'un décret sont  
28 attendus en juin 2024.



1 Un plan du Projet est déposé à la pièce Énergir-1, Document 4. La phase 1 du plan correspond  
2 à la composante du Projet liée à l'injection du GSR, les phases 2 et 3 correspondent à la  
3 composante du Projet liée à la connexion de WM au réseau d'Énergir pour sa consommation en  
4 gaz naturel et la phase 4 correspond à l'abandon des actifs de biogaz.

5 Une description plus détaillée sera présentée dans les sections spécifiques liées à chacune des  
6 composantes du Projet.

#### **1.4 ÉTUDE GÉOTECHNIQUE**

7 Une analyse des sols a été effectuée tout au long du tracé. Celle-ci a été réalisé en trois phases,  
8 soit une première phase entre les 7 et 19 septembre 2022, une deuxième phase entre le  
9 23 novembre et le 8 décembre 2022 et une troisième phase entre le 5 octobre et le 25 octobre  
10 2023. Onze forages verticaux d'une profondeur comprise entre 5,3 m et 12,8 m ont été réalisés  
11 à proximité de l'axe où la conduite sera installée. Également, à l'aide d'une pelle mécanique,  
12 54 tranchées exploratoires d'une profondeur allant jusqu'à 2,6 m ont été creusées. L'étude  
13 géotechnique relative aux deux premières phases est déposée à la pièce Énergir-1, Document 5.  
14 Les rapports préliminaires de la troisième phase sont déposés à la pièce Énergir-1, Document 6.

15 Une seconde analyse des sols a été effectuée entre les 3 et 12 octobre 2023 pour recueillir des  
16 données supplémentaires : huit forages d'une profondeur comprise entre 7,7 m et 10,7 m à  
17 proximité de l'axe où la conduite sera installée. Également, à l'aide d'une pelle mécanique, deux  
18 tranchées exploratoires de 3,5 m de profondeur ont été creusées. Les rapports préliminaires de  
19 cette analyse sont déposés à la pièce Énergir-1, Document 7.

20 Les sondages et les tranchées ont été effectués le long du tracé projeté en servitude dédiée sur  
21 les terrains de WM et d'autres propriétaires privés, aux abords des traverses de cours d'eau et  
22 de chemins de fer, des routes municipales et des routes appartenant au ministère des Transports  
23 et de la Mobilité durable (MTQ). Les résultats de ces sondages permettent à Énergir de connaître,  
24 entre autres, la nature du sol et sa stabilité, en plus d'augmenter le niveau de précision sur la  
25 quantité de roc à enlever ainsi que sur l'apport et la disposition du remblai.

26 Selon les résultats de l'étude réalisée, Énergir est confiante de pouvoir réaliser les travaux selon  
27 l'estimation des coûts. Ces informations serviront également pour déterminer les méthodes de  
28 construction lors de la réalisation des travaux.

**1.5 IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET BÉNÉFICES NON ÉNERGÉTIQUES**

1 Comme indiqué à la section 1.1, le Projet favorisera l'atteinte des cibles réglementaires de  
2 livraison de GSR et contribuera aux efforts de décarbonation, en plus de favoriser une source  
3 d'approvisionnement locale d'énergie renouvelable et contribuer au développement de la filière  
4 du GSR au Québec.

5 Le Projet s'inscrit dans un projet de construction d'une Usine de production de GSR par WM qui,  
6 à terme, pourrait injecter annuellement environ 80 Mm<sup>3</sup> de GSR dans le réseau gazier, ce qui  
7 contribuerait significativement aux objectifs de réduction des GES du Gouvernement du Québec.  
8 La production locale de GSR et l'augmentation de son utilisation permettraient potentiellement, à  
9 terme, de réduire annuellement les émissions de GES du Québec jusqu'à 140 000 tonnes éqCO<sub>2</sub>.

10 Les émissions de GES prévues en phase de construction sont évaluées à 2 200 tonnes éqCO<sub>2</sub>  
11 et de 80 tonnes éqCO<sub>2</sub> annuellement pour ce qui est de la phase exploitation.

12 Ces valeurs ont été calculées sur la base des facteurs d'émission publiés par le Gouvernement  
13 du Québec, soit de 1,889 tonne eqCO<sub>2</sub> par millier de mètre-cube pour le gaz naturel  
14 conventionnel et de 0,011 tonne eqCO<sub>2</sub> par millier de mètre-cube pour le GSR, également utilisés  
15 dans le cadre de la déclaration annuelle obligatoire du *Règlement sur la déclaration obligatoire*  
16 *de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* (RDOCECA)<sup>4</sup>. Il est à noter que les  
17 volumes de GSR injectés dans le réseau d'Énergir sont analysés à une température de 15 °C et  
18 à une pression de 101,325 kPa, tandis que les facteurs du gouvernement présentent les facteurs  
19 pour des volumes de gaz à une température de 20 °C et une pression de 101,325 kPa. Un  
20 ajustement de 101,7352 % est donc apporté, afin de se conformer à la température de 20 °C  
21 indiquée à l'article 3.03 du Règlement<sup>5</sup>.

22 Énergir ne connaît pas les volumes exacts de biogaz actuellement envoyés à la torchère ou  
23 valorisés. L'hypothèse de 140 000 tonnes éqCO<sub>2</sub> est basée sur la valorisation de 100 % des  
24 volumes de biogaz provenant du site de WM pour la production de GSR et l'évitement de la  
25 combustion de la quantité correspondante de gaz naturel conventionnel.

---

<sup>4</sup> RLRQ c Q-2, r 15.

<sup>5</sup> *Ibid.*

## 1.6 COÛTS DU PROJET

1 Le coût total des investissements pour le projet est de 41,7 M\$. Le détail des coûts pour chacune  
2 des composantes du Projet est présenté dans les sections suivantes du présent document.

## 1.7 CALENDRIER PROJETÉ

3 Le calendrier projeté du Projet s'échelonne jusqu'en septembre 2025. Les travaux doivent  
4 débuter en juillet 2024 avec une mise en gaz prévue en décembre 2024 pour la composante GSR  
5 ainsi que pour le raccordement de l'Usine pour la consommation de WM en gaz naturel. Les  
6 travaux relatifs au nettoyage de la conduite de biogaz et à l'abandon des actifs sont prévus entre  
7 septembre 2024 et février 2025. Les travaux de mise en état se dérouleront de juin à septembre  
8 2025.

9 Le détail du calendrier pour chacune des composantes du Projet est présenté dans les sections  
10 suivantes du présent document.

11 Afin de respecter l'échéancier fixé pour la mise en gaz et de pouvoir débuter les travaux en  
12 juin 2024, une autorisation de la Régie serait nécessaire d'ici le 15 mars 2024. Cette date  
13 s'explique principalement par la durée nécessaire pour finaliser les achats d'équipements, signer  
14 le contrat avec l'entrepreneur général et lui permettre de planifier son exécution.

## 1.8 LISTES DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

15 La liste des autorisations requises pour chacune des composantes du Projet est présentée dans  
16 les sections suivantes du présent document.

## 1.9 IMPACT SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

17 La réalisation du Projet permettra de raccorder les installations d'un client désirant injecter du  
18 GSR produit sur le territoire d'Énergir afin qu'il puisse être distribué dans le réseau de distribution  
19 et acheminé à la clientèle d'Énergir.

20 Le Projet permettra, entre autres, de diversifier les sources d'approvisionnement en favorisant la  
21 consommation d'une énergie renouvelable locale, et ce, sans impact sur la qualité de prestation

1 du service de distribution de gaz naturel. Ce Projet atteint également les objectifs du  
2 Gouvernement du Québec visant à augmenter la production et la consommation de GSR au  
3 Québec. En ce sens, les volumes additionnels injectés dans le réseau d'Énergir contribueront à  
4 l'atteinte des cibles réglementaires de contenu renouvelable pour les distributeurs gaziers et  
5 permettront d'offrir une énergie renouvelable aux clients d'Énergir.

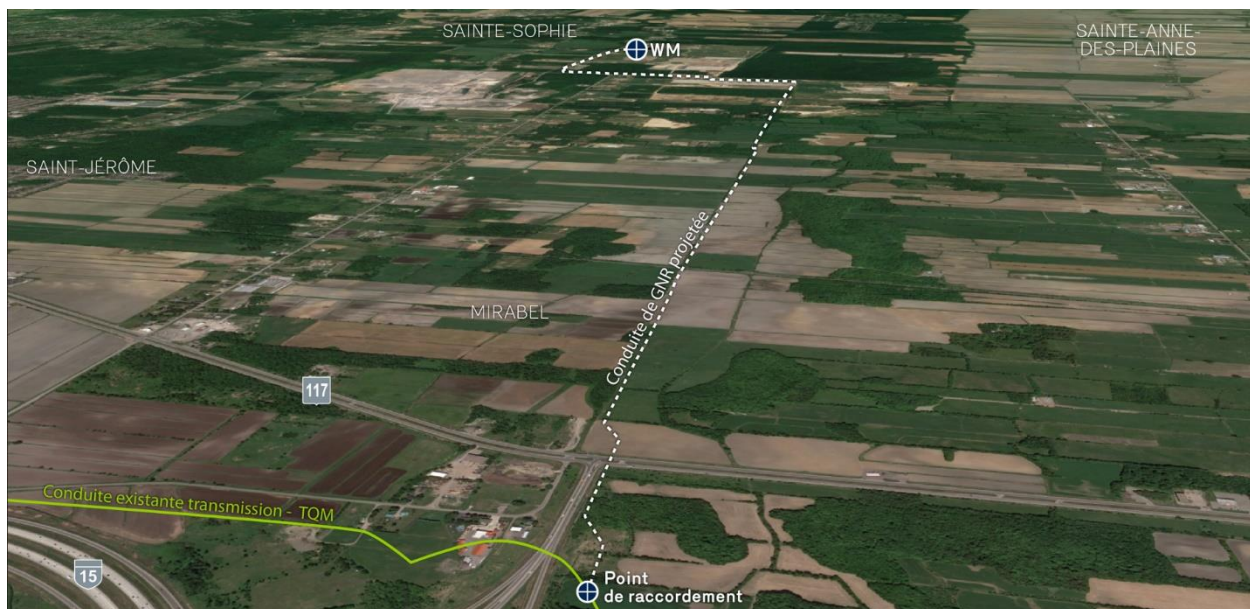
6 Le Projet permettra également de nettoyer et de réhabiliter une conduite existante afin de pouvoir  
7 permettre à WM de consommer du gaz naturel, sans impact sur la qualité de prestation du service  
8 de distribution d'Énergir.

## 2 RACCORDEMENT DE L'USINE DE WM À DES FINS D'INJECTION DE GSR

### 2.1 DESCRIPTION

- 1 Cette composante du Projet consiste à investir pour la construction et la mise en opération des  
2 « actifs de raccordement » qui englobent le poste d'injection et une conduite de transmission de  
3 ce poste au réseau existant de TQM (figure 1). Aucun autre ajout n'est prévu au réseau existant.  
4 Le réseau de transmission est le seul réseau à proximité ayant la capacité hydraulique pour  
5 accueillir les volumes de GSR produits, d'où l'interconnexion avec TQM.

**Figure 1**  
**Tracé indiquant la conduite de raccordement du poste d'injection**



- 6 WM installera une conduite de son Usine jusqu'à l'entrée du poste d'injection ainsi qu'une  
7 conduite de retour/recyclage à la sortie du poste d'injection et retournant vers l'Usine. Le poste  
8 sera installé sur le terrain de WM : aucun coût n'est donc attribué à l'achat du terrain. Énergir  
9 devra cependant aménager le terrain et acquérir un droit d'accès permanent sur le site pour le  
10 poste et la conduite.

1 L'étude hydraulique réalisée à partir des données historiques de consommation du réseau de  
2 TQM a permis de conclure qu'en tenant compte de la consommation actuelle des clients d'Énergir  
3 sur le tronçon en question, le réseau a la capacité de prendre la totalité du GSR qui sera produit  
4 par l'Usine. L'injection se fera dans une conduite de transmission de TQM qui est une branche  
5 latérale vers Saint-Jérôme de son réseau principal qui alimente l'île de Montréal, la Rive-Nord du  
6 fleuve Saint-Laurent jusqu'à Québec et la Beauce ainsi que l'Estrie et une partie du nord-est  
7 américain via la conduite de *Portland Natural Gas Transmission System* (PNGTS). Il existe donc  
8 une grande marge de manœuvre entre les volumes de GSR qui seront injectés par l'Usine et la  
9 consommation de gaz naturel en été, la période où les consommations sont les plus faibles. La  
10 capacité hydraulique du réseau à recevoir la totalité des volumes injectés ne présente donc pas  
11 d'enjeu.

12 Les principaux équipements composant le poste d'injection et leur fonction sont :

- 13 • Les équipements d'analyse de la qualité du gaz, incluant :
  - 14 ○ un chromatographe permettant de valider le pouvoir calorifique du gaz avant son
  - 15 injection dans le réseau d'Énergir; et
  - 16 ○ des analyseurs de sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S), d'oxygène (O<sub>2</sub>), d'humidité (H<sub>2</sub>O),
  - 17 de soufre (S) et de densité.

18 Ces équipements permettent de connaître la teneur des principaux composants du GSR  
19 pour déterminer la qualité et la recevabilité du gaz;

- 20 • Le poste de régulation/mesurage, soit les vannes de contrôle permettant de maintenir  
21 constante la pression de sortie du poste et de protéger le réseau contre les surpressions,  
22 et le mesurage permettant de mesurer le volume du gaz provenant de WM qui sera injecté  
23 dans le réseau;
- 24 • Le système d'automatisation et l'instrumentation, permettant la communication des  
25 données en provenance des équipements déjà décrits vers le centre de contrôle du  
26 réseau d'Énergir afin de contrôler à distance l'entrée ou le refus du GSR (si qualité non  
27 conforme avec la spécification GNR.01.01 « Procédure d'assurance de qualité pour  
28 injection du gaz naturel renouvelable dans le réseau d'Énergir »);
- 29 • Le bâtiment et les aménagements du terrain;

1       • Des conduites de service qui constituent les lignes d'entrée et de sortie du gaz entre le  
2       poste d'injection et le poste de vannes;

3       • Les équipements de sécurité.

4       La surface occupée par la gare de lancement, le poste de vanne et le poste d'injection est d'une  
5       superficie hors tout d'environ 30 mètres par 40 mètres sur le site de WM (figure 2). La gare de  
6       lancement et le poste de vanne sont visibles dans le haut de la figure. Le poste d'injection se  
7       trouve dans le bas à gauche de la figure.

**Figure 2**  
**Plan d'aménagement préliminaire sur le site de WM**

**Le plan est déposé sous pli confidentiel.**



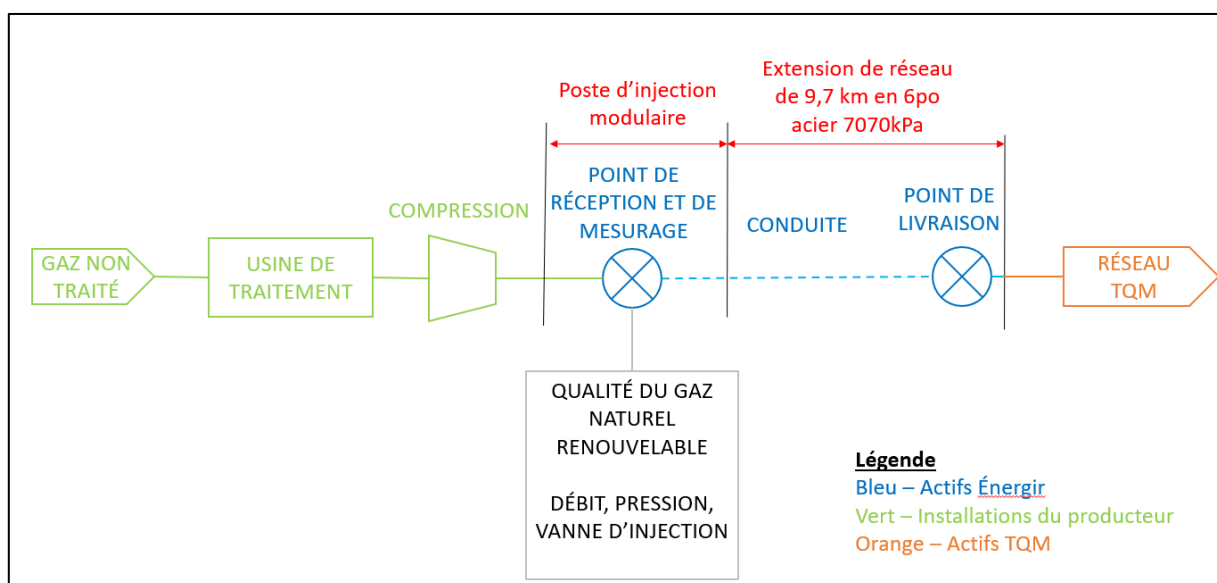
1 La conduite de transmission reliant le poste d'injection au réseau de TQM comprend les éléments  
2 suivants :

- 3 • Une gare de lancement de 168,3 mm de diamètre pour lancer l'outil d'inspection interne  
4 de la conduite de transmission et un poste de vanne à l'extrémité chez WM;
- 5 • Une conduite d'acier de 168,3 mm de diamètre, d'environ 9,7 km de longueur pour  
6 raccorder le poste au réseau d'acier de TQM;
- 7 • Une gare de réception de 168,3 mm de diamètre pour recevoir l'outil d'inspection interne  
8 de la conduite de transmission et un poste de vanne à l'extrémité vers TQM;
- 9 • Un chemin d'accès permanent pour atteindre la gare de réception et le point de  
10 raccordement sur TQM.

11 TQM est responsable du raccordement de la nouvelle conduite de transmission sur leur réseau.

12 La figure 3 présente la chaîne de valorisation des déchets, de la production jusqu'à l'injection du  
13 GSR, tout en distinguant les actifs selon qu'ils appartiennent à Énergir (en bleu) ou à WM (en  
14 vert). Les détails de l'ensemble de la chaîne seront exposés dans les paragraphes suivants.

**Figure 3**  
**Schéma de la chaîne de valorisation du GSR**  
**produit par WM et distribué par Énergir**



Activités sous la responsabilité de WM

- 1 Le captage et le nettoyage du biogaz produit sur le site seront sous la responsabilité de WM.  
2 Lorsque le gaz sera traité et aura atteint la qualité nécessaire à l'injection dans le réseau  
3 d'Énergir, il sera envoyé dans le poste d'injection modulaire.
- 4 Dans le cas où le GSR reçu au point de réception d'Énergir n'était pas conforme, celui-ci serait  
5 réacheminé vers l'Usine du producteur.
- 6 De ce fait, le producteur est responsable d'installer et de raccorder son Usine à l'entrée du poste  
7 d'injection ainsi que la conduite de retour/recyclage à la sortie du poste d'injection vers l'Usine.

Activités sous la responsabilité d'Énergir

- 8 À partir du point de réception (comme illustré à la figure 3), Énergir s'assurera que le GSR reçu  
9 dispose des mêmes propriétés que le gaz naturel circulant dans le réseau de distribution, pour  
10 ensuite l'injecter dans la conduite principale.
- 11 Pour ce faire, un poste d'injection sera construit sur le terrain du producteur et raccordé au réseau  
12 de distribution d'Énergir. Le poste d'injection sera composé d'équipements permettant la  
13 régulation, le mesurage, l'odorisation et le contrôle de qualité du GSR reçu. L'aménagement du  
14 terrain où le poste d'injection sera installé et la construction de la conduite de raccordement pour  
15 relier ce poste au réseau de distribution existant seront également sous la responsabilité  
16 d'Énergir.

**2.2 CONTRIBUTION GOUVERNEMENTALE**

- 17 Énergir a déposé une demande de subvention au ministère de l'Économie, de l'Innovation et de  
18 l'Énergie (MEIE) dans le cadre du *Programme de soutien à la production de gaz naturel*  
19 *renouvelable* (PSPGMR) volet 2, catégorie B.
- 20 Selon l'évaluation d'Énergir, le montant des dépenses admissibles est le maximum du  
21 programme, soit 15 M\$. Pour établir le tarif de réception de la section 2.8, Énergir a présumé que  
22 la demande d'aide financière de 15 M\$ sera accueillie par le gouvernement. Advenant un refus,  
23 le producteur a accepté d'assumer l'entièreté des coûts.

1 Il est à noter que la demande de subvention au gouvernement a été complétée et soumise au  
2 PSPGNR en octobre 2023 à la suite de l'estimation des coûts de classe 3.

### 2.3 PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES

3 La norme BNQ 3672-100/2012 est utilisée pour contrôler la conformité du gaz injecté.

4 La construction de la conduite de raccordement sera réalisée conformément aux exigences de la  
5 dernière édition applicable au Québec de la norme CSA Z662, ainsi qu'au chapitre II du *Code de*  
6 *construction*.

7 De plus, cette composante du Projet sera réalisée conformément aux spécifications techniques  
8 d'Énergir afin de se conformer aux exigences des plus récentes versions des différents codes et  
9 règlements applicables, notamment :

- 10 • ACNOR/CSA : B149.1- *Code d'installation du gaz naturel et du propane*;
- 11 • CSA B149.6 : *Code pour le gaz de digesteur, gaz d'enfouissement et la production de*  
12 *biogaz et de l'utilisation*;
- 13 • CSA B51 : *Code sur les chaudières, les appareils et les tuyauteries sous pression*;
- 14 • CAN/CSA-C22.1 : *Code canadien de l'électricité*;
- 15 • *Le Code national du bâtiment – Canada (CNB)*;
- 16 • Les normes de la Commission des normes de l'équité, de la santé et de la sécurité au  
17 travail (CNESST);
- 18 • *Le Règlement sur les certificats de qualification et sur l'apprentissage en matière de gaz,*  
19 *de machines fixes et d'appareils sous pression (R.L.R.Q., c. F-5) et le Code de*  
20 *construction (R.L.R.Q., c. B-1.1), qui intègrent les exigences des codes applicables de*  
21 *l'Association canadienne de normalisation (ACNOR).*

22 Les données techniques de la conduite sont présentées au tableau 1 :

**Tableau 1**  
**Données techniques de la conduite pour l'injection de GSR**

Nombre de conduite(s)	1
Diamètre extérieur de la conduite	168,3 mm (6 pouces)
Longueur totale de la nouvelle conduite	9,7 km
Matériaux	Acier
Pression maximale d'opération	7 070 kPa

## 2.4 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

1 D'autres options sur le réseau d'alimentation d'Énergir (réseau à une pression plus faible, soit  
2 2 400 kPa) ont été étudiées. Cependant, étant donné les volumes importants de GSR, le  
3 raccordement sur la transmission est la seule option possible pour recevoir la totalité des volumes  
4 injectés.

5 L'option d'installer un poste à rebours a également été analysée, pour injecter le surplus d'une  
6 nouvelle conduite d'alimentation vers le réseau de TQM. Cette installation entraînait toutefois des  
7 impacts supérieurs pour l'environnement, l'agriculture et la perte d'usage du sol, tout en  
8 impliquant des coûts d'opération importants.

## 2.5 COÛTS

9 Le coût total des investissements pour la composante du Projet liée à l'injection du GSR est de  
10 33,3 M\$.

11 La répartition des coûts selon la nature des travaux est présentée au tableau 2. Les coûts ont été  
12 évalués selon une estimation de classe 3, avec une précision de  $\pm 15\%$ . La contingence a été  
13 établie à partir des résultats des simulations Monte-Carlo.

**Tableau 2**  
**Coûts pour l'injection de GSR**

**Ce tableau est déposé sous pli confidentiel.**

1 Les plages d'incertitudes reliées à chacune des activités de cette composante du Projet, qui ont  
2 été utilisées dans les simulations Monte-Carlo (afin de déterminer la contingence), sont déposées  
3 sous pli confidentiel à l'annexe 1.

**2.6 ANALYSE FINANCIÈRE ET IMPACT SUR LES TARIFS**

4 L'analyse de la rentabilité et de l'impact sur les tarifs n'est pas nécessaire dans le cas d'un projet  
5 d'injection puisque l'ensemble des coûts est couvert par le tarif de réception facturé au client  
6 injecteur. Contrairement aux tarifs de distribution, un tarif de réception unique par projet est  
7 calculé afin de permettre à Énergir de recouvrer l'ensemble des coûts associés au projet.

**2.7 CALCUL DES TAUX APPLICABLES DU TARIF DE RÉCEPTION**

8 Étant un client qui désire injecter du GSR dans le réseau de distribution, WM sera assujéti au  
9 tarif de réception. Les taux applicables au point de réception ainsi que le taux applicable au point  
10 de livraison ont été établis.

1 Comme énoncé dans l'introduction, le tarif de réception présenté dans cette section est basé sur  
 2 des estimations de coûts et différera donc du tarif final facturé au client basé sur les coûts réels.  
 3 Le coût final tiendra compte, le cas échéant, de la subvention de 15 M\$ du Gouvernement du  
 4 Québec. Compte tenu du fait que la Régie a approuvé la méthodologie présentée dans le dossier  
 5 R-4076-2018 dans sa décision D-2019-115, les taux finaux basés sur les coûts réels seront  
 6 soumis pour approbation par la Régie une fois cette composante du Projet complétée, et ce, à la  
 7 condition que l'échéancier soit respecté.

## 2.8 TAUX AU POINT DE RÉCEPTION

8 La méthode d'établissement des taux est un calcul financier basé sur le revenu requis au point  
 9 de réception de WM. Les taux applicables à ce point de réception correspondent à la somme des  
 10 obligations minimales quotidiennes (OMQ) et du taux unitaire d'injection.

11 Les OMQ se déclinent en deux volets : le volet *Investissements* et le volet *Distribution*. Afin de  
 12 récupérer les dépenses d'investissement déboursées par Énergir, le volet *Investissements* est  
 13 établi en fonction des coûts d'investissement (coûts de catégorie A) diminués de la contribution  
 14 reçue, le cas échéant. Le montant utilisé pour le calcul du volet *Investissements* est de 20,252 M\$.  
 15 Pour établir ce montant, Énergir présume que la demande d'aide financière de 15 M\$ déposée  
 16 au terme du volet 2 du PSPGNER sera accueillie par le gouvernement. Advenant un refus, le  
 17 producteur a accepté d'assumer l'entièreté des coûts.

**Tableau 3**  
**Coûts utilisés pour le calcul de l'OMQ – volet *Investissements***

Activités	Coûts <sup>6</sup> (000\$)
Investissement total	35 252
(-) Contribution	(15 000)
<b>Investissement total après contribution</b>	<b>20 252</b>

18 Le volet *Distribution*, quant à lui, correspond à la portion des coûts de distribution non liés au  
 19 réseau gazier alloués au client (coûts de catégorie C), établis selon le ratio de 4 % des coûts

<sup>6</sup> Les coûts utilisés pour l'évaluation du tarif diffèrent de ceux présentés dans le tableau 5 puisqu'ils incluent les frais financiers afin d'appliquer la méthodologie approuvée par la Régie dans sa décision D-2023-127.

1 d'investissement du poste d'injection avant subvention d'une part et d'autre part d'un maximum  
2 de 4 % des coûts d'investissement est utilisé pour la conduite, jusqu'à concurrence de 30 % de  
3 l'investissement total<sup>7</sup>.

4 Le taux unitaire au volume injecté appliqué par Énergir correspond à la somme des taux de  
5 redevance à la Régie de l'énergie et à la Régie du bâtiment du Québec.

6 Comme décrit à la section 1.2, la date de début du service projetée est le 1<sup>er</sup> janvier 2025. Les  
7 injections de GSR devraient se poursuivre pendant 23 ans, conformément au contrat d'achat de  
8 GSR, mais une durée de 20 ans sera utilisée pour l'amortissement des actifs.

9 Par ailleurs, comme prévu au contrat de service de réception à la pièce Énergir-1, Document 2,  
10 advenant le cas où WM cessait d'injecter du gaz, le Client devrait payer à Énergir le montant  
11 équivalent à la valeur comptable des Actifs d'Énergir au moment de la terminaison du service de  
12 réception.

13 Le tableau 4 présente les hypothèses ainsi que les paramètres financiers requis pour calculer le  
14 coût de service au point de réception. Les paramètres financiers sont ceux déposés dans le cadre  
15 de la Cause tarifaire 2023-2024<sup>8</sup>.

---

<sup>7</sup> Les modifications concernant la répartition des coût communs et le retrait des frais financiers tels qu'approuvés par la Régie à la suite de la décision D-2023-127 seront également appliquées – voir annexe 3.

<sup>8</sup> Dossier R-4213-2022, pièce B-0137, Énergir-Q, Document 1, p. 23.

**Tableau 4**  
**Hypothèses et paramètres d'analyse financière**

<b>Hypothèses du Projet</b>	<b>Valeurs</b>
Volume annuel à 100 % de CU ( $m^3$ )	15 374 921
Investissement total en capital (\$)	35 252 911
Investissement total en capital net des subventions (\$)	20 252 911
Coûts de distribution non liés au réseau gazier (\$)	666 531
<b>Paramètres réglementés</b>	<b>Valeurs</b>
Durée d'amortissement des actifs ( <i>années</i> )	20
Taux de redevance à la Régie de l'énergie ( $\$/10^3m^3$ )	1,2581
Taux de redevance à la Régie du bâtiment ( $\$/10^3m^3$ )	0,524
Taux de la taxe sur les services publics (%)	1,50 %
Taux d'imposition (%)	26,50 %
Taux de la dette (%)	4,177 %
Taux de l'équité (coût pondéré de l'avoir des actionnaires ordinaires et privilégiés) (%)	8,37 %
Taux moyen pondéré du capital (%)	6,11 %

- 1 À partir de ces hypothèses, Énergir fixe les taux applicables au point de réception de façon à
- 2 récupérer, par le nouveau client, le coût de service chaque année.
- 3 Le tableau 5 détaille le coût de service pour les années 0 à 5 ainsi que pour l'année 20. Notons
- 4 que ce tableau a été établi sur la base des paramètres de l'année 1 et que ces paramètres devront
- 5 être ajustés annuellement pour refléter l'évolution des taux au point de réception.



**Tableau 5**  
**Calcul du coût de service**

Coût de service	An 0	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Coûts de distribution non liés au réseau gazier (\$)		(666 531)	(666 531)	(666 531)	(666 531)	(666 531)	(666 531)
Taxe sur les services publics (\$)		(288 604)	(273 414)	(258 225)	(243 035)	(227 845)	(0)
Redevances (\$)		(27 400)	(44 043)	(47 336)	(91 456)	(107 545)	(121 596)
Amortissement (\$)		(1 012 646)	(1 012 646)	(1 012 646)	(1 012 646)	(1 012 646)	(1 012 646)
Coût d'intérêt (\$)		(445 400)	(422 559)	(399 718)	(376 877)	(354 036)	(11 421)
Impôts (\$)		(420 157)	(200 182)	(211 623)	(221 535)	(230 008)	(232 601)
Coût de l'équité (\$)		(760 283)	(721 294)	(682 305)	(643 317)	(604 328)	(19 494)
<b>Total (\$)</b>		<b>(3 621 021)</b>	<b>(3 340 669)</b>	<b>(3 278 384)</b>	<b>(3 255 396)</b>	<b>(3 202 939)</b>	<b>(2 064 289)</b>
Base de tarification	An 0	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Équité (\$)	(9 316 339)	(9 083 431)	(8 617 614)	(8 151 797)	(7 685 980)	(7 220 163)	(232 908)
Dette (\$)	(10 936 572)	(10 663 158)	(10 116 329)	(9 569 501)	(9 022 672)	(8 475 843)	(273 414)
Base de tarification moyenne (\$)	(20 252 911)	(19 746 589)	(18 733 943)	(17 721 297)	(16 708 652)	(15 696 006)	(506 323)
Coût et revenu tarifaire	An 0	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Coût de service (\$)		3 621 021	3 340 669	3 278 384	3 255 396	3 202 939	2 064 289
Revenu tarifaire (\$)		3 621 021	3 340 669	3 278 384	3 255 396	3 202 939	2 064 289
Volumes injectés (m <sup>3</sup> )		15 374 921	24 713 909	26 561 771	51 319 161	60 347 163	68 231 987
<b>Tarif de réception (total) (¢/m<sup>3</sup>)</b>		<b>3,694</b>	<b>3,404</b>	<b>3,340</b>	<b>3,266</b>	<b>3,207</b>	<b>2,074</b>

Note : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux.

- 1 Une fois le coût de service établi, les taux des portions fixes du tarif OMQ ainsi que le taux variable
- 2 (taux unitaire au volume injecté) doivent être fixés.
- 3 Comme prévu dans l'établissement des taux du tarif de réception, la portion des coûts liée au
- 4 taux du volet *Investissements* de l'OMQ représente les coûts reliés aux investissements en capital
- 5 des actifs de raccordement (coûts de catégorie A) diminués de la contribution reçue, soit
- 6 20,252 M\$. Cet investissement génère des coûts annuels pour les postes suivants :

**Tableau 6**  
**Calcul du taux de l'obligation minimale quotidienne (OMQ)**  
**Volet Investissements**

Coût de service	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Taxe sur les services publics (\$)	(288 604)	(273 414)	(258 225)	(243 035)	(227 845)	(0)
Amortissement (\$)	(1 012 646)	(1 012 646)	(1 012 646)	(1 012 646)	(1 012 646)	(1 012 646)
Coût d'intérêt (\$)	(445 400)	(422 559)	(399 718)	(376 877)	(354 036)	(11 421)
Impôts (\$)	(420 157)	(200 182)	(211 623)	(221 535)	(230 008)	(232 601)
Coût de l'équité (\$)	(760 283)	(721 294)	(682 305)	(643 317)	(604 328)	(19 494)
<b>Coût de service (portion fixe) (\$)</b>	<b>(2 927 090)</b>	<b>(2 630 095)</b>	<b>(2 564 517)</b>	<b>(2 497 409)</b>	<b>(2 428 863)</b>	<b>(1 276 162)</b>
Revenu tarifaire	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Revenu tarifaire (portion fixe) (\$)	2 927 090	2 630 095	2 564 517	2 497 409	2 428 863	1 276 162
Volumes CMC (m <sup>3</sup> )	102 200 000	102 200 000	102 200 000	102 480 000	102 200 000	102 480 000
<b>Taux de l'OMQ - Volet Investissement (¢/m<sup>3</sup>/jour)</b>	<b>2,864</b>	<b>2,573</b>	<b>2,509</b>	<b>2,437</b>	<b>2,377</b>	<b>1,245</b>

Note : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux

- 1 Le taux de l'OMQ pour le volet *Investissements* est établi en divisant les coûts par la capacité
- 2 maximale contractuelle (CMC) exprimée annuellement, ce qui résulte en un taux unitaire de
- 3 2,864 ¢/m<sup>3</sup>/jour pour la première année et de 1,245 ¢/m<sup>3</sup>/jour pour la vingtième année.
- 4 La portion fixe des coûts associés aux coûts de distribution non liés au réseau gazier est estimée
- 5 à 4 % des coûts d'investissement du poste d'injection avant subvention d'une part et d'autre part
- 6 d'un maximum de 4 % des coûts d'investissement est utilisé pour la conduite – jusqu'à
- 7 concurrence de 30 % de l'investissement total – et représente 666 531 \$ annuellement. Il en
- 8 résulte un taux de 0,652 ¢/m<sup>3</sup>/jour, comme présenté au tableau 7.

**Tableau 7**  
**Calcul du taux de l'obligation minimale quotidienne (OMQ)**  
**Volet Distribution**

Coût de service	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Coûts de distribution non liés au réseau gazier (\$)	(666 531)	(666 531)	(666 531)	(666 531)	(666 531)	(666 531)
<b>Coût de service (portion fixe) (\$)</b>	<b>(666 531)</b>	<b>(666 531)</b>	<b>(666 531)</b>	<b>(666 531)</b>	<b>(666 531)</b>	<b>(666 531)</b>
Revenu tarifaire	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Revenu tarifaire (portion fixe) (\$)	666 531	666 531	666 531	666 531	666 531	666 531
Volumes CMC (m <sup>3</sup> )	102 200 000	102 200 000	102 200 000	102 480 000	102 200 000	102 480 000
<b>Taux de l'OMQ - Volet Distribution (¢/m<sup>3</sup>/jour)</b>	<b>0,652</b>	<b>0,652</b>	<b>0,652</b>	<b>0,650</b>	<b>0,652</b>	<b>0,650</b>

Note : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux

1 Pour sa part, la partie variable de la tarification au point de réception est constituée des  
2 redevances volumétriques allouées à ce client. Le taux unitaire au volume injecté appliqué par  
3 Énergir correspond à 0,178 ¢/m<sup>3</sup> (somme des taux de redevances à la Régie de l'énergie et à la  
4 Régie du bâtiment du Québec).

5 La portion variable des coûts de service est ensuite calculée en multipliant ce taux par le volume  
6 injecté par année. Pour l'an 1, en supposant que le volume injecté soit de 15,4 Mm<sup>3</sup>, ce montant  
7 s'élève à 27 400 \$.

**Tableau 8**  
**Calcul du taux unitaire au volume injecté**

Coût de service	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Redevances (\$)	(27 400)	(44 043)	(47 336)	(91 456)	(107 545)	(121 596)
<b>Coût de service (portion variable) (\$)</b>	<b>(27 400)</b>	<b>(44 043)</b>	<b>(47 336)</b>	<b>(91 456)</b>	<b>(107 545)</b>	<b>(121 596)</b>
Revenu tarifaire	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Revenu tarifaire (portion variable) (\$)	27 400	44 043	47 336	91 456	107 545	121 596
Volume (m <sup>3</sup> )	15 374 921	24 713 909	26 561 771	51 319 161	60 347 163	68 231 987
<b>Taux unitaire au volume injecté (¢/m<sup>3</sup>/jour)</b>	<b>0,178</b>	<b>0,178</b>	<b>0,178</b>	<b>0,178</b>	<b>0,178</b>	<b>0,178</b>

Note : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux

8 Les taux au point de réception – qui correspondent à la somme des taux de l'OMQ et du taux  
9 unitaire au volume injecté – pour les 20 années sont présentés à l'annexe 2. Ces taux ont  
10 également été calculés selon les paramètres estimés applicables à l'année 1, lesquels devront  
11 être mis à jour annuellement en fonction des données de la cause tarifaire en vigueur.

**2.9 TAUX AU POINT DE LIVRAISON**

1 Dans le cas du Projet actuel, Énergir raccordera le producteur au réseau de TQM. De ce fait,  
2 Énergir ne peut produire le tableau des projets injectant dans la zone de consommation visée qui  
3 a été demandé par la Régie dans sa décision D-2023-056 puisque le GSR produit sera acheminé  
4 à un point de livraison en fonction des besoins de consommation de son réseau (dans la région  
5 des Laurentides). Les frais de transport de TQM seront récupérés par le tarif de fourniture GSR,  
6 par la méthode de fonctionnalisation qui a été présentée dans le tableau 11 de la pièce B-0149  
7 (Énergir-H, Document 7) du dossier R-4213-2022 dans le cadre de la demande d'approbation du  
8 contrat de NW Natural Renewable. Cette méthode a été approuvée par la Régie, dans sa  
9 décision D-2023-108.

**2.10 LISTES DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS**

10 Outre l'autorisation de la Régie, cette composante du Projet requiert l'obtention des autorisations  
11 suivantes :

- 12 • Décret ministériel en vertu de la LQE, ch. 1, section IV.1 (RLRQ, c Q-2). Le Projet est  
13 assujéti au règlement relatif à l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement;
- 14 • Certificat d'autorisation du ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les  
15 changements climatiques de la Faune et des Parcs (MELCCFP);
- 16 • Décision de la Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ);
- 17 • Consentement municipal et permis de déboisement de la Ville de Mirabel;
- 18 • Consentement municipal et permis de déboisement de la Municipalité de Sainte-Sophie;
- 19 • Consentement municipal de la Ville de Saint-Jérôme;
- 20 • Permission de voirie du ministère des Transports du Québec (MTQ);
- 21 • Autorisation de croisement d'infrastructures de la compagnie Exo;
- 22 • Permission d'occupation de la MRC de Mirabel pour une traverse de piste cyclable.

**2.11 CALENDRIER PROJETÉ**

23 Le calendrier des principales activités de cette composante du Projet se retrouve au tableau 9.  
24 Comme expliqué précédemment, une décision de la Régie est requise pour le 15 mars 2024.

**Tableau 9**  
**Calendrier projeté pour l'injection de GSR**

Activités	Début	Fin
Ingénierie et devis détaillés des travaux	Février 2022	Décembre 2023
Dépôt de l'avis de Projet dans le cadre du <i>Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement</i>	Mai 2022	
Étude d'impact pour le MELCCFP	Mai 2022	Décembre 2022
Obtention des autorisations et permis de construction	Mai 2022	Juillet 2024
Signature du contrat DR avec le producteur	Avril 2023	
Signature du contrat d'achat de GSR avec le producteur	Septembre 2023	
Négociations des servitudes et achat de terrain	Septembre 2023	Juin 2024
Dépôt de la preuve et autorisation de la Régie	Novembre 2023	15 mars 2024
Finalisation des ententes contractuelles avec l'entrepreneur	Janvier 2024	Mai 2024
Réalisation des travaux de raccordement	Juillet 2024	Décembre 2024
Mise en gaz	Décembre 2024	
Travaux de remise en état	Juin 2025	Septembre 2025

### 3 CONNEXION DE L'USINE DE WM POUR SA CONSOMMATION DE GAZ NATUREL

#### 3.1 DESCRIPTION

1 Comme indiqué précédemment, WM a un besoin en alimentation de gaz naturel pour le  
2 fonctionnement de l'Usine. Les charges futures de WM ne pouvant être comblées par le réseau  
3 actuel, la solution proposée dans le présent Projet par Énergir a été privilégiée. Considérant que  
4 la conduite actuelle ne servira plus à acheminer du biogaz entre WM à Sainte-Sophie et  
5 Papiers Rolland à Saint-Jérôme, Énergir propose de réhabiliter un actif qui aurait été abandonné  
6 pour le convertir et le raccorder au réseau de distribution de gaz naturel existant.

7 La conduite réhabilitée aura une longueur de 11,5 km et sera raccordée au réseau existant à  
8 Sainte-Sophie et à Saint-Jérôme<sup>9</sup>. Pour ce faire, une extension de réseau de 600 m est requise  
9 à Sainte-Sophie et un forage directionnel d'environ 45 m permettra le raccordement à  
10 Saint-Jérôme<sup>10</sup>.

#### 3.2 PRÉVISION DE VENTES

11 Comme indiqué à la pièce Énergir-1, Document 3, la consommation de l'Usine s'établira à 3 Mm<sup>3</sup>  
12 la première année du contrat et à 8,1 Mm<sup>3</sup> pour les années subséquentes.

#### 3.3 AIDES FINANCIÈRES

13 Aucune aide financière provenant du Programme de rabais à la consommation (PRC) n'est  
14 prévue pour cette composante du Projet.

#### 3.4 RETOMBÉES ÉCONOMIQUES ET PERSPECTIVES DE MARCHÉ

15 L'extension du réseau d'Énergir permettra le maintien et la création d'emplois pour la construction  
16 et l'opération des nouvelles installations chez WM. De plus, la conversion de la conduite de biogaz  
17 en réseau de distribution permettra aux entreprises et aux institutions locales installées le long

---

<sup>9</sup> Comme illustré à la pièce Énergir-1, Document 4, page 1, phase 2.

<sup>10</sup> Les deux extensions sont illustrées à la pièce Énergir-1, Document 4, page 2, phase 3.

1 de cette conduite de pouvoir accéder à une source d'énergie abordable. En plus de contribuer au  
2 développement économique de la région en permettant d'accroître son potentiel industriel, l'accès  
3 au gaz naturel contribuera à la compétitivité des approvisionnements énergétiques.

4 Les travaux à être réalisés permettront d'augmenter la capacité de distribution d'environ 4000  
5 m<sup>3</sup>/h dans le secteur de Sainte-Sophie, en plus de fournir les besoins en gaz naturel de l'Usine.

### 3.5 PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES

6 Le Projet sera réalisé conformément aux exigences de la dernière édition applicable au Québec  
7 de la norme CSA Z662, et du chapitre II du *Code de construction*.

8 De plus, le Projet sera réalisé conformément aux spécifications techniques d'Énergir afin de se  
9 conformer aux exigences des plus récentes versions des différents codes et règlements  
10 applicables, notamment :

- 11 • ACNOR/CSA : B149.1- *Code d'installation du gaz naturel et du propane*;
- 12 • CSA B149.6 : *Code pour le gaz de digesteur, gaz d'enfouissement et la production de*  
13 *biogaz et de l'utilisation*;
- 14 • CSA B51 : *Code sur les chaudières, les appareils et les tuyauteries sous pression*;
- 15 • CAN/CSA-C22.1 : *Code canadien de l'électricité*;
- 16 • *Le Code national du bâtiment – Canada (CNB)*;
- 17 • Les normes de la Commission des normes de l'équité, de la santé et de la sécurité au  
18 travail (CNESST);
- 19 • *Le Règlement sur les certificats de qualification et sur l'apprentissage en matière de gaz,*  
20 *de machines fixes et d'appareils sous pression* (R.L.R.Q., c. F-5) et le *Code de*  
21 *construction* (R.L.R.Q., c. B-1.1), qui intègrent les exigences des codes applicables de  
22 l'Association canadienne de normalisation (ACNOR).

23 La conduite d'acier réhabilitée de 11,5 km sera raccordée au réseau existant par 645 m de  
24 conduite en polyéthylène et le réseau sera exploité à une pression de 400 kPa pour distribution.

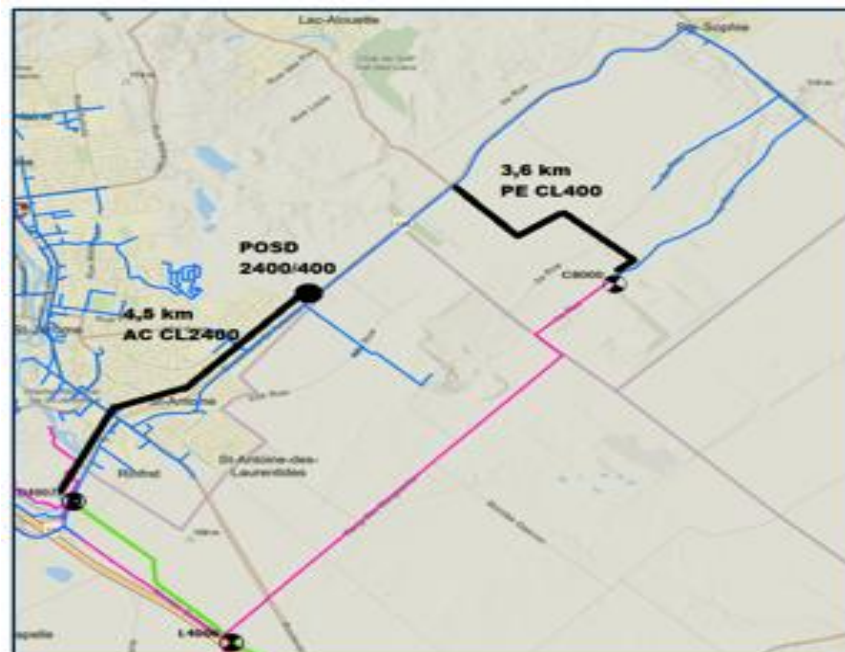
**Tableau 10**  
**Données techniques pour le raccordement de WM**  
**pour sa consommation de gaz naturel**

Conduites	Classe de pression (kPa)	Longueur (mètres)
273,1 mm en acier (section réutilisée)	400	11 500
219,1 mm en polyéthylène	400	645
<b>Longueur totale</b>		<b>12 145</b>

### 3.6 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

- 1 Les charges futures de WM ne pouvant être comblées par le réseau actuel, un renforcement de
- 2 réseau devenait nécessaire. Ainsi, un scénario incluant une extension de réseau de 4,5 km en
- 3 acier de 168,3 mm de classe 2 400 kPa, un bouclage de 3,6 km de conduite en polyéthylène de
- 4 classe 400 kPa et l'installation d'un nouveau poste de détente a été envisagé afin de desservir
- 5 WM (figure 4).

**Figure 4**  
**Scénario alternatif**





- 1 Le scénario a été abandonné en raison de la complexité de l'installation d'une conduite  
2 supplémentaire en acier de 168,3 mm dans une emprise du MTQ avec beaucoup d'infrastructures  
3 existantes et des coûts trop élevés, évalués entre 10 M\$ et 15 M\$.

### **3.7 COÛTS**

- 4 La connexion de l'Usine au réseau d'Énergir pour sa consommation de gaz naturel nécessite des  
5 investissements totaux de 2,526 M\$, dont 2,519 M\$ de coûts initiaux<sup>11</sup>.
- 6 La répartition des coûts selon la nature des travaux est présentée au tableau 11. Les coûts ont  
7 été évalués selon une estimation de classe 3, avec une précision de  $\pm 15\%$ . La contingence a  
8 été établie à partir des résultats des simulations Monte-Carlo.

**Tableau 11**  
**Coûts du raccordement de WM**  
**pour sa consommation de gaz naturel**

**Ce tableau est déposé sous pli confidentiel.**

- 9 Les plages d'incertitude reliées à chacune des activités qui ont été utilisées dans les simulations  
10 Monte-Carlo (afin de déterminer la contingence) sont déposées en annexe 1, sous pli confidentiel.

---

<sup>11</sup> Le coût des investissements initiaux présenté au tableau 11 ne tient pas compte du coût de réinvestissement des compteurs de 0,007 M\$. La pièce Énergir-1, Document 6 présente ce coût, qui est considéré dans l'analyse de rentabilité.

1 Énergir demande à la Régie d'intégrer ces coûts dans un compte de frais reportés (CFR) portant  
2 intérêts au coût moyen pondéré du capital en vigueur jusqu'à l'intégration à la base de tarification  
3 dans l'année financière 2025-2026.

### 3.8 ANALYSE FINANCIÈRE

4 La pièce Énergir-1, Document 6 présente l'analyse financière liée à la connexion de l'Usine de  
5 WM au réseau d'Énergir pour sa consommation de gaz naturel basée sur les paramètres  
6 financiers approuvés par la Régie dans ses décisions. Les taux de distribution pris en compte  
7 pour l'analyse financière sont présentés à l'annexe 4.

8 Le tableau 12 présente les résultats de la rentabilité de la composante liée à la connexion de  
9 l'Usine de WM au réseau d'Énergir pour sa consommation de gaz naturel.

**Tableau 12**  
**Analyse de la rentabilité du raccordement de WM**  
**pour sa consommation de gaz naturel**

	Rentabilité
Nombre de clients	1
IP	1,05
TRI (%)	5,97
Point mort tarifaire (années)	1
Impact tarifaire 5 ans (000 \$)	(146)
Impact tarifaire 40 ans (000 \$)	(237)

### 3.9 IMPACT SUR LES TARIFS ET ANALYSE DE SENSIBILITÉ

- 1 Le tableau 13 présente les résultats de l'analyse de sensibilité considérant des variations de coûts
- 2 de  $\pm 15\%$  et de volumes de  $\pm 20\%$ .

**Tableau 13**  
Impact tarifaire et analyse de sensibilité du raccordement de WM  
pour sa consommation de gaz naturel

Sensibilité	IP	TRI	Point mort tarifaire	Effet tarifaire sur 5 ans	Effet tarifaire sur 10 ans	Effet tarifaire sur 20 ans	Effet tarifaire sur 40 ans
		(%)	(années)	(000 \$)	(000 \$)	(000 \$)	(000 \$)
<b>Volumes</b>							
80 %	0,89	3,97	10,7	45	8	(164)	303
100 %	1,05	5,97	1,0	(146)	(333)	(704)	(237)
120 %	1,22	7,87	1,0	(348)	(686)	(1 254)	(787)
<b>Coûts de construction</b>							
-15 %	1,23	8,00	1,0	(304)	(603)	(1 100)	(702)
+15 %	0,92	4,37	6,1	13	(64)	(308)	229
<b>Coûts +15 % et Volumes -20 %</b>	0,77	2,52	n/a	203	278	232	769

### 3.10 CALENDRIER PROJÉTÉ

- 1 Le calendrier des principales activités de cette composante du Projet se retrouve au tableau 14.
- 2 Comme expliqué précédemment, une décision de la Régie est requise pour le 15 mars 2024.

**Tableau 14**  
**Calendrier projeté pour le raccordement de WM**  
**pour sa consommation de gaz naturel**

Activités	Début	Fin
Signature du contrat avec le client	Novembre 2023	
Ingénierie et devis détaillés des travaux	Novembre 2023	Mars 2024
Dépôt de la preuve et autorisation de la Régie	Novembre 2023	15 mars 2024
Obtention des autorisations et permis de construction	Décembre 2023	Juin 2024
Finalisation des ententes contractuelles avec l'entrepreneur	Avril 2024	Juin 2024
Réalisation des travaux de conversion et de raccordement	Septembre 2024	Décembre 2024
Mise en gaz	Décembre 2024	Décembre 2024

### 3.11 LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

- 3 Outre l'autorisation de la Régie, le Projet requiert l'obtention des autorisations suivantes :
  - 4 • Certificat d'autorisation du ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les
  - 5 changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP);
  - 6 • Consentement municipal et permis de déboisement de la Municipalité de Sainte-Sophie;
  - 7 • Consentement municipal de la Ville de Saint-Jérôme;
  - 8 • Permission de voirie du MTQ;

## 4 NETTOYAGE DE LA CONDUITE ET DISPOSITION DES ACTIFS

### 4.1 DESCRIPTION

1 Le Projet nécessite le nettoyage de la conduite actuelle sur une distance de 12,8 km, dont environ  
2 1,3 km sera abandonné. La reconversion de la conduite de biogaz et l'arrêt de la production de  
3 biogaz par WM font en sorte que le poste de mesurage de biogaz situé chez Papiers Rolland  
4 sera démantelé, tout comme le poste de compression de biogaz du côté de WM.

5 Afin de se conformer aux obligations découlant de la *Loi sur la qualité de l'environnement*<sup>12</sup> et du  
6 *Code de sécurité*<sup>13</sup>, la conduite doit être nettoyée avant d'être abandonnée ou réutilisée à d'autres  
7 fins. Le nettoyage requiert d'avoir accès à la conduite pour y insérer des instruments et des  
8 produits pour éliminer toute trace de contaminant. Afin de se conformer à ces obligations  
9 susmentionnées, n'eut été de la demande de raccordement de WM, Énergir aurait de toute  
10 manière été dans l'obligation de nettoyer la conduite avant de la mettre sous azote et de  
11 l'abandonner.

12 Comme les coûts de nettoyage et d'abandon sont supérieurs à 4 M\$, Énergir aurait déposé une  
13 demande en vertu de l'article 73 de la Loi pour la disposition d'actifs réglementés si le Projet  
14 n'avait pas requis le raccordement de l'Usine au réseau de distribution d'Énergir.

15 Les travaux de nettoyage de la conduite et d'abandon des actifs s'effectueront de  
16 septembre 2024 à février 2025 inclusivement. À la suite de ces travaux, comme une portion de  
17 11,5 km de conduite de biogaz nettoyée servira à alimenter WM en gaz naturel, Énergir ne retirera  
18 pas cette portion de conduite de ses actifs. Cependant, le poste de compression, le poste de  
19 mesurage ainsi qu'une section de conduite d'environ 1,3 km devront être retirés des actifs  
20 d'Énergir, étant donné qu'ils ne seront plus requis ni utilisés.

21 L'abandon des actifs liés au biogaz est illustré à la pièce Énergir-1, Document 4, sous la phase 4.

---

<sup>12</sup> *Loi sur la qualité de l'environnement*, LRQ, c. Q-2, art. 20.

<sup>13</sup> *Code de sécurité*, RRQ, B-1.1, r. 3, art. 27.

**4.2 COÛTS DU NETTOYAGE DE LA CONDUITE ET DE L'ABANDON DE POSTES**

1 Le coût total pour le nettoyage de la conduite, ainsi que pour l'abandon des postes et d'une  
2 section de conduite est de 4,4 M\$. Ces coûts ont été évalués selon une estimation de classe 3  
3 avec une précision de  $\pm 15\%$ . La contingence du Projet a été établie à partir des résultats des  
4 simulations Monte-Carlo. À ces coûts doit s'ajouter une perte sur disposition d'actifs – évaluée à  
5 la valeur nette comptable – moins la provision d'abandon de 1,5 M\$, pour un total de 5,9 M\$.

6 L'amortissement de la conduite et des postes avait été fixé à 28 ans, soit équivalent à la durée  
7 de vie du site d'enfouissement à Saint-Jérôme évaluée en 2004. Cette période d'amortissement  
8 nous amenait à l'année 2031. Considérant que WM n'aura plus d'obligation contractuelle  
9 d'alimenter Papiers Rolland en biogaz, Énergir se retrouvera donc à la fin février 2025 avec une  
10 perte sur disposition d'actifs de 1,5 M\$. La répartition des coûts selon la nature des travaux est  
11 présentée au tableau 15.

**Tableau 15**  
**Coûts de nettoyage de la conduite,**  
**de l'abandon des actifs liés au biogaz et de la perte sur disposition**

**Ce tableau est déposé sous pli confidentiel.**

1 Les plages d'incertitude reliées à chacune des activités du nettoyage de la conduite et de  
 2 l'abandon des actifs liés au biogaz qui ont été utilisées dans les simulations Monte-Carlo (afin de  
 3 déterminer la contingence) sont déposées sous pli confidentiel à l'annexe 1.

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

### 4.3 CALENDRIER PROJÉTÉ

9 Le calendrier des principales activités de cette composante du Projet se retrouve au tableau 16.  
 10 Comme expliqué précédemment, une décision de la Régie est requise pour le 15 mars 2024.

**Tableau 16**  
**Calendrier projeté pour la conversion de la conduite**  
**et l'abandon des actifs de biogaz**

Activités	Début	Fin
Ingénierie et devis détaillés des travaux	Novembre 2023	Mars 2024
Dépôt de la preuve et autorisation de la Régie	Novembre 2023	15 mars 2024
Obtention des autorisations et permis de construction	Décembre 2023	Juin 2024
Finalisation des ententes contractuelles avec l'entrepreneur	Avril 2024	Juin 2024
Réalisation des travaux pour la conversion de la conduite	Septembre 2024	Octobre 2024
Réalisation des travaux pour l'abandon des actifs	Septembre 2024	Février 2025
Démantèlement des actifs de biogaz	Janvier 2025	Février 2025

#### **4.4 LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS**

- 1 Outre l'autorisation de la Régie, le Projet requiert l'obtention des autorisations suivantes :
- 2     • Certificat d'autorisation du ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les
- 3        changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP);
- 4     • Consentement municipal et permis de déboisement de la Municipalité de Sainte-Sophie;
- 5     • Consentement municipal et permis de déboisement de la Ville de Saint-Jérôme;



**CONCLUSION**

1 **Énergir demande à la Régie :**

- 2 ➤ **d'autoriser le Projet d'ici le 15 mars 2024;**
- 3 ➤ **d'autoriser la création d'un compte de frais reportés hors base, portant intérêt selon**  
4 **le coût moyen pondéré du capital en vigueur, dans lequel seront cumulés les coûts**  
5 **reliés aux actifs nécessaires à l'injection de GSR jusqu'à leur récupération par le**  
6 **tarif  $D_R$ ;**
- 7 ➤ **d'autoriser la création d'un compte de frais reportés hors base, portant intérêt selon**  
8 **le coût moyen pondéré du capital en vigueur, dans lequel seront cumulés les coûts**  
9 **reliés à la connexion de WM pour sa consommation en gaz naturel jusqu'à leur**  
10 **inclusion dans la Cause tarifaire 2025-2026;**
- 11 ➤ **d'autoriser la création d'un compte de frais reportés hors base, portant intérêt selon**  
12 **le coût moyen pondéré du capital en vigueur, dans lequel seront cumulés les coûts**  
13 **reliés au nettoyage de la conduite, à l'abandon des actifs, ainsi qu'à la perte sur**  
14 **disposition d'actifs, jusqu'à leur inclusion dans la Cause tarifaire 2025-2026.**  
15 **Énergir demande également d'autoriser une période d'amortissement de deux ans**  
16 **pour ce compte de frais reportés;**
- **d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations contenues**  
**aux sections 2.1 (figure 2), 2.5, 3.7 et 4.2 et de l'annexe 1 du présent document ainsi**  
**que des informations contenues à la pièce Energir-1, Document 2.**

**ANNEXE 1 – PLAGES D'INCERTITUDE RELIÉES AU PROJET**

**Tableau 1  
Plages d'incertitude - Injection de GSR**

**Ce tableau est déposé sous pli confidentiel.**

**Tableau 2**

**Plages d'incertitude - Raccordement de WM pour sa consommation de gaz naturel**

**Ce tableau est déposé sous pli confidentiel.**

**Tableau 3**

**Plages d'incertitude - Nettoyage et conversion de la conduite de biogaz**

**Ce tableau est déposé sous pli confidentiel.**

**Tableau 4**  
**Plages d'incertitude - Abandon des actifs de biogaz**

**Ce tableau est déposé sous pli confidentiel.**

## ANNEXE 2 – TAUX AU POINT DE RÉCEPTION POUR LES ANNÉES 1 À 20

Tarif de réception	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet <i>Investissements</i> ( $\phi/m^3/jour$ )	2,864	2,573	2,509	2,437	2,377	2,308	2,239	2,162	2,096	2,023
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet <i>Distribution</i> ( $\phi/m^3/jour$ )	0,652	0,652	0,652	0,650	0,652	0,652	0,652	0,650	0,652	0,652
Taux unitaire au volume injecté ( $\phi/m^3$ )	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
<b>Total</b>	<b>3,694</b>	<b>3,404</b>	<b>3,340</b>	<b>3,266</b>	<b>3,207</b>	<b>3,139</b>	<b>3,069</b>	<b>2,990</b>	<b>2,926</b>	<b>2,853</b>

Tarif de réception	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet <i>Investissement</i> ( $\phi/m^3/jour$ )	1,949	1,869	1,798	1,722	1,645	1,563	1,488	1,409	1,329	1,245
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet <i>Distribution</i> ( $\phi/m^3/jour$ )	0,652	0,650	0,652	0,652	0,652	0,650	0,652	0,652	0,652	0,650
Taux unitaire au volume injecté ( $\phi/m^3$ )	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
<b>Total</b>	<b>2,779</b>	<b>2,698</b>	<b>2,629</b>	<b>2,552</b>	<b>2,475</b>	<b>2,391</b>	<b>2,319</b>	<b>2,239</b>	<b>2,159</b>	<b>2,074</b>

Note 1 : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux.

Note 2 : Les tableaux ci-dessus présument que la demande d'aide financière de 15 M\$ déposée au terme du volet 2 du PSPGNR sera accueillie par le gouvernement.

**ANNEXE 3 – APPLICATION DE LA MÉTHODOLOGIE D'ÉTABLISSEMENT DES COÛTS DE CATÉGORIE C APPRouvÉS PAR LA RÉGIE À LA SUITE DES DÉCISIONS D-2022-123 ET D-2023-127**

	Projet WM
Coûts poste d'injection (000 \$)	3 553
Coûts de la conduite (000 \$)	25 502
Coûts communs (000 \$)	804
Autres coûts (terrain et servitudes) (000 \$)	3 468
<b>Coûts totaux (000 \$)</b>	<b>33 327</b>
Méthodologie proposée d'établissement des coûts de catégorie C	
Coûts du poste d'injection (000 \$)	3 651
Coûts de la conduite (borne de 30 % si applicable) (000 \$)	9 998
<b>Coûts totaux (000 \$)</b>	<b>13 649</b>
Coûts du volet <i>distribution</i> non lié au réseau gazier (4 %) (000 \$)	546
Pourcentage de l'investissement (%)	1,64
Coûts <u>ajustés</u> du volet <i>distribution</i> non liés au réseau gazier (minimum entre 2 % et 4 %) (000 \$)	667
Pourcentage <u>ajusté</u> de l'investissement (%)	2,00

## ANNEXE 4 – TAUX DE DISTRIBUTION UTILISÉS DANS LE CALCUL DE RENTABILITÉ

Année(s) de l'analyse financière	Volumes au contrat (m <sup>3</sup> )	Taux de distribution (¢/m <sup>3</sup> )	Revenus (\$)
1	3 000 000	8,833	264 990
2 à 20	8 100 000	3,809	308 529