

**PROJET D'EXTENSION DE RÉSEAU
ENTRE SAINT-HENRI ET MONTMAGNY**

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	3
1 OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET ET JUSTIFICATION EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS	5
2 HISTORIQUE	6
3 DESCRIPTION DU PROJET	8
3.1 Marché Potentiel.....	9
3.2 Retraits et prévision de ventes	10
3.3 Aides financières	12
3.4 Contribution gouvernementale	12
3.5 Retombées économiques.....	13
3.6 Perspectives de marché	13
3.7 Principales normes techniques.....	13
3.8 Étude de caractérisation des sols.....	14
4 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES	15
5 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET	16
6 ANALYSE FINANCIÈRE	18
7 IMPACT SUR LES TARIFS INCLUANT UNE ANALYSE DE SENSIBILITÉ DU PROJET	20
8 CALENDRIER PROJETÉ	21
9 LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS	22
10 IMPACT SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL	23
CONCLUSION	24

INTRODUCTION

1 Énergir, s.e.c. (Énergir) souhaite réaliser un projet d'investissement visant le prolongement du
2 réseau de gaz naturel entre Saint-Henri et Montmagny (le Projet) et ainsi contribuer au
3 développement économique et à l'amélioration du bilan environnemental de la région et du
4 Québec.

5 Le réseau de Bellechasse construit en 2016 a permis de réduire la distance pour raccorder la
6 municipalité de Montmagny. Déjà, lors de la construction du projet d'extension dans la région de
7 Bellechasse, la municipalité de Saint-Charles-de-Bellechasse demandait à être raccordée au
8 réseau de gaz naturel.

9 Le coût total des investissements sur 40 ans est évalué à 55,2 M\$, dont un maximum de 47,6 M\$
10 est assumé par le gouvernement du Québec. Le Projet bénéficie d'une contribution financière
11 externe du gouvernement du Québec par l'entremise du ministère de l'Énergie et des Ressources
12 naturelles (MERN). Le gouvernement du Québec a annoncé lors de la mise à jour du budget en
13 mars 2019 le soutien à l'extension du réseau de distribution de gaz naturel par une contribution
14 maximale de 47,6 M\$ pour la desserte permettant de raccorder Montmagny à partir de Saint-
15 Henri en passant par Saint-Charles-de-Bellechasse, Saint-Raphaël et Saint-François-de-la-
16 Rivière-du-Sud.

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

24 Conformément au Règlement, cette demande est accompagnée des renseignements suivants :

- 25 • les objectifs visés par le Projet, la description ainsi que la justification;
- 26 • les coûts, l'étude de faisabilité économique du Projet et l'impact sur les tarifs;

- 1 • la liste des autorisations requises; et
- 2 • l'impact sur la qualité de prestation du service de distribution du gaz naturel.

1 OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET ET JUSTIFICATION EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS

1 Le projet d'extension du réseau de distribution de gaz naturel d'Énergir visant à desservir les
2 municipalités de Saint-Charles-de-Bellechasse, Saint-Raphaël, Saint-François-de-la-Rivière-
3 du-Sud et de Montmagny permettra l'atteinte des objectifs suivants :

- 4 • desservir les municipalités en gaz naturel;
- 5 • raccorder près de 98 clients sur un horizon de cinq ans provenant des marchés industriels,
6 institutionnels, commerciaux et agricoles dont la consommation annuelle à maturité est
7 estimée à 6 148 435 m³;
- 8 • permettre aux entreprises d'adopter le gaz naturel comme source d'énergie dans le cadre
9 de leurs activités et contribuer à leur compétitivité en matière d'approvisionnement
10 énergétique;
- 11 • favoriser la réduction des gaz à effet de serre (GES) et des polluants atmosphériques en
12 remplaçant l'huile usée, le propane et le mazout et;
- 13 • proposer un tracé d'extension du réseau gazier minimisant les impacts économiques et
14 environnementaux.

2 HISTORIQUE

1 La première demande pour obtenir le gaz naturel dans la région remonte à 2007 lors de l'analyse
2 du projet du bas du fleuve (prolongement du réseau de transmission vers l'est du Québec jusqu'à
3 Rivière-du-Loup). Les grandes municipalités entre Lévis et Rivière-du-Loup avaient alors été
4 consultées. Le projet ne s'étant pas réalisé, ces études avaient été suspendues.

5 La Ville de Montmagny n'ayant jamais abandonné espoir d'obtenir une aide financière pour
6 rentabiliser l'extension du réseau gazier, a donc perçu comme une bonne nouvelle
7 l'investissement des gouvernements du Québec et du Canada dans le projet d'extension du
8 réseau gazier dans la région de Thetford Mines en 2012 et plus particulièrement, celle de la région
9 de Bellechasse en 2016. Au printemps 2016, Énergir a reçu une nouvelle demande pour
10 actualiser son analyse de rentabilité de l'extension du réseau vers Montmagny. Un comité a alors
11 été formé.

12 À la suite de la réalisation d'une analyse de classe 5 et de ses résultats en 2017, la Ville de
13 Montmagny a immédiatement effectué une demande de subvention auprès des gouvernements
14 provincial et fédéral. Une présentation au MERN a alors été effectuée. Au printemps 2018, le
15 MERN a accepté d'appuyer la réalisation d'une estimation des coûts de classe 3 de ce Projet par
16 Énergir en assumant le coût de l'analyse.

17 L'appui du gouvernement du Québec au Projet a été communiqué en mars 2019 dans le Plan
18 budgétaire du Québec 2019-2020¹ :

19 « 4.2.2 **Soutenir l'extension du réseau de distribution de gaz naturel**

20 *L'approvisionnement en gaz naturel compte parmi les conditions favorisant le*
21 *développement économique régional. De nombreux projets d'extension du réseau de gaz*
22 *naturel ont d'ailleurs été réalisés dans différentes régions du Québec.*

23 *Pour soutenir un nouveau projet d'extension du réseau de distribution de gaz naturel dans*
24 *la région de Montmagny, le budget 2019-2020 prévoit 47,6 M\$ sur trois ans.*

¹ http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2019-2020/fr/documents/PlanBudgetaire_1920.pdf

1 *Cet investissement vise un prolongement d'environ 80 km du réseau gazier à partir de*
2 *Saint-Henri-de-Lévis jusqu'à la ville de Montmagny, en passant par les municipalités de*
3 *Saint-Charles-de-Bellechasse, Saint-Raphaël et Saint-François-de-la-Rivière-du-Sud. »*

4 Comme le démontre l'importante contribution financière du gouvernement du Québec, le
5 Projet est clairement d'intérêt public.

3 DESCRIPTION DU PROJET

1 Le Projet est situé dans les régions administratives des MRC de Bellechasse et de Montmagny
2 et vise à construire et à mettre en opération un prolongement de réseau d'une longueur de
3 79,7 km permettant de desservir les municipalités de Saint-Charles-de-Bellechasse, Saint-
4 Raphaël et Saint-François-de-la-Rivière-du-Sud et Montmagny. À cet effet, la pièce Énergir-1,
5 Document 2 illustre le tracé global de l'extension projetée.

6 La conduite d'alimentation (classe 2 900 kPa) débute dans la municipalité de Saint-Henri. Ce
7 raccordement est possible à la suite de la réalisation en 2016 du projet d'extension de réseau
8 dans la région de Bellechasse, ce qui a permis d'installer une conduite de 219,1 mm de classe 2
9 900 kPa.

10 À partir de ce point de raccordement, la conduite d'alimentation de 219,1 mm empruntera la route
11 218 et le rang Sud-Ouest pour rejoindre Saint-Charles-de-Bellechasse, où un poste de détente
12 sera construit afin d'alimenter un réseau de distribution en classe 400 kPa pour la desserte de la
13 municipalité. La conduite d'alimentation continue vers Saint-Raphaël où un autre poste de détente
14 sera construit. De Saint-Raphaël, la conduite emprunte la route 228 vers Saint-François où un
15 autre poste de détente sera construit pour alimenter les clients du secteur. Finalement, la conduite
16 se rend jusqu'au sud de Montmagny où un dernier poste de détente sera construit. À ce point, le
17 réseau de distribution débute en alimentant tout d'abord les parcs industriels situés près de
18 l'autoroute 20 et par la suite, les clients du centre-ville.

19 Selon les besoins connus, des conduites de 114,3 mm et de 168,3 mm en polyéthylène de classe
20 400 kPa seront installées pour bâtir le réseau de distribution dans les municipalités.

21 Énergir prévoit raccorder 98 clients pour une consommation annuelle estimée à 6 148 435 m³.
22 De ce volume potentiel, 4 862 484 m³ sont considérés pour le calcul de rentabilité selon les
23 paramètres de la décision D-2018-080 et représentent les volumes sécurisés pour 22 clients, en
24 date du dépôt du Projet, par une obligation minimale annuelle (OMA). L'information plus détaillée
25 au sujet des clients sous contrats et potentiels se trouve aux sections 3.1 et 3.2.

26 Le Projet, dans son ensemble, aura des répercussions positives sur le plan environnemental
27 puisqu'il permettra d'éviter l'émission annuelle de 2 634 tonnes de GES, dont 2 201 tonnes avec

1 les clients initiaux. En effet, de nombreux clients commerciaux et industriels pourront se convertir
 2 au gaz naturel au courant des prochaines années et ainsi diminuer leurs émissions de GES et de
 3 polluants atmosphériques. Les clients proviendront principalement des secteurs commerciaux et
 4 institutionnels. Le Projet permettrait ainsi de déplacer l'équivalent de plus de 350 000 litres de
 5 mazout n° 2 et de 8 600 000 litres de propane.

3.1 MARCHÉ POTENTIEL

6 Le marché potentiel est quantifié aux tableaux 1 et 2.

Tableau 1
Nombre potentiel de clients par secteur et par marché

Secteur	Marché					Total général
	Énergie déplacée	Commercial	Industriel	Institutionnel	Agricole	
Montmagny	Propane	17	41	3		61
	Mazout léger				1	1
Saint-François	Propane		3	2	4	9
Saint-Raphaël	Propane		1		1	2
Saint-Charles	Propane	4	1	5	7	17
Saint-Henri	Propane				8	8
Total général		21	46	11	20	98

7 Bien qu'Énergir ait identifié la majorité des clients, il est vraisemblable que de plus petits clients
 8 (conversion résidentielle ou commerces de petite taille) non retenus, non identifiés ou n'étant pas
 9 disposés à se convertir au moment de l'analyse du dossier puissent se raccorder par la suite.

Tableau 2
Volume potentiel de consommation de gaz naturel par secteur et par marché
(000 m³)

Secteur	Marché					Total général
	Énergie déplacée	Commercial	Industriel	Institutionnel	Agricole	
Montmagny	Propane	469	3 214	122		3 805
	Mazout léger			350		350
Saint-François	Propane		894	20	49	963
Saint-Raphaël	Propane		50		75	125
Saint-Charles	Propane	30	450	53	112	645
Saint-Henri	Propane				260	260
Total général		499	4 606	545	496	6 148

- 1 Le potentiel présenté au tableau 2 n'inclut pas de conversions résidentielles. Cependant, le
2 raccordement de ce type de clients pourra se faire sur les conduites de classe 400 kPa.

3.2 RETRAITS ET PRÉVISION DE VENTES

- 3 Bien que le nombre de clients et les volumes associés soient plus grands selon le potentiel
4 identifié précédemment, 21 clients ont signé un contrat d'approvisionnement en gaz naturel et un
5 client s'est engagé formellement avec une promesse de signature (voir annexe 2) en date du
6 dépôt du Projet. Le volume correspondant à ces contrats est de 4 862 484 m³.

Tableau 3
Nombre de clients signés
par secteur et par marché

Secteur	Marché					Total général
	Énergie déplacée	Commercial	Industriel	Institutionnel	Agricole	
Montmagny	Propane	5	9			14
	Mazout léger			1		1
Saint-François	Propane		3			3
Saint-Raphaël	Propane		1			1
Saint-Charles	Propane		1		1	2
Saint-Henri	Propane				1	1
Total général		5	14	1	2	22

Tableau 4
Volume de consommation des clients signés
par secteur et par marché
(000 m³)

Secteur	Marché					Total général
	Énergie déplacée	Commercial	Industriel	Institutionnel	Agricole	
Montmagny	Propane	293	2 755			3 048
	Mazout léger			350		350
Saint-François	Propane		894			894
Saint-Raphaël	Propane		50			50
Saint-Charles	Propane		450		20	470
Saint-Henri	Propane				50	50
Total général		293	4 149	350	70	4 862

- 1 Le volume associé aux clients qui n'ont pas encore signé, mais qu'Énergir a identifié comme
- 2 potentiels dans les prochaines années, est de 1,3 Mm³ supplémentaire pour 76 clients. Cela
- 3 n'inclut pas de possibles implantations d'entreprises ou de commerces pour qui le gaz naturel
- 4 constituerait un élément décisionnel pour leur projet.

3.3 AIDES FINANCIÈRES

1 En ce qui concerne les aides financières à la conversion issues du *Programme de rabais à la*
2 *consommation* (PRC), les montants octroyés dans le cadre de ce Projet ont été déterminés afin
3 de permettre d'assurer la rentabilité des branchements conformément à l'article 2.3.4 du PRC².
4 L'aide provenant du PRC n'a été présentée qu'aux seuls clients dont le retour sur l'investissement
5 était limitée par des coûts de conversion vers le gaz naturel. Pour les clients dont la
6 consommation prévue est importante, l'avantage économique présenté par une conversion au
7 gaz naturel leur permet d'absorber leur coût de conversion selon des critères de rentabilité
8 acceptables pour leur domaine d'affaires. Pour ces clients bénéficiant d'un retour sur leur
9 investissement très court, l'octroi d'une aide financière du programme PRC n'est pas nécessaire.

10 Comme pour tous les autres raccordements de clients au réseau d'Énergir, l'éligibilité aux
11 programmes d'efficacité énergétique est évaluée pour chacun des projets individuels de la
12 clientèle afin que les subventions favorisant l'efficacité énergétique puissent être octroyées à tous
13 les clients admissibles.

3.4 CONTRIBUTION GOUVERNEMENTALE

14 Le Projet bénéficie d'une contribution financière externe. En effet, une contribution d'un montant
15 maximal de 47,6 M\$ est garantie par le gouvernement du Québec.

16 Le gouvernement du Québec, par le décret 932-2019 du 4 septembre 2019, a autorisé le ministre
17 de l'Énergie et des Ressources naturelles à verser à Énergir, pour ses exercices financiers 2019-
18 2020, 2020-2021 et 2021-2022, une aide financière maximale de 47,6 M\$ pour la réalisation du
19 projet d'extension du réseau de distribution de gaz naturel à Montmagny. Une copie du décret
20 est présentée à la pièce Énergir-1, Document 3.

21 En parallèle de la publication de ce décret, Énergir a convenu d'une entente avec le
22 gouvernement du Québec, représenté par le MERN, précisant les modalités de versement de la
23 contribution, notamment le versement à Énergir d'une contribution maximale de 47,6 M\$ des
24 coûts totaux du Projet. Cette entente est déposée à la pièce Énergir-1, Document 4.

² *Programme de rabais à la consommation*, Cause tarifaire 2014, R-3837-2013, B-0339, Gaz Métro-7, Document 4, annexe 3.

1 Il est à noter que la négociation de la contribution avec le gouvernement a débuté à la suite de
2 l'estimation de classe 5 effectuée en 2017 et s'est terminée avec les résultats de l'estimation de
3 classe 3 en 2018. À ce moment, aucun client n'était engagé contractuellement, mais Énergir a
4 basé son analyse sur un potentiel connu. Cette analyse est effectuée en prenant comme
5 hypothèse l'inclusion de clients et de volumes, aux années 1 à 5, sur la base de l'intérêt connu
6 des clients et de l'expérience de la réalisation de projets similaires par Énergir.

3.5 RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

7 L'extension du réseau d'Énergir permettra la création d'emplois et ouvrira de nouvelles
8 perspectives économiques dans la région, tout en fournissant une source d'énergie abordable
9 aux entreprises et institutions locales. En plus de contribuer au développement économique de
10 la région en permettant d'accroître son potentiel industriel, l'accès au gaz naturel contribuera à la
11 compétitivité des approvisionnements énergétiques.

3.6 PERSPECTIVES DE MARCHÉ

12 Outre les raccordements futurs dans les municipalités qui seront raccordées pour rejoindre des
13 clients industriels importants, il serait possible de réaliser une extension vers L'Islet en passant
14 par Cap-Saint-Ignace. Cette extension de réseau gazier n'a pas fait l'objet d'une étude détaillée,
15 mais Énergir pourrait effectuer une analyse de rentabilité si les municipalités qui font partie de la
16 MRC de Montmagny en faisaient la demande.

3.7 PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES

17 Le Projet sera réalisé conformément aux exigences de la dernière édition applicable au Québec
18 de la norme CSA Z662, ainsi qu'au chapitre II du *Code de construction*.

19 La réalisation du Projet nécessitera l'installation de 79,7 km de conduites qui seront exploitées à
20 une pression de 2 900 kPa pour l'alimentation et de 400 kPa pour la distribution.

21 Les données techniques des conduites sont présentées ci-dessous.

Tableau 5

Conduite	Classe de pression (kPa)	Longueur (mètres)
219,1 mm acier	2 900	51 905
114,3 mm acier	2 900	2 570
219,1 mm polyéthylène	400	1 140
168,3 mm polyéthylène	400	18 005
114,3 mm polyéthylène	400	5 805
60,3 mm polyéthylène	400	300
Longueur totale		79 725

1 Il est à noter que le diamètre des conduites a été déterminé sur la base des équipements qui
 2 seront installés en tenant compte de la diversité des clients. Les besoins en gaz naturel de cette
 3 extension de réseau sont estimés à 6 000 m³/h en considérant les clients signés et potentiels de
 4 cette région qui sera desservie en gaz naturel.

3.8 ÉTUDE DE CARACTÉRISATION DES SOLS

5 Une analyse des sols a été effectuée tout au long du tracé. En 2018, au total, 224 puits
 6 d'exploration ont été réalisés aux endroits où la conduite sera installée. De plus, 63 sondages ont
 7 été effectués aux abords des traverses de cours d'eau, de chemins de fer, de routes municipales
 8 et de routes appartenant au ministère des Transports (MTQ). Les résultats de ces sondages
 9 permettent à Énergir de connaître, entre autres, la nature du sol et sa stabilité, en plus
 10 d'augmenter le niveau de précision sur la quantité de roc à enlever ainsi que sur l'apport de
 11 remblai.

12 De plus, une deuxième campagne d'investigation géotechnique a été finalisée en début octobre
 13 2019. Au total, approximativement 30 puits d'exploration et 120 sondages ont été réalisés pour
 14 optimiser l'emplacement de la conduite et raffiner l'information géotechnique. Finalement, selon
 15 les résultats des deux études réalisées, Énergir est confiante de pouvoir réaliser les travaux selon
 16 l'estimation des coûts. Ces informations serviront également aux entrepreneurs soumissionnaires
 17 pour déterminer les méthodes de construction lors de la réalisation des travaux.

4 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

- 1 Aucune autre solution n'a été envisagée dans le cadre du Projet.

5 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

1 Le Projet nécessite des investissements totaux sur 40 ans de 55,2 M\$, dont 54,9 M\$ de coûts
2 initiaux³. La portion d'investissement totale qui sera assumée par Énergir s'élève à 7,3 M\$. Les
3 investissements totaux sur 40 ans ainsi que les coûts initiaux prennent en considération le
4 potentiel de clients (98 clients).

5 La répartition des coûts selon la nature des travaux est la suivante. Les coûts du Projet ont été
6 évalués selon une estimation de classe 3, avec une précision de $\pm 15\%$. La contingence du Projet
7 a été établie à partir des résultats des simulations Monte-Carlo.

Ce tableau est déposé sous pli confidentiel

³ Le coût des investissements initiaux présenté au tableau 6 ne tient pas compte du coût de réinvestissement des compteurs. La pièce Énergir-1, Document 6 présente ce coût, qui est considéré dans l'analyse de rentabilité.

- 1 Le montant des PRC initialement prévu et présenté au MERN était de 0,765 M\$ (voir Énergir-1,
- 2 Document 4, Annexe A). Selon le nombre de clients signés et la projection des ventes au moment
- 3 du dépôt, Énergir prévoit une utilisation du PRC de 0,535 M\$ pour le Projet pour 98 clients.

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

6 ANALYSE FINANCIÈRE

1 L'analyse financière est basée sur les paramètres financiers approuvés par la Régie dans ses
2 décisions.

3 Les taux de distribution pris en compte pour l'analyse financière sont présentés à l'annexe 2.

4 Comme indiqué précédemment, la contribution maximale du gouvernement du Québec a été
5 établie sur la base d'une analyse qui tenait compte des clients potentiels. Cette analyse était
6 antérieure à la décision D-2018-080, qui prévoit que l'analyse de rentabilité d'un projet se fasse
7 en fonction des clients signés seulement. Cependant, l'analyse financière détaillée, présentée à
8 la pièce Énergir-1, Document 5, a été faite sur la base des clients signés seulement. Il est à noter
9 que le montant du PRC de 0,206 M\$ dans l'analyse financière correspond à l'aide qui sera versée
10 aux 22 clients signés.

11 Comme il s'agit d'un projet de développement régional dont l'aide financière du gouvernement a
12 été calculée en tenant compte d'un développement sur cinq ans, Énergir a également effectué
13 une analyse de la rentabilité sur la base du potentiel attendu sur cinq ans (comme pour tous les
14 projets antérieurs à la décision D-2018-080). Cette analyse financière est présentée à la pièce
15 Énergir-1, Document 6.

16 Les suivis *a posteriori* des extensions de réseau visant le développement régional ont permis de
17 confirmer le pouvoir d'attraction du gaz naturel pour une région. Les volumes réels constatés au
18 Rapport annuel dans les suivis *a posteriori* démontrent un accroissement par rapport à ceux
19 présentés dans la preuve initiale⁴.

20 Le tableau suivant présente les résultats de la rentabilité sur la base des clients signés et des
21 clients potentiels.

⁴ Voir R-3992-2016, B-0087, Gaz Métro-18, Document 1, page 2; R-4079-2018, B-0110, Énergir-24, Document 1, page 2 et R-4079-2018, B-0114, Énergir-26, Document 1, page 1.

Tableau 7

	Rentabilité	
	Avec clients signés seulement	Avec clients signés et potentiels
Nombre de clients	22	98
IP (%)	1,02	1,21
TRI (%)	5,31	6,60
Point mort tarifaire (années)	36,24	13,10
Impact tarifaire 5 ans (000 \$)	785	498
Impact tarifaire 40 ans (000 \$)	(119)	(1 976)

7 IMPACT SUR LES TARIFS INCLUANT UNE ANALYSE DE SENSIBILITÉ DU PROJET

- 1 Considérant que l'analyse financière de la pièce Énergir-1, Document 5 présente les résultats sur
 2 la base des clients signés et des volumes sous OMA, le tableau ci-dessous présente les résultats
 3 de l'analyse de sensibilité considérant des variations de coûts de $\pm 15\%$ et de volumes de $\pm 20\%$
 4 sur la base de l'analyse du Projet avec les clients et les volumes potentiels.

Tableau 8

Sensibilité	IP (%)	TRI (%)	Point mort tarifaire (années)	Effet tarifaire sur 5 ans (000 \$)	Effet tarifaire sur 10 ans (000 \$)	Effet tarifaire sur 20 ans (000 \$)	Effet tarifaire sur 40 ans (000 \$)
Volumes							
80 %	0,96	4,86	n/a	1 116	1 391	1 227	481
100 %	1,21	6,60	13,10	498	256	(600)	(1 976)
120 %	1,47	8,21	4,21	(121)	(881)	(2 430)	(4 435)
Coûts de construction							
-15 %	n/a	52,08	1,00	(2 592)	(5 147)	(8 777)	(11 959)
+15 %	0,61	2,04	n/a	3 586	5 657	7 574	8 004
Coûts +15 % et Volumes -20 %	0,48	0,89	n/a	4 205	6 793	9 402	10 462
Avec clients signés seulement	1,02	5,31	36,24	785	831	573	(119)

N.B. : Les subventions accordées ne varient pas dans cette analyse.

8 CALENDRIER PROJETÉ

- 1 Le calendrier ci-dessous présente les grandes étapes du Projet. Énergir aimerait obtenir
 2 l'approbation du Projet par la Régie au plus tard à la fin janvier 2020, et ce, afin de pouvoir
 3 commander les conduites d'acier à temps pour la mobilisation de l'entrepreneur au chantier,
 4 prévue en mai 2020.

Tableau 9

Activités	Début	Fin
Ententes avec le gouvernement	Avril 2019	Septembre 2019
Études techniques	Mai 2019	Septembre 2019
Finalisation de l'entente contractuelle avec l'entrepreneur	Juin 2019	Septembre 2019
Préparation plan et devis détaillés	Juin 2019	Novembre 2019
Signature des clients et préparation dossier Régie	Août 2019	Octobre 2019
Dépôt de la preuve et approbation Régie	Octobre 2019	Janvier 2020
Obtention des autorisations	Octobre 2019	Mai 2020
Obtention des permis de construction municipaux	Novembre 2019	Avril 2020
Mobilisation de l'entrepreneur et Construction	Mai 2020	Décembre 2020
Mise en gaz		Décembre 2020 – Janvier 2021

9 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 • certification d'autorisation du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les
 - 3 changements climatiques (MELCC) et du ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs
 - 4 (MFFP);
 - 5 • décision de la Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ);
 - 6 • permis de construction de la municipalité de Saint-Henri;
 - 7 • permis de construction de la municipalité de Saint-Charles-de-Bellechasse;
 - 8 • permis de construction de la municipalité de Saint-Raphaël;
 - 9 • permis de construction de la municipalité de La Durantaye;
 - 10 • permis de construction de la municipalité de Saint-Vallier;
 - 11 • permis de construction de la municipalité de Saint-François-de-la-Rivière-du-Sud;
 - 12 • permis de construction de la municipalité de Saint-Pierre-de-la-Rivière-du-Sud;
 - 13 • permis de construction de la municipalité de Montmagny
 - 14 • permission de voirie du MTQ;
 - 15 • autorisation de croisement d'infrastructures d'Hydro-Québec; et
 - 16 • autorisation de croisement d'infrastructures du Canadien National (CN).

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

- 1 Le présent Projet offre à Énergir l'opportunité d'accroître sa clientèle et de favoriser le
- 2 développement économique de la ville de Montmagny et de plusieurs municipalités des MRC de
- 3 Bellechasse et de Montmagny, sans impact sur la qualité de prestation du service de distribution
- 4 du gaz naturel.

CONCLUSION

1 Énergir demande à la Régie de l'autoriser à procéder à l'extension de son réseau vers la
2 ville de Montmagny et d'autoriser la création d'un compte de frais reportés hors base,
3 portant intérêts selon le coût moyen pondéré en capital, dans lequel seront cumulés tous
4 les coûts reliés au Projet jusqu'à leur inclusion dans le dossier tarifaire 2021-2022 au plus
5 tard.

6 Elle demande également à la Régie d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion
7 de la ventilation des coûts contenue à la section 5 et à l'annexe 1 du présent document,
8 ainsi que les informations contenues à l'annexe A de la pièce Énergir-1, Document 4.

Annexe 1: Plages d'incertitudes reliées à chacune des activités du Projet

L'annexe 1 est déposée sous pli confidentiel

Annexe 2: Taux de distribution utilisés dans le calcul de rentabilité avec les clients signés

1

Client No	Volume au contrat m ³	Volume après taux d'effritement m ³	Taux de distribution ¢/m ³	Revenu \$
1	666 000	566 100	10,953	62 005
2	496 000	421 600	11,899	50 166
3	379 000	322 150	12,547	40 420
4	378 000	321 300	12,578	40 413
5	310 000 (*)	263 500	13,159	34 674
6	304 000	258 400	13,220	34 160
7	120 000	102 000	16,391	16 719
8	65 000	55 250	18,923	10 455
9	61 000	51 850	19,228	9 970
10	37 484	31 861	21,055	6 708
11	350 000	297 500	12,784	38 032
12	95 000	80 750	17,262	13 939
13	71 000	60 350	18,531	11 183
14	50 000	42 500	20,156	8 566
15	16 000	13 600	25,924	3 526
16	450 000	382 500	12,139	46 432
17	20 000	17 000	24,442	4 155
18	50 000	42 500	20,156	8 566
19	525 000	446 250	12,733	56 821
20	303 000	257 550	13,231	34 076
21	66 000	56 100	19,645	11 021
22	50 000	42 500	20,156	8 566
	4 862 484	4 133 111	13,321	550 575 \$

(*) Contrat non signé mais promesse de signature reçue par Énergir au moment du dépôt