

PROJET D'INVESTISSEMENT AUX FINS
D'INJECTION DE LA
COOP AGRI-ÉNERGIE WARWICK ET
ÉTABLISSEMENT DE CERTAINS TAUX

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION.....	3
1 OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET.....	4
2 DESCRIPTION DU PROJET.....	4
3 PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES	8
4 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES ET SOLUTION PROPOSÉE .	9
5 COÛTS DU PROJET	9
6 CALCUL DES TAUX APPLICABLES DU TARIF DE RÉCEPTION	11
6.1 Taux au point de réception.....	12
6.2 Taux au point de livraison.....	17
7 LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS	18
8 CALENDRIER PROJETÉ.....	18
9 IMPACT SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL.....	19
CONCLUSIONS.....	19
ANNEXE 1.....	20
ANNEXE 2.....	21

INTRODUCTION

1 Le 26 mai 2010, Énergir, s.e.c. (Énergir) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), la demande
2 R-3732-2010 relative à la création d'un tarif de réception de gaz naturel produit sur son territoire.
3 Dans sa décision D-2011-108 sur la phase 1 du dossier, la Régie approuve partiellement la
4 création du nouveau tarif de réception. Elle demande par la suite divers suivis et modifications
5 dans les phases 2 et 3 du dossier et approuve les modalités finales du tarif de réception en
6 décembre 2013. Le tarif de réception est depuis applicable à tout client désirant injecter du gaz
7 naturel produit à l'intérieur du territoire desservi par Énergir dans le réseau gazier afin d'en
8 permettre le transport et la distribution. C'est en juillet 2015 que la Régie autorise dans sa décision
9 D-2015-107 le premier raccordement à des fins d'injection ainsi que l'application du tarif de
10 réception. La Ville de Saint-Hyacinthe devient alors le premier client assujetti au tarif de réception
11 au courant de l'année 2017.

12 Le projet d'investissement pour fins d'injection (le Projet) visé par la présente demande consiste
13 à raccorder au réseau d'Énergir un complexe de biométhanisation, développé par la Coop
14 Agri-Énergie Warwick (la Coop), qui aura un volume annuel maximal de 2,3 Mm³ de gaz naturel
15 renouvelable (GNR) sur une base annuelle. La Coop a été formée par des producteurs agricoles
16 de la région de Warwick qui vont exploiter le premier biodigester agricole coopératif au Québec
17 afin de produire du GNR qui sera injecté dans le réseau d'Énergir.

18 Une entente, conditionnelle à l'approbation par la Régie de la présente demande d'investissement
19 et d'une durée minimale de 20 ans, entre Énergir et la Coop a été conclue le 20 août 2019 afin
20 d'assurer le raccordement du site de production de GNR et le réseau de distribution d'Énergir.
21 Cette entente est déposée à la pièce Énergir – 1, Document 2.

22 D'une part, ce Projet permettra à la Coop de valoriser ses matières résiduelles en produisant du
23 GNR et en l'acheminant jusqu'aux consommateurs finaux grâce au réseau de distribution
24 d'Énergir. D'autre part, Énergir augmentera son approvisionnement en énergie renouvelable
25 locale tout en contribuant aux objectifs liés au *Règlement concernant la quantité de gaz naturel*
26 *renouvelable devant être livrée par un distributeur*¹ (Règlement), en vigueur depuis avril 2019.

¹ Décret 233-2019, Gazette officielle du Québec, partie 2, 3 avril 2019, 151e année, no 14, p. 911

1 La présente demande vise à obtenir l'autorisation de la Régie, conformément à l'article 73 de la
2 *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi), pour la réalisation d'un Projet d'investissement à des fins
3 d'injection.

4 Le coût total de ce Projet est estimé à 840 423\$.

5 De plus, afin qu'Énergir puisse récupérer les coûts d'investissement liés au Projet, un tarif de
6 réception sera calculé et facturé au client. Ainsi, Énergir désire également obtenir l'autorisation
7 de la Régie quant à l'application de ce tarif. Il importe de préciser que le tarif de réception présenté
8 dans ce document est basé sur des estimations de coûts et différera donc du tarif final facturé au
9 client basé sur les coûts réels.

10 Le présent document détaille donc les éléments supportant la demande d'investissement ainsi
11 que le calcul du tarif de réception.

1 OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

12 Le Projet vise à atteindre les objectifs suivants :

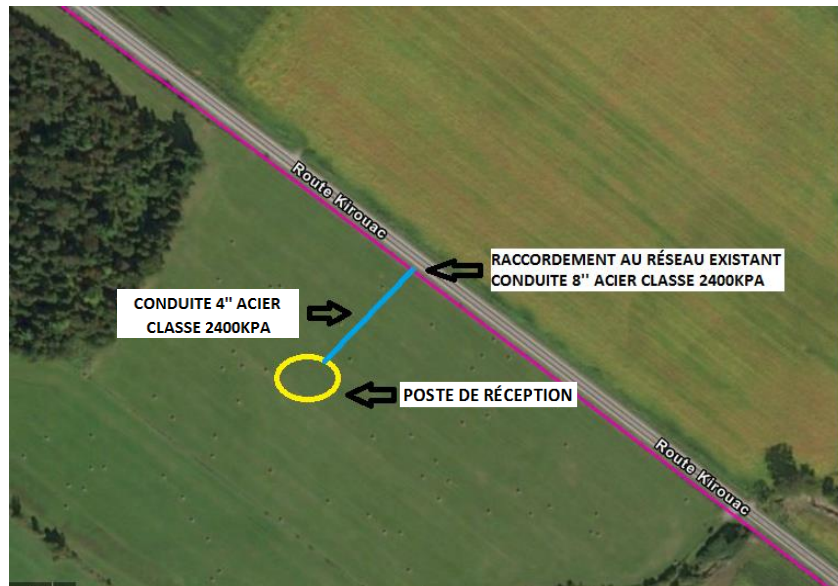
- 13 ➤ Permettre à la Coop de valoriser les matières résiduelles agricoles de la région en
14 proposant une solution pour acheminer du GNR produit jusqu'aux consommateurs finaux
15 grâce au réseau de distribution d'Énergir; et
- 16 ➤ Augmenter l'approvisionnement en énergie renouvelable locale tout en contribuant aux
17 objectifs liés au Règlement.

2 DESCRIPTION DU PROJET

18 Le Projet d'Énergir, sujet à l'approbation par la Régie, consiste à investir dans la construction
19 d'un nouveau poste de réception à raccorder au réseau d'Énergir déjà existant. Ce poste sera
20 stratégiquement localisé sur le site de la Coop à 40 mètres du réseau existant. Ainsi, outre la
21 conduite de raccordement de 40 mètres, représentée par la ligne en bleu dans la première figure
22 plus bas, il n'y aura pas d'ajout au réseau existant. La Coop sera, quant à elle, responsable de la
23 production du biogaz et du nettoyage pour en faire du GNR.

- 1 La Coop développera ainsi un complexe de biométhanisation conforme aux lignes directrices
2 d'encadrement des activités de biométhanisation du Ministère de l'Environnement et de la Lutte
3 contre les changements climatiques (MELCC). Le complexe aura une capacité de production de
4 2,3 Mm³ de GNR sur une base annuelle, le tout pour injection dans le réseau d'Énergir.
- 5 La production de biométhane du complexe reposera sur l'approvisionnement en (i) lisiers et
6 fumiers (25 000 t/an) auprès de 5 producteurs agricoles membres de la coopérative et en (ii) co-
7 substrats divers (25 000 t/an) provenant du secteur agroalimentaire. Le Projet étant prévu à
8 Warwick, ces co-substrats incluent le lactosérum des fromageries avoisinantes ainsi que des
9 résidus agroalimentaires, mais aussi potentiellement des boues municipales et/ou industrielles.
- 10 Le complexe de biométhanisation sera la propriété de la Coop Agri-Énergie Warwick, située au
11 11-15 Route Kirouac à Warwick, dont le modèle juridique est la coopérative agricole au sens de
12 la *Loi sur les coopératives*.
- 13 La construction de l'usine de biométhanisation devrait débuter en automne 2019 et il est prévu
14 que les premiers volumes de GNR soient injectés en août 2020. La durée de vie prévue des
15 installations est minimalement de 20 ans.

Tracé indiquant l'emplacement du poste de réception de GNR et de la conduite de raccordement

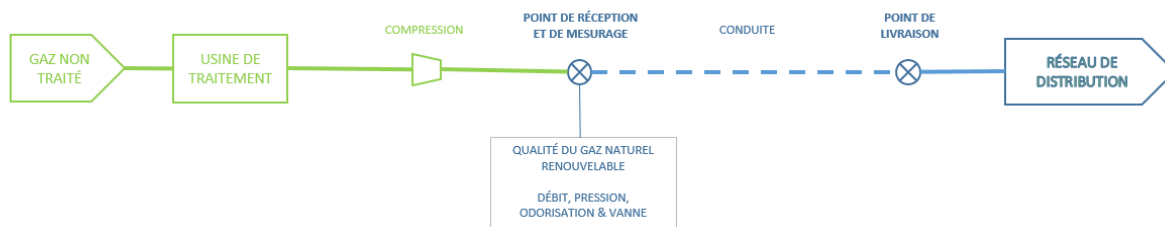


- 1 Le schéma ci-dessous présente le procédé de production et de réception du Projet. La production
- 2 du biogaz non traité produit par la biométhanisation des matières organiques ainsi que le

1 traitement et nettoyage du biogaz pour en faire du GNR sont les activités qui seront réalisées
 2 avec les actifs appartenant à la Coop. Les équipements de réception et d'injection appartiennent
 3 à Énergir.

4 La Coop interviendra dans la production, le traitement et le nettoyage du biogaz pour en faire du
 5 GNR ainsi que dans la compression du GNR produit. Énergir, pour sa part, s'assurera du contrôle
 6 de qualité, de l'odorisation et de l'injection du GNR dans le réseau. Les détails de l'ensemble de
 7 la chaîne seront exposés dans les paragraphes suivants. Notons que seuls les actifs d'Énergir
 8 sont soumis à l'approbation de la Régie.

Schéma de la chaîne de valorisation du GNR produit par la Coop Agri-Énergie Warwick et distribué par Énergir



Légende

Bleu - Actifs d'ÉNERGIR

Vert - Installations du client

9 Activités à la charge de la Coop Agri-Énergie Warwick :

10 La construction de l'usine de biométhanisation est à la charge de la Coop. Le biogaz produit par
 11 les biodigesteurs est traité et nettoyé afin d'atteindre la qualité nécessaire à l'injection dans le
 12 réseau d'Énergir. Le GNR est par la suite acheminé par compression vers le point de réception
 13 d'Énergir.

14 Dans le cas où le gaz naturel reçu au point de réception d'Énergir ne serait pas conforme, celui-
 15 ci serait réacheminé vers l'usine de traitement du producteur.

1 **Activités à la charge d'Énergir :**

2 En aval de la chaîne de valorisation du biogaz, Énergir s'assurera que le GNR reçu dispose des
3 mêmes propriétés que le gaz naturel circulant dans le réseau de distribution pour ensuite l'injecter
4 dans la conduite principale.

5 Pour ce faire, un poste de réception sera construit et raccordé au réseau de distribution d'Énergir.
6 Le poste de réception est composé d'équipements permettant la régulation, le mesurage,
7 l'odorisation et le contrôle de qualité du GNR reçu. Énergir s'assurera également de
8 l'aménagement du terrain de la Coop où le poste de réception sera installé ainsi que de la
9 construction d'une conduite de raccordement pour relier ce poste au réseau de distribution
10 existant.

3 PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES

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

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

15 De plus, le Projet sera réalisé conformément aux spécifications techniques d'Énergir afin de
16 rencontrer les exigences des différents codes et règlements applicables, notamment :

- 17 • ACNOR/CSA : B149.1-F10 Code d'installation du gaz naturel et du propane;
- 18 • CSA B149.6-11 Code pour le gaz de digesteur, de site d'enfouissement et la production
19 de biogaz et de l'utilisation;
- 20 • CSA B51 Code sur les chaudières, les appareils et les tuyauteries sous pression;
- 21 • CAN/CSA-C22.1-09 : Code canadien de l'électricité;
- 22 • Le code du bâtiment – Canada 2010 (CNB);
- 23 • Les normes de la Commission des normes, de l'équité, de la santé et de la sécurité du
24 travail (CNESST);

- 1 • Le Règlement sur le gaz et la sécurité publique (L.R.Q., c. D-10, r. 4), qui intègre les
 2 exigences des codes applicables de l'Association canadienne de normalisation (ACNOR).
 3 Les données techniques de la conduite sont présentées ci-dessous.

Tableau 1

DONNÉES TECHNIQUES DE LA CONDUITE DE RACCORDEMENT

Nombre de conduite(s)	1
Diamètre extérieur de conduite	114,3 mm (4pouces)
Longueur totale de la nouvelle conduite	40 mètres
Matériaux	Acier
Pression maximale d'opération	2 400 kPa

4 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES ET SOLUTION PROPOSÉE

- 4 Aucune autre solution n'a été envisagée pour le Projet afin de répondre aux besoins la Coop.

5 COÛTS DU PROJET

- 5 Les coûts liés aux actifs de mesurage ainsi qu'à la conduite de raccordement au réseau (ci-après
 6 collectivement désignés « Actifs de raccordement ») seront alloués et récupérés spécifiquement
 7 via le tarif de réception.
- 8 Comme indiqué dans les tableaux 2 et 3, les coûts pour les Actifs de raccordement sont estimés
 9 à 840 423 \$. Ces coûts incluent :
- 10 • la planification (incluant l'obtention des autorisations et des servitudes permanentes);
 - 11 • l'ingénierie;
 - 12 • les travaux électriques incluant le contrôle;
 - 13 • les servitudes et l'aménagement;
 - 14 • le poste de réception (incluant le mesurage, la régulation, le contrôle de qualité et
 15 l'odorisation);
 - 16 • la construction de la nouvelle conduite;

- 1 • la gestion et l'inspection;
 - 2 • la contingence; et
 - 3 • les frais généraux d'Énergir de 14,53%.
- 4 La répartition des coûts est la suivante :

Tableau 2

COÛTS DES ACTIFS DE RACCORDEMENT

Type d'actifs / Activités	Coût (\$)
Conduite principale	██████████
Servitude	██████████
Poste de réception	██████████
Contingence	██████████
Sous-total	██████████
Frais généraux	██████████
Total global	██████████

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

L'actif « Conduite principale » inclut des coûts qui couvrent l'ensemble du projet tel que la main-d'œuvre interne pour la gestion et la planification ainsi que des services professionnels.

Tableau 3

COÛTS PAR ACTIVITÉ

Activités	Coûts (\$)
Main-d'œuvre interne	██████████
Entrepreneurs	██████████
Services externes	██████████
Matériaux	██████████
Terrain et servitude	██████████
Contingence	██████████
Sous-total	██████████
Frais généraux	██████████
Total global	██████████

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

- 5 La contingence du Projet a été établie à partir des résultats des simulations Monte-Carlo. Les
- 6 plages d'incertitudes reliées à chacune des activités du Projet, utilisées dans les simulations
- 7 Monte-Carlo afin de déterminer la contingence, sont déposées à l'Annexe 1 sous pli confidentiel.

1 Il importe de mentionner que les simulations Monte-Carlo présentées en annexe ont été évaluées
2 lors de la dernière mise à jour des paramètres du Projet, réalisée postérieurement à la
3 transmission du contrat à la Coop.

4 Les simulations Monte-Carlo de l'Annexe 1 génèrent une contingence de [REDACTED] tandis que la
5 contingence des tableaux ci-dessus et incluse dans le contrat avec la Coop est de [REDACTED]. Cette
6 différence au niveau des scénarios de contingence n'aura pas d'impact sur la récupération des
7 coûts auprès de la Coop et sur l'ensemble de la clientèle d'Énergir puisque la Coop sera facturée
8 en fonction des coûts réels finaux du Projet.

9 Il est à noter que, tel que spécifié dans l'entente à la pièce Énergir – 1, Document 2, il existe une
10 possibilité que la Coop verse une contribution correspondant au total des coûts encourus par
11 Énergir. Dans un tel cas, bien que les actifs seraient toujours la propriété d'Énergir,
12 l'investissement de celle-ci dans le Projet serait nul.

6 CALCUL DES TAUX APPLICABLES DU TARIF DE RÉCEPTION

13 Étant un client qui désire injecter du gaz naturel dans le réseau de distribution, la Coop sera
14 assujettie au tarif de réception. Les taux applicables au point de réception ainsi que le taux
15 applicable au point de livraison ont été établis.

16 Tel qu'énoncé dans l'introduction, le tarif de réception présenté dans cette section est basé sur
17 des estimations de coûts et différera donc du tarif final facturé au client basé sur les coûts réels.

18 Cette section présente les taux applicables dans le cas où la Coop ne verserait aucune
19 contribution à Énergir. Si, par exemple, la contribution versée représentait la totalité des coûts du
20 Projet, seulement le taux de l'obligation minimale quotidienne-volet distribution (tableau 7) et le
21 taux unitaire au volume injecté (tableau 8) seraient applicables.

22 Comme spécifié dans l'entente, pièce Énergir – 1, Document 2, si la Coop met fin au contrat avant
23 la durée minimale de vingt ans, Énergir facturera à la Coop, au moment de la terminaison du
24 contrat, une indemnité équivalente à la valeur aux livres des actifs d'Énergir diminuée de la
25 contribution du client.

1 Énergir juge important de préciser le contexte dans lequel cette demande est déposée.
2 Effectivement, dans le cadre de la Cause tarifaire 2019-2020 (dossier R-4076-2018), Énergir a
3 déposé une demande pour alléger les projets d'investissement visant le raccordement aux fins
4 d'injection². Dans cette demande, Énergir propose de déposer une demande d'investissement
5 comportant les mêmes informations qu'une demande d'investissement traditionnelle. Une
6 estimation du tarif de réception serait également présentée, sans qu'une approbation pour ce
7 dernier soit demandée à la Régie. L'approbation du tarif serait plutôt effectuée ultérieurement, au
8 moment où l'ensemble des coûts finaux seraient disponibles, dans le cadre de la Cause tarifaire
9 applicable.

10 Comme la décision de la Régie sur la proposition de méthodologie allégée n'a pas été rendue au
11 moment du dépôt de la présente demande, Énergir détaille ci-dessous l'ensemble des calculs
12 permettant de déterminer le tarif de réception de la Coop et demande l'approbation de la Régie
13 pour ce tarif. Toutefois, advenant que la Régie approuve la méthodologie proposée dans le
14 dossier R-4076-2018 avant qu'une décision soit rendue dans le présent dossier, Énergir verrait à
15 retirer la demande d'approbation du tarif de réception de la Coop et demanderait plutôt cette
16 approbation dans la Cause tarifaire 2020-2021.

6.1 TAUX AU POINT DE RÉCEPTION

17 La méthode d'établissement des taux est un calcul financier basé sur le revenu requis au point
18 de réception de la Coop. Les taux applicables à ce point de réception sont établis en fonction des
19 coûts d'investissement des actifs de raccordement de 840 423 \$ et de la portion des coûts de
20 distribution non liés au réseau gazier alloués au client, établie selon le ratio approuvé de 4 % des
21 investissements.

22 Tel que décrit précédemment dans le document, la production de GNR par la Coop devrait
23 débiter à l'été 2020 et se poursuivre sur une durée minimale de 20 ans. Cette durée sera ainsi
24 utilisée pour l'amortissement des actifs.

² B-0163, Énergir-Q, document 13

- 1 Le tableau 4 présente les hypothèses ainsi que les paramètres financiers qui sont requis pour
 2 calculer le coût de service au point de réception. Les paramètres financiers sont ceux déposés
 3 dans le cadre de Cause tarifaire 2019-2020 (R-4076-2018, Énergir-Q, Document 1, p.16).

Tableau 4

HYPOTHÈSES ET PARAMÈTRES D'ANALYSE FINANCIÈRE

Hypothèses du projet	Valeurs
Volume annuel à 100 % de CU (m ³)	2 300 000
Investissement total en capital (\$)	840 423
Coûts de distribution non liés au réseau gazier (4 % de l'investissement) (\$)	33 617
Paramètres réglementés	Valeurs
Durée d'amortissement des actifs (années)	20
Taux de redevance à la Régie de l'énergie (\$/10 ³ m ³)	0,651
Taux de redevance à la Régie du bâtiment (\$/10 ³ m ³)	0,476
Taux de la taxe sur les services publics	1,50%
Taux d'imposition	26,53%
Taux de la dette	4,95%
Taux de l'équité (coût pondéré de l'avoir des actionnaires ordinaires et privilégiés)	8,29%
Taux moyen pondéré du capital	6,49%

- 4 À partir de ces hypothèses, Énergir fixe les taux applicables au point de réception de façon à
 5 récupérer le coût de service chaque année. Il est à noter que les taux sont établis à 100 % de
 6 coefficient d'utilisation.
- 7 Le tableau 5 détaille le coût de service pour les années 0 à 5 ainsi que pour l'année 20. Notons
 8 que ce tableau a été établi sur la base des paramètres de l'année 1 et que ces paramètres devront
 9 être ajustés annuellement pour refléter l'évolution des taux au point de réception.

Tableau 5
CALCUL DU COÛT DE SERVICE

Coût de service (en \$)	An 0	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Coûts de distribution non liés au réseau gazier		(33 617)	(33 617)	(33 617)	(33 617)	(33 617)	(33 617)
Taxe sur les services publics		(11 976)	(11 346)	(10 715)	(10 085)	(9 455)	-
Redevances		(2 592)	(2 592)	(2 592)	(2 592)	(2 592)	(2 592)
Amortissement		(42 021)	(42 021)	(42 021)	(42 021)	(42 021)	(42 021)
Coût d'intérêt		(21 898)	(20 775)	(19 652)	(18 529)	(17 406)	(561)
Impôts		849	(9 312)	(9 728)	(10 083)	(10 383)	(10 021)
Coût de l'équité		(31 265)	(29 662)	(28 058)	(26 455)	(24 852)	(802)
Coût de service total		(142 520)	(149 325)	(146 384)	(143 383)	(140 325)	(89 614)
Base de tarification							
Équité	(386 594)	(376 929)	(357 600)	(338 270)	(318 940)	(299 611)	(9 665)
Dette	(453 828)	(442 482)	(419 791)	(397 100)	(374 408)	(351 717)	(11 346)
Base de tarification moyenne	(840 423)	(819 412)	(777 391)	(735 370)	(693 349)	(651 327)	(21 011)
Coût et revenu tarifaire							
Coût de service	(en \$)	142 520	149 325	146 384	143 383	140 325	89 614
Revenu tarifaire	(en \$)	142 520	149 325	146 384	143 383	140 325	89 614
Volume	(en m ³)	2 300 000	2 300 000	2 300 000	2 300 000	2 300 000	2 300 000
Tarif de réception dégressif (total)	(en ¢/m³)	6,197	6,492	6,365	6,234	6,101	3,896

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 (obligation minimale
- 2 quotidienne (OMQ)) ainsi que le taux variable (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 – Volet Investissement de l'OMQ représente les coûts reliés aux investissements en capital
- 5 des actifs de raccordement (coûts de catégorie A) et est donc de 840 423 \$. Cet investissement
- 6 génère des coûts annuels pour les postes suivants :

Tableau 6

CALCUL DU TAUX DE L'OBLIGATION MINIMALE QUOTIDIENNE

VOLET INVESTISSEMENTS

Coût de service (en \$)	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20	
Taxe sur les services publics	(11 976)	(11 346)	(10 715)	(10 085)	(9 455)	-	
Amortissement	(42 021)	(42 021)	(42 021)	(42 021)	(42 021)	(42 021)	
Coût d'intérêt	(21 898)	(20 775)	(19 652)	(18 529)	(17 406)	(561)	
Impôts	849	(9 312)	(9 728)	(10 083)	(10 383)	(10 021)	
Coût de l'équité	(31 265)	(29 662)	(28 058)	(26 455)	(24 852)	(802)	
Coût de service (portion fixe)	(106 311)	(113 116)	(110 175)	(107 174)	(104 116)	(53 405)	
Revenu tarifaire							
Revenu tarifaire (portion fixe)	(en \$)	106 311	113 116	110 175	107 174	104 116	53 405
Volume	(en m ³)	2 300 000	2 300 000	2 300 000	2 300 000	2 300 000	2 300 000
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet Investissement	(en ¢/m ³ /jour)	4,622	4,918	4,790	4,660	4,527	2,322

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 exprimée annuellement, ce qui résulte en un taux unitaire de
- 3 4,622 ¢/m³/jour pour la première année et de 2,322 ¢/m³/jour pour la vingtième.
- 4 La portion fixe des coûts associée aux coûts de distribution non liés au réseau gazier est estimée
- 5 à 4 % des coûts d'investissement et représente 33 617 \$ annuellement. Cela résulte en un taux
- 6 de 1,462 ¢/m³/jour, tel que présenté au tableau suivant.

Tableau 7

CALCUL DU TAUX DE L'OBLIGATION MINIMALE QUOTIDIENNE (OMQ)

VOLET DISTRIBUTION

Coût de service (en \$)	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Coûts de distribution non liés au réseau gazier	(33 617)	(33 617)	(33 617)	(33 617)	(33 617)	(33 617)
Coût de service (portion fixe)	(33 617)	(33 617)	(33 617)	(33 617)	(33 617)	(33 617)
Revenu tarifaire						
Revenu tarifaire (portion fixe) (en \$)	33 617	33 617	33 617	33 617	33 617	33 617
Volume (en m ³)	2 300 000	2 300 000	2 300 000	2 300 000	2 300 000	2 300 000
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet Distribution (en ¢/m³/jour)	1,462	1,462	1,462	1,462	1,462	1,462

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 qui s'élèvent à un montant total de 2 592 \$ par
- 3 année.

Tableau 8

CALCUL DU TAUX UNITAIRE AU VOLUME INJECTÉ

Coût de service (en \$)	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Redevances	(2 592)	(2 592)	(2 592)	(2 592)	(2 592)	(2 592)
Coût de service (portion variable)	(2 592)	(2 592)	(2 592)	(2 592)	(2 592)	(2 592)
Revenu tarifaire						
Revenu tarifaire (portion variable) (en \$)	2 592	2 592	2 592	2 592	2 592	2 592
Volume (en m ³)	2 300 000	2 300 000	2 300 000	2 300 000	2 300 000	2 300 000
Taux unitaire au volume injecté (en ¢/m³)	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113

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

- 4 Le taux unitaire au volume injecté est établi en divisant ces revenus par les mêmes volumes que
- 5 ceux utilisés pour déterminer les taux de OMQ, ce qui résulte en un taux unitaire de 0,113 ¢/m³.

1 Les taux au point de réception pour les 20 années sont présentés à l'Annexe 2. Ces taux ont
2 également été calculés selon les paramètres estimés applicables à l'année 1, lesquels devront
3 être mis à jour annuellement en fonction des données de la cause tarifaire en vigueur.

6.2 TAUX AU POINT DE LIVRAISON

4 Dans le cas du Projet, les volumes sont livrés en territoire. Les frais d'utilisation du réseau de
5 transport d'Énergir existant, exigibles lorsqu'un producteur choisit un point de livraison hors
6 territoire, ne seront donc pas applicables.

7 Les taux unitaires aux volumes livrés en territoire doivent permettre la récupération des coûts
8 supplémentaires de transport sur le réseau TCPL/TQM qui peuvent être encourus dans le cas où
9 les volumes injectés par les nouveaux clients dans le réseau gazier excèdent la capacité de la
10 zone de consommation.

11 Dans le cas où les volumes retirés par les clients dans la zone de consommation peuvent
12 absorber en totalité les volumes injectés et qu'aucun transit par le réseau de transport TCPL/TQM
13 n'est alors requis, aucuns frais ne seront applicables pour cette zone de consommation.

14 Énergir évalue les besoins de contracter du transport TCPL/TQM en fonction des volumes totaux
15 injectés dans une zone de consommation donnée et du profil de consommation des clients
16 consommateurs de cette même zone en hiver comme en été.

17 Le client Coop Agri-Énergie Warwick, sera raccordé à la zone de consommation définie comme
18 étant « Centre-du-Québec/Estrie », laquelle est reliée au réseau de transport TQM/TCPL par les
19 postes Saint-Anne-de-Sabrevois et Waterloo. Les volumes injectés prévus du client sont
20 inférieurs aux volumes consommés dans cette zone. Conséquemment, Énergir n'aura pas à
21 contracter de capacité de transport TCPL/TQM additionnelle pour cette zone. Le taux unitaire aux
22 volumes livrés en territoire applicable à cette zone de consommation sera donc fixé à 0,0 ¢/m³.

23 Tel qu'entendu en phase 1 du dossier R-3732-2010, Énergir révisera, s'il y a lieu, le taux
24 applicable à cette zone de consommation lors des causes tarifaires subséquentes à l'actuel projet
25 d'investissement.

7 LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

- 1 • Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (certificat
- 2 d'autorisation)
- 3 • Municipalité de Warwick (demande d'intervention municipale)

8 CALENDRIER PROJÉTÉ

4 Le calendrier de réalisation prévoit une mise en gaz en août 2020. Les échéances des principales
5 activités se retrouvent au tableau ci-dessous.

6 Énergir invite respectueusement la Régie à approuver le projet d'investissement aux fins
7 d'injection de la Coop Agri-Énergie Warwick, et ce, dans un délai de 45 jours suivant le dépôt de
8 la présente preuve. Ce délai d'approbation s'explique par l'échéancier du projet et vise à éviter
9 des hausses de coûts. En effet, certains équipements, dont les équipements de purification,
10 doivent impérativement être commandés au plus tard le 15 octobre, à défaut de quoi cela
11 générerait des délais importants, et conséquemment des coûts, aux fins de la réalisation du
12 projet.

Tableau 9
Calendrier projeté d'Énergir

Activités	Début	Fin
Entente avec la Coop Agri-Énergie Warwick		20 août 2019
Dépôt de la preuve et autorisation de la Régie	21 Août 2019	Octobre 2019
Ingénierie et devis détaillés des travaux	Septembre 2019	Novembre 2019
Appel d'offres et octroi du contrat	Décembre 2019	Janvier 2020
Obtention des autorisations et permis de construction		Janvier 2020
Préfabrication, installation composants, construction conduite principale	Janvier 2020	Juillet 2020
Mise en gaz		Août 2020

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

- 1 La réalisation du Projet permettra de raccorder les installations d'un client désirant injecter du gaz
- 2 naturel produit sur le territoire d'Énergir dans son réseau de distribution existant. Le Projet
- 3 permettra, entre autres, de diversifier les sources d'approvisionnement en favorisant la
- 4 consommation d'une énergie locale, et ce, sans impact sur la qualité de prestation du service de
- 5 distribution de gaz naturel.

CONCLUSIONS

Énergir demande à la Régie de :

- › Autoriser le projet d'investissement visant à raccorder la Coop Agri-Énergie Warwick au réseau de distribution à des fins d'injection.
- › Autoriser la création d'un compte de frais reportés hors base où seront accumulés les coûts liés au Projet, auxquels s'ajouteront les intérêts capitalisés calculés au taux de rendement sur la base tarifaire autorisée par la Régie jusqu'à son inclusion dans la base de tarification 2020-2021.
- › Fixer les taux applicables au point de réception Coop Agri-Énergie Warwick pour la première année, de fixer le taux au point de livraison pour les volumes livrés en territoire applicable à la zone de consommation « Centre-du-Québec/Estrie » à 0,0 ¢/m³.

ANNEXE 1

CE TABLEAU EST DÉPOSÉ SOUS PLI CONFIDENTIEL

ANNEXE 2

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	¢/m ³ /jour	4,622	4,918	4,790	4,660	4,527	4,392	4,254	4,115	3,974	3,830
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet Distribution	¢/m ³ /jour	1,462	1,462	1,462	1,462	1,462	1,462	1,462	1,462	1,462	1,462
Taux unitaire au volume injecté	¢/m ³	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113
Total		6,197	6,492	6,365	6,234	6,101	5,966	5,829	5,689	5,548	5,405

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	¢/m ³ /jour	3,686	3,539	3,392	3,242	3,092	2,940	2,787	2,633	2,478	2,322
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet Distribution	¢/m ³ /jour	1,462	1,462	1,462	1,462	1,462	1,462	1,462	1,462	1,462	1,462
Taux unitaire au volume injecté	¢/m ³	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113
Total		5,260	5,114	4,966	4,817	4,666	4,514	4,361	4,207	4,052	3,896

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