

**PROJET D'INVESTISSEMENT VISANT LE
RACCORDEMENT D'UN NOUVEAU SITE
D'INJECTION DE GSR À HÉBERTVILLE**

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|--|-----------|
| INTRODUCTION | 3 |
| 1 OBJECTIFS DU PROJET | 4 |
| 2 DESCRIPTION DU PROJET | 4 |
| 2.1 Contribution gouvernementale..... | 5 |
| 2.2 Principales normes techniques..... | 6 |
| 2.3 Étude géotechnique..... | 6 |
| 2.4 Autres solutions envisagées | 7 |
| 2.5 Bénéfices non énergétiques | 7 |
| 3 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET | 8 |
| 4 ANALYSE FINANCIÈRE ET IMPACT SUR LES TARIFS | 9 |
| 5 CALCUL DES TAUX APPLICABLES DU TARIF DE RÉCEPTION | 10 |
| 5.1 Taux au point de réception | 10 |
| 5.2 Taux au point de livraison..... | 16 |
| 6 LISTES DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS | 16 |
| 7 CALENDRIER PROJETÉ..... | 17 |
| 7.1 Demande d'autorisation d'un cfr..... | 18 |
| 8 IMPACT SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL | 18 |
| CONCLUSION | 19 |

Annexe 1 : Plages d'incertitude reliées à chacune des activités du Projet (*confidentielle*)

Annexe 2 : Taux au point de réception pour les années 1 à 20

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 transmission de gaz naturel et le centre de
3 traitement et de valorisation des matières organiques (résidus agricoles et boues d'épuration),
4 situé au 605 route d'Hébertville à Hébertville au Québec (le Projet). Les coordonnées GPS sont
5 les suivantes : 48°26'04.3"N 71°41'32.9"W. Le Projet d'Énergir vise à raccorder les installations
6 de raffinage de biogaz pour la production de gaz de source renouvelable (GSR) qui seront
7 construites à même l'usine de biométhanisation par le producteur et promoteur du projet de GSR,
8 GNR Ausime Énergie Hébertville (le Producteur).

9 L'usine de production de GSR du Producteur (l'Usine) aura un potentiel d'injection dans le réseau
10 d'Énergir d'environ 4,5 millions de m³ (Mm³) de GSR par année. La production maximale
11 journalière est estimée à 15 379 m³ selon le contrat de service de réception (D_R) conclu entre
12 Énergir et le Producteur lequel est déposé à la pièce Énergir-1, Document 2.

13 Le coût total des investissements relatifs aux activités réglementées du Projet est évalué à
14 6,3 M\$. Une subvention de 15,0 M\$ du ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie
15 (MEIE) a été octroyée au Producteur.

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

23 Le présent document intègre une section sur le calcul du tarif de réception basé sur les
24 estimations de coûts afin d'expliquer comment ceux-ci seront récupérés. Après la date d'injection,
25 le tarif de réception final sera présenté à la Régie. La facturation de ce tarif de réception permettra
26 de récupérer la portion des coûts d'investissement assignée au Producteur.

1 OBJECTIFS DU PROJET

1 Le projet comporte les objectifs suivants :

- 2 • Favoriser l'atteinte des seuils réglementaires de livraison de GSR;
- 3 • Contribuer à la réduction des GES au Québec;
- 4 • Favoriser une source d'approvisionnement locale d'énergie renouvelable et contribuer au
- 5 développement de la filière du GSR au Québec;
- 6 • Permettre à Ausime Énergie d'acheminer jusqu'aux consommateurs finaux, le GSR
- 7 produit à partir de l'usine de biométhanisation;
- 8 • Réduire la dépendance énergétique du Québec;
- 9 • Décarboner le secteur énergétique en général, et les réseaux de distribution de gaz
- 10 naturel en particulier.

2 DESCRIPTION DU PROJET

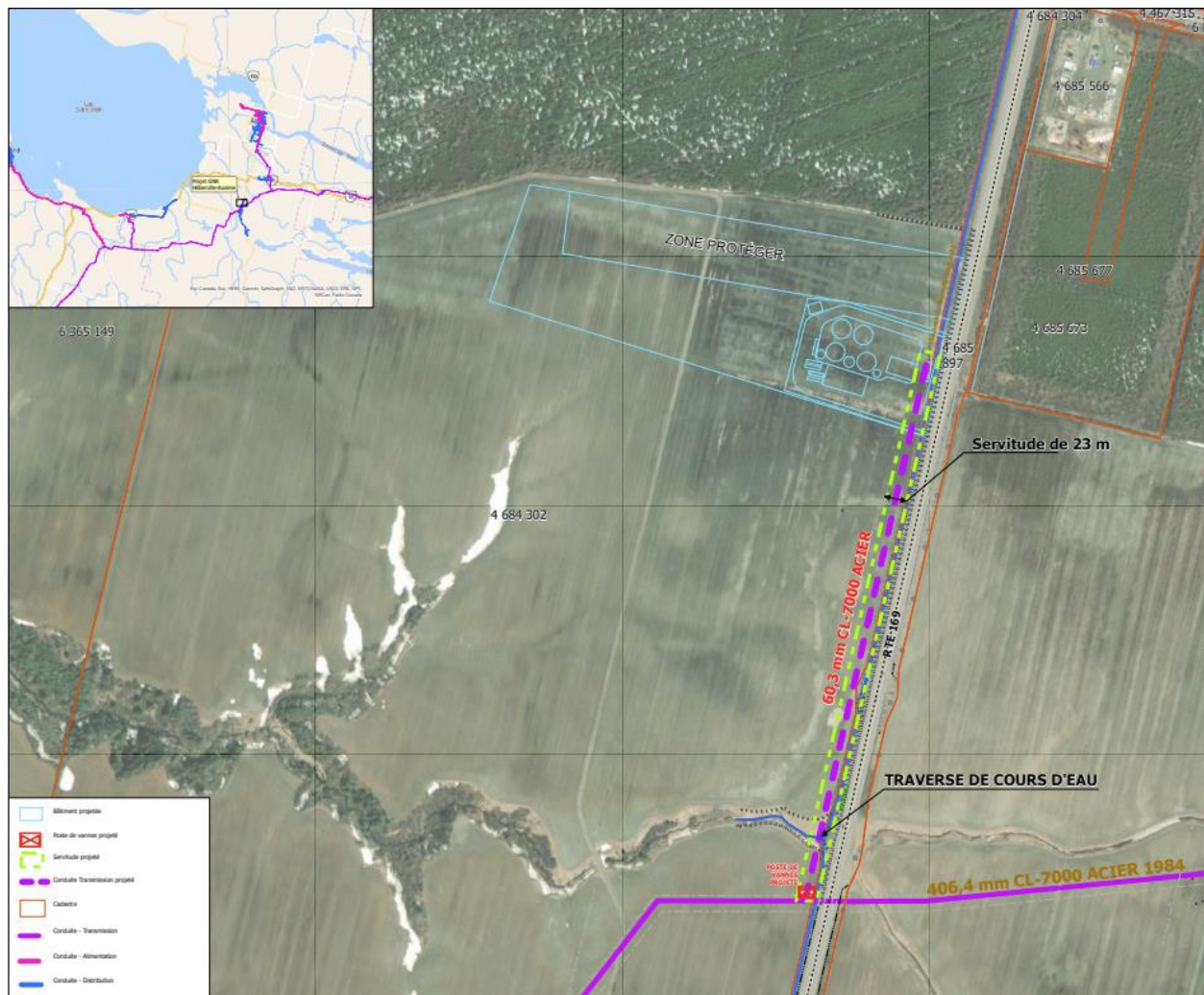
11 Le Producteur prévoit la construction d'une usine de biométhanisation agricole dont les intrants
12 proviendront de lisiers et fumiers porcin et bovin, de résidus laitiers et de légumes, de boues et
13 d'eaux de papetière. À terme, l'usine produira 4,5 Mm³ de GSR par année.

14 Une estimation pour le raccordement a été effectuée en novembre 2025, avec un budget de
15 6,3 M\$. En octobre 2025, GNR Ausime Énergie Hébertville et Énergir ont signé un contrat
16 d'achat-vente pour le GSR qui sera produit par l'usine de biométhanisation et un contrat D_R, qui
17 permet à Énergir de débiter l'ingénierie et la planification du Projet.

18 Le réseau gazier capable de recevoir le GSR est situé à environ 675 mètres du site de production.
19 Le Projet prévoit l'installation d'une conduite en acier de 114,3 mm (4 pouces), classe 7 000 kPa,
20 et d'un poste d'injection pour relier ce dernier au réseau de transmission existant. En plus de la
21 construction de ce poste d'injection, la construction d'un abri pour la télémétrie et les équipements
22 analytiques est aussi prévue. Puisqu'il s'agit d'une conduite de transmission, une servitude de
23 23 mètres sera requise sur deux lots privés. Également, l'achat d'un terrain est nécessaire au

- 1 point de raccordement afin d'y installer un poste de vanne de sectionnement. Les travaux se
- 2 dérouleront à l'automne 2026, avec une mise en service prévue en septembre 2027.

Figure 1
Localisation du Projet



2.1 CONTRIBUTION GOUVERNEMENTALE

- 3 Dans le cadre de ce Projet, c'est le Producteur qui a effectué les démarches de subvention auprès
- 4 du MEIE dans le cadre du volet 2 du *Programme de soutien à la production de gaz naturel*
- 5 *renouvelable* (PSPGNR).

2.2 PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES

- 1 Le Projet sera réalisé conformément aux exigences de la dernière édition applicable au Québec
 2 de la norme CSA Z662, et du chapitre II du *Code de construction*¹.
- 3 La réalisation du Projet nécessitera l'installation de 675 mètres de conduites qui seront exploitées
 4 à une pression de 7 000 kPa pour la distribution. Les données techniques de la conduite sont
 5 présentées ci-dessous.

Tableau 1
Données techniques de la conduite de raccordement

| | |
|--|---------------------|
| Nombre de conduite(s) | 1 |
| Diamètre extérieur de conduite | 114,3 mm (4 pouces) |
| Longueur totale de la nouvelle conduite | 675 mètres |
| Matériaux | Acier |
| Pression maximale d'opération | 7 000 kPa |

2.3 ÉTUDE GÉOTECHNIQUE

- 6 Afin de confirmer les méthodes de construction, une campagne géotechnique comprenant des
 7 sondages géotechniques a été mise sur pied par le Producteur le long du tracé où la conduite
 8 sera installée.

- 9 Dans le but de réduire au maximum l'impact environnemental, il est prévu d'utiliser la méthode
 10 de forage directionnel pour effectuer la traverse du cours d'eau. Cependant, en cas d'échec du
 11 forage, une méthode alternative par tranchée ouverte est envisagée. Pour cette raison, une
 12 demande d'autorisation ministérielle, conformément à l'article 22 de la *Loi sur la qualité de*
 13 *l'environnement* (LQE), sera déposée pour ce Projet en décembre 2025.

- 14 Ainsi, des sondages géotechniques ont été effectués pour connaître la nature du sol : deux
 15 forages géotechniques ont été réalisés de chaque côté du cours d'eau et trois autres sondages
 16 géotechniques longeant le tracé de la conduite.

- 17 D'après les résultats de l'étude géotechnique (pièce Énergir-1, Document 3), l'ensemble des
 18 sondages a révélé une couche de sol végétal et remanié située au-dessus d'un sol naturel
 19 cohérent et homogène composé d'argile et de silt, avec quelques traces de sable. Du roc a été

1 rencontré sur le terrain du Producteur à une profondeur de 21 mètres. Par ailleurs, la
2 caractérisation des sols sera effectuée pendant la construction, puis la gestion des sols
3 contaminés sera effectuée conformément aux modalités décrites dans le *Guide d'intervention –*
4 *Protection des sols et réhabilitation des terrains contaminés* publié par le ministère de
5 l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs
6 (MELFP) en respectant la procédure interne (PO-9) – *Gestion et traçabilité des sols excavés* –
7 développée par Énergir.

8 Bien que les conditions géotechniques demeurent toujours un risque de construction, Énergir est
9 confiante de pouvoir réaliser les travaux selon l'estimation des coûts. Ces informations serviront
10 également aux entrepreneurs soumissionnaires pour déterminer les méthodes de construction
11 lors de la réalisation des travaux.

2.4 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

12 Énergir a procédé à une analyse hydraulique du réseau à proximité du site basée sur la
13 production estimée de GSR du Projet. Il appert que la capacité du réseau de distribution, situé à
14 environ 50 m de l'Usine, ne permet l'injection que de 75 m³/h de GSR en tout temps. Le Projet
15 requérant une capacité d'injection de 590 m³/h, la solution de raccordement au réseau de
16 distribution a donc été écartée. Le raccordement sur le réseau de transmission, soit la solution
17 privilégiée par Énergir permettra, quant à elle, l'injection de l'entièreté des volumes de GSR
18 produits par le Producteur.

2.5 BÉNÉFICES NON ÉNERGÉTIQUES

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

23 Grâce au processus de biométhanisation, le Projet du Producteur permettra de valoriser le
24 potentiel méthanogène des fumiers et lisiers des fermes participantes. En plus de réduire les
25 émissions liées aux matières agricoles et industrielles traitées, le GSR produit par ce Projet
26 contribuera également à substituer une partie du gaz naturel fossile distribué.

1 La construction et l'exploitation de l'Usine du Producteur généreront une variété d'emplois pour
2 les travailleurs du Québec. Ce Projet mobilisera des expertises locales dans les domaines de
3 l'ingénierie, de la construction, de l'exploitation industrielle, de la maintenance ainsi que de la
4 gestion environnementale. En plus de stimuler l'économie régionale, il contribuera à la création
5 d'emplois durables dans le secteur des énergies renouvelables.

6 Le projet de GNR Ausime Énergie Hébertville dans son ensemble, avec la capacité de production
7 de GSR, permettrait d'éviter environ 8 451 tonnes de CO₂ par année.

8 Ces valeurs ont été calculées sur la base des facteurs d'émission publiés par le gouvernement
9 du Québec, soit de 1,889 tonne de CO₂ par millier de mètres cubes pour le gaz naturel
10 conventionnel et de 0,011 tonne de CO₂ par millier de mètres cubes pour le GSR, également
11 utilisés dans le cadre de la déclaration annuelle obligatoire du *Règlement sur la déclaration*
12 *obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*¹ (RDOCECA). À noter que
13 les volumes de GSR injectés dans le réseau d'Énergir sont analysés à une température de 15 °C
14 et à une pression de 101,325 kPa, tandis que le gouvernement présente les facteurs pour des
15 volumes de gaz à une température de 20 °C et à une pression de 101,325 kPa. Un ajustement
16 de 101,7352 % est donc apporté afin de se conformer à la température de 20 °C indiquée à
17 l'article 3.03 du Règlement².

3 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

18 Le coût total du Projet est de 6,3 M\$. La répartition des coûts selon la nature des travaux est
19 présentée au tableau 2 ci-dessous. La méthode de récupération des coûts est décrite à la
20 section 5 du présent document.

21 Les coûts du Projet ont été évalués selon une estimation de classe 3 de ±15 %. La contingence
22 du Projet a été établie à partir des résultats des simulations Monte-Carlo.

¹ RLRQ c Q-2, r 15.

² *Ibid.*

Tableau 2
Répartition des coûts

Le tableau 2 est déposé sous pli confidentiel.

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

4 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, à l'exception du montant socialisé, est couvert par le
- 6 tarif de réception facturé au client injecteur. Contrairement aux tarifs de distribution, un tarif de
- 7 réception unique par projet est calculé afin de permettre à Énergir de recouvrer l'ensemble des
- 8 coûts associés au producteur.

5 CALCUL DES TAUX APPLICABLES DU TARIF DE RÉCEPTION

1 GNR Ausime Énergie Hébertville étant un client qui désire injecter la totalité de sa production de
2 GSR dans le réseau de distribution, il sera assujéti au tarif de réception conformément à la
3 décision D-2024-113³. Les coûts et les taux applicables au point de réception ainsi qu'au point
4 de livraison sont présentés dans cette section. Les taux finaux basés sur les coûts projetés seront
5 soumis pour approbation par la Régie dans la Cause tarifaire 2026-2027 (après la date
6 d'injection), et ce, à condition que l'échéancier soit respecté.

5.1 TAUX AU POINT DE RÉCEPTION

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

10 Les OMQ se déclinent en deux volets : le volet investissement et le volet distribution. Afin de
11 récupérer les dépenses d'investissement déboursées par Énergir, le volet investissement est
12 établi en fonction des coûts d'investissement (coûts de catégorie A) diminués de la contribution
13 reçue et de l'excédent du 1 M\$ de la socialisation de la conduite, conformément à la
14 décision D-2024-113. Dans le cadre de son Projet, le Producteur fera une contribution égale au
15 montant total de l'investissement à payer, ce qui rend nul son volet investissement.

16 Les tableaux ci-dessous présentent le montant à récupérer au volet investissement du tarif de
17 réception (tableau 4), ainsi qu'une conciliation, au tableau 3, avec le tableau de répartition des
18 coûts du Projet. En effet, afin d'appliquer la méthodologie approuvée par la Régie dans la
19 décision D-2023-127, les coûts utilisés pour l'évaluation du tarif diffèrent de ceux présentés dans
20 le tableau 2 puisqu'ils incluent les frais financiers.

³ Dossier R-4257-2024, décision D-2024-113, paragr. 418.

Tableau 3
Conciliation du montant d'investissement total ⁴

Le tableau 3 est déposé sous pli confidentiel.

Tableau 4
Coûts utilisés pour le calcul de l'OMQ – volet investissement

Le tableau 4 est déposé sous pli confidentiel.

- 1 Le volet distribution, quant à lui, correspond à la portion des coûts de distribution non liée au
- 2 réseau gazier alloués au client (coûts de catégorie C), et est établi conformément à la
- 3 décision D-2024-113⁵. Énergir établit le tarif timbre-poste à 93 999 \$, approuvé par la
- 4 décision D-2025-105.

- 5 Le taux unitaire au volume injecté appliqué par Énergir correspond à la somme des taux de
- 6 redevance à la Régie et à la Régie du bâtiment du Québec.

⁴ En réponse à la décision D-2025-106, paragr. 52.

⁵ Ajusté annuellement selon l'IPC-Québec fourni dans le rapport annuel.

Raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Hébertville, R-4326-2025

1 Comme décrit à la section 2, le Producteur devrait compléter les travaux et la mise en gaz en
 2 septembre 2027. Afin de présenter les coûts des volets investissement et distribution sur une
 3 base annuelle, les coûts de ces deux volets, inclus dans les tableaux suivants, tiennent compte
 4 d'une date de début d'injection au 1^{er} septembre 2027.

5 Le tableau 5 présente les hypothèses ainsi que les paramètres financiers requis pour calculer le
 6 coût de service au point de réception. Les paramètres financiers sont ceux approuvés dans le
 7 cadre de la Cause tarifaire 2025-2026⁶.

Tableau 5
Hypothèses et paramètres d'analyse financière

| Hypothèses du Projet | Valeurs |
|--|-----------|
| Volume annuel à 100 % de CU (m^3) | 4 500 000 |
| Investissement total en capital (\$) | 0 |
| Investissement total en capital net des subventions avec frais généraux (\$) | 0 |
| Coûts de distribution non liés au réseau gazier (\$) | 93 999 |
| Paramètres réglementés | Valeurs |
| Durée d'amortissement des actifs (<i>années</i>) | 20 |
| Taux de redevance à la Régie de l'énergie ($\$/10^3m^3$) | 0,8951 |
| Taux de redevance à la Régie du bâtiment ($\$/10^3m^3$) | 0,558 |
| Taux de la taxe sur les services publics (%) | 1,50 |
| Taux d'imposition (%) | 26,50 |
| Taux de la dette (%) | 4,057 |
| Taux de l'équité (coût pondéré de l'avoire des actionnaires ordinaires et privilégiés) (%) | 8,4049 |
| Taux moyen pondéré du capital (%) | 6,06 |

8 À partir de ces hypothèses, Énergir fixe les taux applicables au point de réception de façon à
 9 récupérer, auprès du client, le coût de service au point de réception.

10 Le tableau 6 détaille le coût de service pour les années 0 à 5, ainsi que pour l'année 20 et a été
 11 établi sur la base des paramètres de l'année 2025-2026. Ces paramètres devront être ajustés
 12 annuellement pour refléter l'évolution des taux au point de réception.

⁶ Dossier R-4287-2025, pièce B-0140, Énergir-Q, Document 1, p. 18.

Tableau 6
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 (\$) | | (7 726) | (93 999) | (93 999) | (93 999) | (93 999) | (93 999) |
| Taxe sur les services publics (\$) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Redevances (\$) | | (537) | (6 539) | (6 539) | (6 539) | (6 539) | (6 539) |
| Amortissement (\$) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Coût d'intérêt (\$) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Impôts (\$) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Coût de l'équité (\$) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Coût de service total (\$) | | (8 263) | (100 538) | (100 538) | (100 538) | (100 538) | (100 538) |
| Base de tarification | An 0 | An 1 | An 2 | An 3 | An 4 | An 5 | An 20 |
| Équité (\$) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Dette (\$) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Base de tarification moyenne (\$) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Coût et revenu tarifaire | An 0 | An 1 | An 2 | An 3 | An 4 | An 5 | An 20 |
| Coût de service (\$) | | 8 263 | 100 538 | 100 538 | 100 538 | 100 538 | 100 538 |
| Revenu tarifaire (\$) | | 8 263 | 100 538 | 100 538 | 100 538 | 100 538 | 100 538 |
| Volumes injectés prévus ⁷ (m ³) | | 369 863 | 4 500 000 | 4 500 000 | 4 500 000 | 4 500 000 | 4 500 000 |

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 (les OMQ) ainsi que le taux
- 2 variable (les taux unitaires 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 investissement 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, et l'excédent
- 6 des coûts socialisés de 1 M\$ reliés à la conduite. Cet investissement génère des coûts annuels
- 7 pour les postes suivants :

⁷ L'année 1 débute en décembre.

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

| Coût de service | An 1 | An 2 | An 3 | An 4 | An 5 | An 20 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Taxe sur les services publics (\$) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Amortissement (\$) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Coût d'intérêt (\$) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Impôts (\$) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Coût de l'équité (\$) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Coût de service (portion fixe) (\$) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Revenu tarifaire | An 1 | An 2 | An 3 | An 4 | An 5 | An 20 |
| Revenu tarifaire (portion fixe) (\$) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Volumes CMC (m^3) | 461 370 | 5 628 714 | 5 613 335 | 5 613 335 | 5 613 335 | 5 613 335 |
| Taux de l'OMQ – Volet investissement ($\phi/m^3/jour$) | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |

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

1 Le taux de l'OMQ pour le volet investissement est établi en divisant les coûts par la capacité
 2 maximale contractuelle (CMC) exprimée annuellement, ce qui résulte en un taux unitaire de
 3 0,000 $\phi/m^3/jour$ pour la première année et de 0,000 $\phi/m^3/jour$ pour la vingtième année à la suite
 4 de la contribution du Producteur du montant de l'investissement total.

5 La portion fixe des coûts associés aux coûts de distribution non liés au réseau gazier (coûts de
 6 catégorie C) représente 7 726 \$ pour la première année (tarif timbre-poste calculé selon la date
 7 d'injection prévue) et sera ajustée annuellement selon l'IPC-Québec fourni dans le rapport
 8 annuel. Il en résulte un taux de 1,675 $\phi/m^3/jour$ pour la première année, comme présenté au
 9 tableau suivant.

Tableau 8
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 (\$) | (7 726) | (93 999) | (93 999) | (93 999) | (93 999) | (93 999) |
| Coût de service (portion fixe) (\$) | (7 726) | (93 999) | (93 999) | (93 999) | (93 999) | (93 999) |
| Revenu tarifaire | An 1 | An 2 | An 3 | An 4 | An 5 | An 20 |
| Revenu tarifaire (portion fixe) (\$) | 7 726 | 93 999 | 93 999 | 93 999 | 93 999 | 93 999 |
| Volumes CMC (m^3) | 461 370 | 5 628 714 | 5 613 335 | 5 613 335 | 5 613 335 | 5 613 335 |
| Taux de l'OMQ - Volet distribution ($\phi/m^3/jour$) | 1,675 | 1,670 | 1,675 | 1,675 | 1,675 | 1,675 |

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 0,145 ϕ/m^3 (somme des taux de redevances à la Régie de l'énergie et à la
 4 Régie du bâtiment du Québec).

5 La portion variable du coût 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 0,37 Mm³ selon une
 7 injection en septembre 2027, ce montant s'élève à 537 \$.

Tableau 9
Calcul du taux unitaire au volume injecté

| Coût de service | An 1 | An 2 | An 3 | An 4 | An 5 | An 20 |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Redevances (\$) | (537) | (6 539) | (6 539) | (6 539) | (6 539) | (6 539) |
| Coût de service (portion variable) (\$) | (537) | (6 539) | (6 539) | (6 539) | (6 539) | (6 539) |
| Revenu tarifaire | An 1 | An 2 | An 3 | An 4 | An 5 | An 20 |
| Revenu tarifaire (portion variable) (\$) | 537 | 6 539 | 6 539 | 6 539 | 6 539 | 6 539 |
| Volume (m^3) | 369 863 | 4 500 000 | 4 500 000 | 4 500 000 | 4 500 000 | 4 500 000 |
| Taux unitaire au volume injecté ($\phi/m^3/jour$) | 0,145 | 0,145 | 0,145 | 0,145 | 0,145 | 0,145 |

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

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

5.2 TAUX AU POINT DE LIVRAISON

6 Dans le cadre du Projet, les volumes seront livrés en territoire. Les frais d'utilisation du réseau de
 7 transport d'Énergir existant, exigibles lorsqu'un producteur choisit un point de livraison hors
 8 territoire, ne seront donc pas applicables. Dans le cas où les volumes retirés par les clients dans
 9 la zone de consommation peuvent absorber en totalité les volumes injectés et qu'aucun transit
 10 par le réseau de transport TCPL/TQM n'est alors requis, aucuns frais ne seront applicables pour
 11 cette zone de consommation. C'est le cas de ce Projet, puisque le Producteur injectera son GSR
 12 dans une conduite de transmission d'Énergir et, comme montré dans le tableau 10 ci-dessous, la
 13 capacité de la zone est largement suffisante.

Tableau 10
Projet injectant dans la zone de consommation « Saguenay »

| Projet | Capacité (10 ³ m ³ /jour) |
|--|--|
| WAGA Chicoutimi | 6 |
| Ausime Hébertville | 15 |
| Capacité totale des projets | 21 |
| Capacité d'absorption de la zone en été ¹ | 1 403 |

¹ Dossier R-4287-2025, pièce Énergir-Q, Document 1, annexe 1, page 2.

6 LISTES DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

- 14
- Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la
 15 Faune et des Parcs (MELCCFP) : Demande d'autorisation ministérielle (AM) pour des
 16 travaux en milieux humides et hydriques;
 - Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ) : Demande
 17 d'autorisation;
 18

Raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Hébertville, R-4326-2025

- 1 • Pêches et Océans Canada (MPO) : Demande d'examen d'un projet près d'un cours d'eau;
- 2 • Municipalité d'Hébertville et Municipalité régionale de comté (MRC) : demande de
- 3 consentement municipal;
- 4 • Ministère des Transports et de la Mobilité durable du Québec (MTMDQ) : permission de
- 5 voirie.

7 CALENDRIER PROJETÉ

6 Le calendrier des principales activités se retrouve au tableau 11 ci-dessous. La conception de

7 l'ingénierie, les demandes de permis, la commande de matériaux longs délais et l'octroi des

8 contrats seront effectués à l'automne 2025 et à l'hiver 2026, pour une réalisation des travaux qui

9 débuterait à l'automne 2026.

10 Comme mentionné à la section 2.1, les démarches d'obtention de la subvention du volet 2 du

11 PSPGNR sont effectuées directement par le Producteur et non par Énergir, cette façon de faire

12 étant d'ailleurs le parcours standard du PSPGNR. Le versement de la subvention constitue un

13 intrant majeur dans la structure financière du Projet et est nécessaire à la réalisation de celui-ci.

14 L'obtention d'une décision favorable à la demande d'investissement d'Énergir pour le

15 raccordement du site de GNR Ausime Énergie Hébertville a été identifiée comme étant un jalon

16 requis pour le versement de la subvention par le MEIE. L'échéancier ainsi que la viabilité

17 économique du Projet se retrouvent dépendants du processus réglementaire d'autorisation.

18 L'autorisation de la Régie est par conséquent demandée d'ici le 27 février 2026.

Tableau 11
Calendrier projeté

| Activités | Début | Fin |
|---|---------|---------|
| Signature du contrat de service D _R avec le Producteur | 10/2025 | |
| Obtention des autorisations et permis de construction | 12/2025 | 09/2026 |
| Dépôt de la preuve et autorisation de la Régie | 12/2025 | 02/2026 |
| Ingénierie et devis détaillés des travaux | 12/2025 | 05/2026 |
| Entente contractuelle avec l'entrepreneur | 01/2026 | 03/2026 |
| Réalisation des travaux de raccordement | 09/2026 | 12/2026 |
| Mise en gaz | 03/2027 | 09/2027 |
| Réfections finales | 06/2027 | 07/2027 |

7.1 DEMANDE D'AUTORISATION D'UN CFR

1 Afin de respecter les dates mentionnées dans le calendrier ci-dessus, Énergir est d'avis que la
2 réalisation du Projet doit démarrer dès décembre 2025. Ceci engendre certains déboursés
3 (demande de permis, ingénierie de détail et commande des matériaux et équipements à longs
4 délais) qui surviennent avant que la Régie n'ait rendu sa décision finale sur la demande
5 d'investissement du Projet. Par conséquent, conformément à l'article 32 de la Loi, Énergir
6 demande à la Régie d'autoriser la création d'un CFR hors base, portant intérêt au taux moyen du
7 coût en capital en vigueur, à compter de la date du dépôt de la demande, afin d'y comptabiliser
8 les dépenses liées à la réalisation du Projet. Comme la Régie le mentionnait à l'art. 43 de la
9 décision D-2023-058 relative au projet d'investissement de Boisbriand :

10 « [...] le CFR n'est qu'un outil réglementaire. De l'avis de la Régie, puisque le Projet pour lequel ce
11 CFR est créé n'a pas encore fait l'objet d'une autorisation de sa part, le Distributeur doit assumer
12 le risque de ne pas récupérer les sommes qui pourraient y être inscrites. »⁸

13 Énergir est pleinement consciente que le CFR constitue un outil réglementaire temporaire
14 permettant la comptabilisation de sommes versées, sous réserve de l'approbation subséquente
15 par la Régie de l'investissement pour la réalisation du Projet auquel ces sommes sont liées.

8 IMPACT SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

16 Le Projet permettra, entre autres, de diversifier les sources d'approvisionnement du réseau gazier
17 en favorisant la consommation d'une énergie renouvelable locale, et ce, sans impact sur la qualité
18 de prestation du service de distribution de gaz naturel. Ce Projet permet également de faire
19 avancer les objectifs du gouvernement du Québec visant à augmenter la production et la
20 consommation de GSR au Québec. En ce sens, les volumes additionnels injectés dans le réseau
21 d'Énergir permettront d'offrir une quantité supplémentaire de GSR aux clients d'Énergir et
22 contribueront à l'atteinte des seuils fixés par le *Règlement concernant le gaz de source*
23 *renouvelable*.

⁸ Dossier R-4228-2023, décision D-2023-058, paragr. 43

CONCLUSION

- 1 **Énergir demande à la Régie :**
- 2 > **d'autoriser le Projet d'ici le 27 février 2026;**
- 3 > **d'autoriser la création d'un compte de frais reportés hors base, portant intérêt, dans**
- 4 **lequel seront cumulés les coûts reliés à la réalisation du Projet en date du dépôt de**
- 5 **la demande;**
- 6 > **d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations contenues**
- 7 **aux sections 3 et 5, ainsi qu'à l'annexe 1 du présent document.**

Annexe 1

Plages d'incertitude reliées à chacune des activités du Projet

L'annexe 1 est déposée 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 investissement | $\phi/m^3/jour$ | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet distribution | $\phi/m^3/jour$ | 1,675 | 1,670 | 1,675 | 1,675 | 1,675 | 1,670 | 1,675 | 1,675 | 1,675 | 1,670 |
| Total – Portion fixe | $\phi/m^3/jour$ | 1,675 | 1,670 | 1,675 | 1,675 | 1,675 | 1,670 | 1,675 | 1,675 | 1,675 | 1,670 |
| Taux unitaire au volume injecté | ϕ/m^3 | 0,145 | 0,145 | 0,145 | 0,145 | 0,145 | 0,145 | 0,145 | 0,145 | 0,145 | 0,145 |

| 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 investissement | $\phi/m^3/jour$ | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet distribution | $\phi/m^3/jour$ | 1,675 | 1,675 | 1,675 | 1,670 | 1,675 | 1,675 | 1,675 | 1,670 | 1,675 | 1,675 |
| Total – Portion fixe | $\phi/m^3/jour$ | 1,675 | 1,675 | 1,675 | 1,670 | 1,675 | 1,675 | 1,675 | 1,670 | 1,675 | 1,675 |
| Taux unitaire au volume injecté | ϕ/m^3 | 0,145 | 0,145 | 0,145 | 0,145 | 0,145 | 0,145 | 0,145 | 0,145 | 0,145 | 0,145 |