

PROJET D'OPTIMISATION POINTE-DU-LAC

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION.....	5
1 OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET	6
2 SITUATION ACTUELLE ET GENÈSE DU PROJET	6
2.1 Site de Pointe-du-Lac.....	6
2.2 Genèse du Projet.....	7
3 DESCRIPTION DU PROJET	8
3.1 Investissements requis en l'absence de Projet	12
4 JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS VISÉS.....	13
4.1 Conception du Projet en relation avec les objectifs visés	13
5 PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES APPLIQUÉES	14
6 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET.....	15
7 ANALYSE FINANCIÈRE	16
7.1 Impact tarifaire et faisabilité économique	16
8 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES.....	18
9 CALENDRIER PROJETÉ	19
10 LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS	20
11 IMPACT SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE D'EMMAGASINAGE DE GAZ NATUREL.....	20
CONCLUSION	20

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1 – PROCÉDÉ DE POINTE-DU-LAC	7
FIGURE 2 – VUE D'ENSEMBLE DU PROJET POINTE-DU-LAC.....	10
FIGURE 3 – ZONE SUD DU PROJET POINTE-DU-LAC.....	11
FIGURE 4 – STATION DU PROJET POINTE-DU-LAC	11
FIGURE 5 – ZONE NORD DU PROJET POINTE-DU-LAC	12
FIGURE 6 – NOUVEAU PROFIL DE PERFORMANCE	14

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1 – COÛTS DU PROJET POINTE-DU-LAC..... 16

TABLEAU 2 – IMPACT TARIFAIRE DU PROJET POINTE-DU-LAC 17

TABLEAU 3 – DÉPENSES D'OPÉRATION DU PROJET POINTE-DU-LAC 17

TABLEAU 4 – CALENDRIER DU PROJET POINTE-DU-LAC 19

TABLEAU 5 – AUTORISATIONS EXIGÉES..... 20

1 INTRODUCTION

2 Intragaz s.e.c. (« Intragaz ») opère les deux seuls sites d'emmagasinement souterrain
3 de gaz naturel au Québec : Pointe-du-Lac (« PDL ») à Trois-Rivières et Saint-Flavien
4 (« SFL ») dans Lotbinière. Les deux sites sont de tailles distinctes et ont des
5 caractéristiques géologiques très différentes.

6 Depuis le début de son exploitation en 1991, Intragaz offre la totalité de sa capacité
7 d'emmagasinement à Énergir s.e.c. (« Énergir ») en vertu d'ententes à long terme.

8 Conformément aux décisions D-2013-081 (R-3807-2012) et D-2023-005 (R-4189-
9 2022), Intragaz doit déposer une demande d'autorisation préalable pour tout projet
10 d'investissement excédant un seuil qui a été fixé par la Régie de l'énergie (« Régie »)
11 à 3 M\$ à compter de 2023.

12 Dans le cadre de la présente demande, Intragaz souhaite donc obtenir l'autorisation
13 de la Régie pour la réalisation d'un projet (« Projet ») visant l'optimisation des volumes
14 de retrait du site d'emmagasinement de Pointe-du-Lac et son approbation pour la
15 création et la méthode d'établissement d'un cavalier tarifaire, ainsi que pour son entrée
16 en vigueur à compter de la date de mise en service du Projet.

17 De plus, étant donné que le Projet comporte l'installation de conduites, une décision
18 favorable doit être obtenue de la Régie en vertu de la *Loi sur le stockage de gaz naturel*
19 *et sur les conduites de gaz naturel et de pétrole* (RLRQ, chapitre S-34.1) (« Loi sur le
20 stockage du gaz naturel ») dans le but d'obtenir une autorisation de construction de
21 pipeline du ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (« MÉIÉ »).

22 Le coût du Projet est évalué à 34,0 M\$.

23 Le Projet résulte du besoin exprimé par Énergir d'augmenter le volume maximal de
24 retrait quotidien des sites d'Intragaz. Énergir et Intragaz ont signé une lettre
25 d'engagement à cet égard, présentée à la pièce Intragaz-1, Document 2.

26 Énergir estime que le Projet générera des économies annuelles de plus de 8,0 M\$. À
27 ces économies potentielles s'ajoutent des avantages additionnels en termes de
28 sécurité d'approvisionnement et de fiabilité du service que le Projet engendrerait. En
29 effet, dans un contexte où le réseau de TransCanada PipeLines Limited est à pleine
30 capacité, le Projet permettrait de répondre en partie au déficit anticipé par Énergir en
31 2027-2028 et en totalité à celui en 2028-2029 comme prévu à son plan
32 d'approvisionnement à l'horizon 2026-2029 (R-4287-2024, B-0159, Énergir-H,
33 Document 3). Aussi, le site de Pointe-du-Lac, par ses caractéristiques opérationnelles
34 particulières, permet à Énergir de saisir des opportunités de marché ponctuelles en
35 hiver en substituant de la capacité d'entreposage à l'utilisation de capacité de
36 transport, et ce, sans affecter ses outils lui permettant de répondre aux besoins de
37 l'hiver extrême.

38 La date prévue de mise en service du Projet est le 1^{er} novembre 2027. Le coût de

1 service du Projet serait récupéré de sa cliente, Énergir, dans le tarif d'emmagasinage
2 qui sera ajusté à l'aide d'un cavalier tarifaire lors de la mise en service du Projet.

3 Conformément à l'article 2 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une*
4 *autorisation de la Régie de l'énergie* (RLRQ, chapitre R-6.01, r. 2) (« Règlement »),
5 adapté à l'activité d'emmagasinage conformément à la décision D-2013-081 (R-3807-
6 2012), la présente demande est accompagnée des renseignements suivants :

- 7 - Objectifs du Projet, sa description ainsi que sa justification;
- 8 - Coûts, étude de faisabilité économique dudit Projet et leur impact sur le tarif;
- 9 - Liste des autorisations requises; et
- 10 - Impact sur la qualité de prestation du service d'emmagasinage.

11 **1 OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET**

12 L'objectif premier visé par le Projet est d'accroître la capacité du site
13 d'emmagasinage d'Intragaz situé à PDL:

- 14 - Accroître le volume maximal de retrait en service ferme de 2,0 Mm³/jour à
15 2,4 Mm³/jour selon un profil similaire au profil historique;
- 16
17 - Améliorer l'accès au réservoir par le raccordement de puits additionnels afin
18 d'optimiser les volumes injectables sans augmenter la capacité des équipements
19 en injection.

20 De plus, le Projet contribuerait à renforcer la pérennité et la conformité du site
21 d'Intragaz (voir section 3.1 pour plus de détails).

22 **2 SITUATION ACTUELLE ET GENÈSE DU PROJET**

23 **2.1 Site de Pointe-du-Lac**

24 Le site de PDL est exploité depuis 1991 et a toujours été utilisé comme un outil
25 de pointe.

26 En raison de sa porosité et de sa perméabilité élevée, le réservoir de PDL offre
27 une capacité quotidienne de retrait et d'injection importante, et ce, malgré sa taille
28 relativement petite. Sa capacité d'injection accrue durant la saison hivernale
29 permet à Énergir de maintenir un niveau d'inventaire ainsi qu'une pression élevée,
30 optimisant ainsi la capacité de retrait du réservoir.

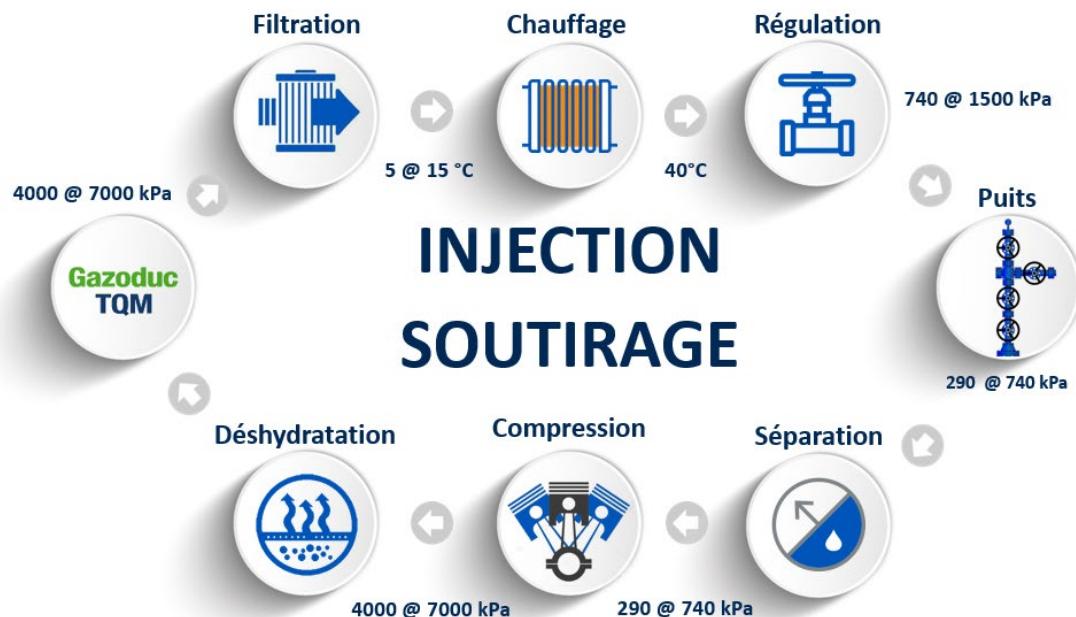
31 Le réservoir de PDL présente des caractéristiques de faible profondeur et de
32 basse pression. En raison de cette basse pression, il est requis d'abaisser la
33 pression du gaz avant son injection dans les puits. Toutefois, ces mêmes
34 conditions exigent une puissance de compression accrue pour permettre le

1 soutirage du gaz hors du réservoir ainsi que son injection subséquente dans le
2 réseau gazier d'Énergir.

3 Actuellement, le site de PDL compte cinq compresseurs fonctionnant au gaz
4 naturel, d'une puissance totalisant environ 13 000 HP.

5 La figure 1 résume le cycle d'injection et de retrait du site de PDL.

6 **Figure 1 – Procédé de Pointe-du-Lac**



7 À la suite des projets d'optimisation réalisés en 2019 et 2023, le volume utile et le
8 volume maximal de retrait quotidien du site de PDL sont :

- 9 - Volume utile : 37,6 Mm³;
10 - Volume maximal de retrait : 2,0 Mm³/jour.

11 Les études préliminaires et la modélisation des performances du réservoir
12 réalisées dans le cadre du Projet ont permis de vérifier qu'afin d'offrir un service
13 de pointe ferme au-delà du 2,0 Mm³/jour actuel, il est nécessaire d'ajouter de la
14 compression et effectuer d'autres modifications au site. De plus, le raccordement
15 des puits additionnels prévus au Projet contribuerait à maintenir un profil de retrait
16 comparable au profil historique en plus d'assurer la réinjection de gaz durant
17 l'hiver.

18 2.2 Genèse du Projet

19 Le Projet s'inscrit dans la continuité des initiatives d'optimisation du réservoir de
20 PDL mises en œuvre en 2019 et 2023. Ces projets ont été réalisés dans le respect

1 des paramètres budgétaires approuvés par la Régie (écart de $\pm 15\%$) ainsi que
2 des échéanciers établis. Depuis le 1^{er} novembre 2023, ils permettent à Énergir et
3 à sa clientèle de bénéficier d'un volume maximal de retrait de 2,0 Mm³/jour,
4 conformément au profil opérationnel prévu, ce qui représente une augmentation
5 de 66 % par rapport à 2018, ce qui se traduit par des économies significatives
6 pour la clientèle d'Énergir.

7 À la suite du succès constaté lors des précédents projets de PDL, Énergir a
8 manifesté un intérêt accru pour l'obtention de capacités de retrait
9 complémentaires.

10 Au cours de la période 2023–2025, Intragaz a procédé à une évaluation des
11 performances optimisées du site de PDL, laquelle a eu pour effet de mettre en
12 évidence un potentiel additionnel en matière d'optimisation de la capacité de
13 retrait et d'injection du réservoir. L'ingénierie préliminaire et la modélisation de la
14 performance du réservoir ont permis de confirmer la faisabilité technique et
15 économique de sa mise en œuvre.

16 **3 DESCRIPTION DU PROJET**

17 Le Projet PDL vise à porter la capacité maximale de retrait en service de pointe
18 ferme de 2,0 Mm³/jour à 2,4 Mm³/jour, tout en maintenant un profil de retrait
19 comparable au profil historique, afin de répondre adéquatement aux besoins
20 d'Énergir. Il comprend les composantes suivantes :

- 21 - L'ajout d'un compresseur d'une puissance nominale de 2 750 HP ;
- 22 - Le doublement de certaines conduites existantes, permettant une réduction de la
23 vitesse du gaz dans les sections actuellement à pleine capacité et une diminution
24 des pertes de charge, en vue d'améliorer la performance hydraulique globale du
25 système;
- 26 - Le reconditionnement de quatre puits existants (B033, B034, B036 et B039).
27 Parmi ceux-ci, trois puits (B033, B034 et B039) seront raccordés au réseau de
28 collecte, ce qui nécessitera la construction de conduites de raccordement ainsi
29 que l'ajout d'équipement de surface pour ces puits. Le puits B036, pour sa part,
30 restera utilisé à titre de puits d'observation du réservoir ; il ne sera pas raccordé,
31 mais sera muni d'un système permettant la mesure en continu de la variation du
32 plan d'eau dans le réservoir souterrain. Afin de maintenir le puits opérationnel,
33 celui-ci doit également être reconditionné;
- 34 - L'optimisation de la capacité d'injection s'appuiera sur l'amélioration de l'accès au
35 réservoir par le raccordement de puits additionnels, ce qui facilitera l'injection des
36 volumes nécessaires au remplissage du stockage durant la saison de soutirage
37 et contribuera ainsi à prévenir la diminution progressive de la capacité de retrait
38 en période hivernale.

39 Le Projet prévoit l'installation de trois courtes sections de conduite de 168,3 mm
40 de diamètre, totalisant environ 200 mètres, pour le raccordement des trois puits.
41 Il comprend également l'ajout d'une conduite de 406 mm d'environ 300 mètres et

1 d'une conduite de 273 mm d'environ 80 mètres, toutes deux en doublement de
2 conduites existantes de même diamètre. Enfin, deux conduites existantes de 273
3 et 406 mm seront modifiées afin d'optimiser l'arrivée du gaz à la station.

4 Le tracé projeté est situé majoritairement sur la propriété d'Intragaz, déjà
5 autorisée à des fins industrielles, avec une demande de régularisation (CPTAQ)
6 prévue pour l'agrandissement du site d'opération et les zones temporaires
7 nécessaires aux travaux. Il a été établi afin de limiter les impacts
8 environnementaux, de privilégier le parallélisme avec les conduites existantes et
9 de retenir le tracé le plus court et sécuritaire.

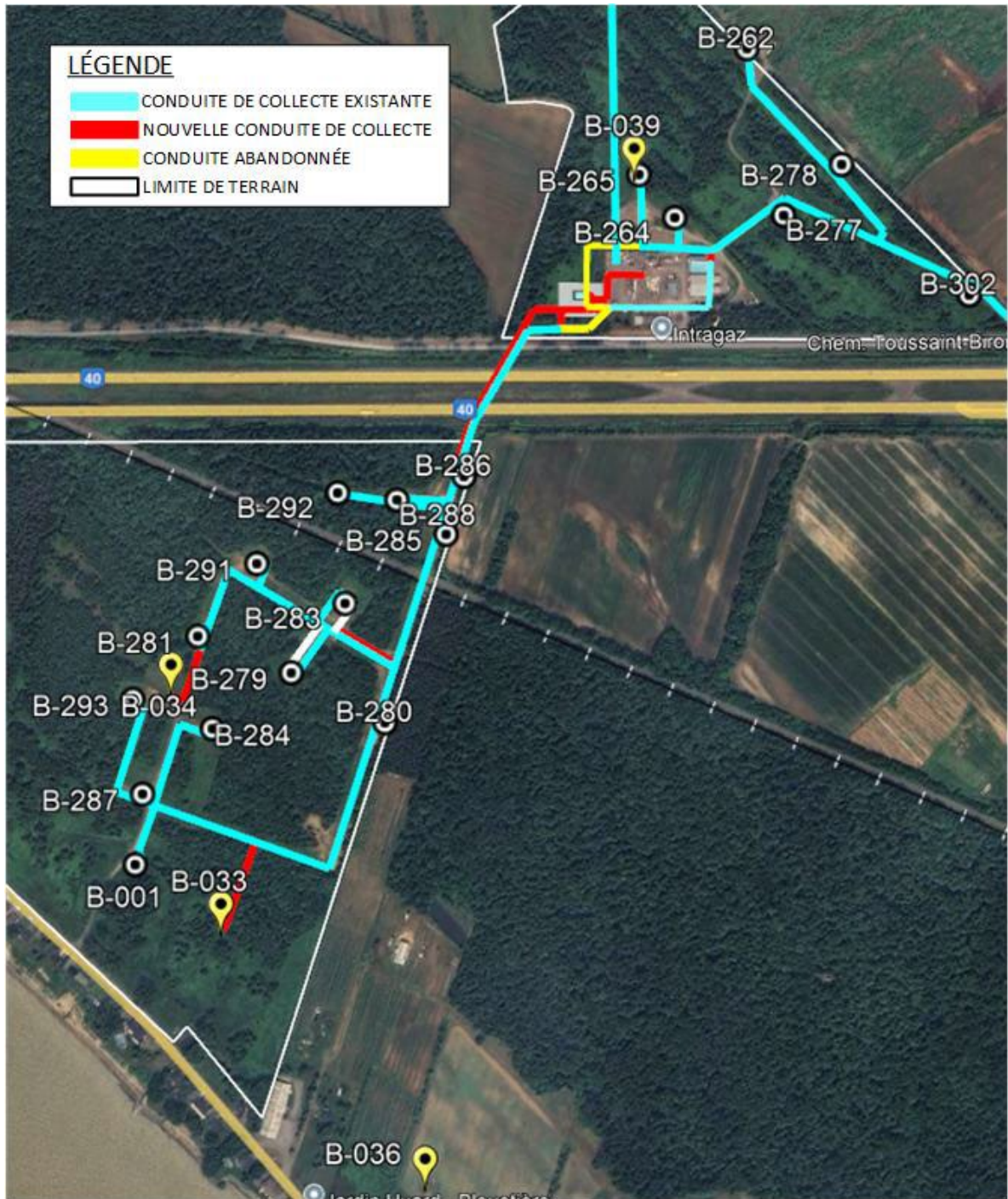
10
11 Sous l'autoroute 40, la conduite sera installée par forage directionnel sans
12 tranchée pour réduire les impacts. Cette technique est largement utilisée pour des
13 projets similaires, elle permet de réduire considérablement les impacts
14 environnementaux et d'assurer la sécurité des infrastructures existantes.

15 En ce qui concerne les puits visés par des modifications, seul le puits B036 est
16 situé sur une propriété appartenant à un tiers. Intragaz détient déjà, à cet égard,
17 un droit de superficie ainsi qu'une servitude de passage pour lui permettre
18 d'effectuer les travaux requis. Des discussions sont en cours avec la propriétaire
19 afin d'encadrer l'accès requis durant la période des travaux.

20 Les figures 2, 3, 4 et 5 fournissent une vue d'ensemble du Projet PDL.

1

Figure 2 – Vue d'ensemble du Projet Pointe-du-Lac



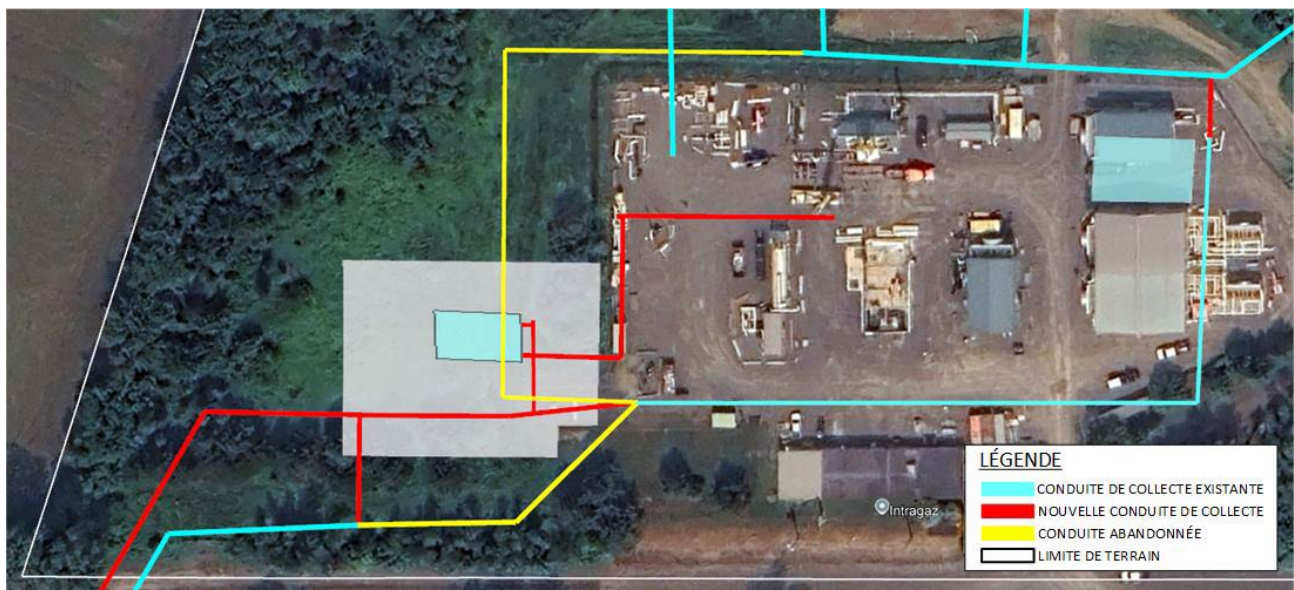
1

Figure 3 – Zone Sud du Projet Pointe-du-Lac



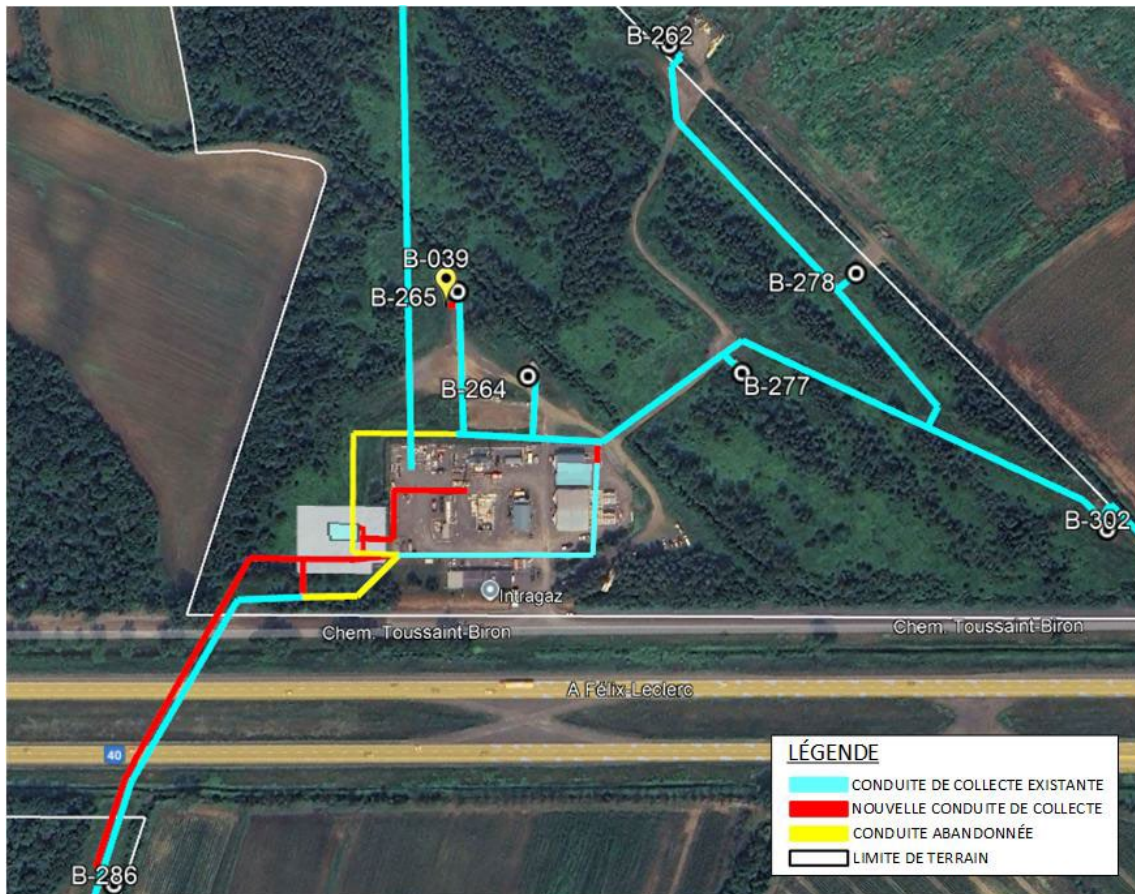
2

Figure 4 – Station du Projet Pointe-du-Lac



1

Figure 5 – Zone Nord du Projet Pointe-du-Lac



2

3.1 Investissements requis en l'absence de Projet

3 À la suite de plusieurs échanges avec le MÉIÉ en 2022, Intragaz a accepté
 4 d'assumer la responsabilité de 12 puits additionnels se trouvant sur le territoire de
 5 la licence de stockage d'Intragaz. Ces puits, forés durant la période d'exploration
 6 et d'exploitation du gisement antérieure à sa conversion en site d'emmagasinage
 7 et à la création d'Intragaz, sont désormais compris dans sa sphère de gestion.
 8 Les puits sélectionnés dans le cadre du Projet font partie de ceux dont la
 9 responsabilité a récemment été transférée à Intragaz. En l'absence de réalisation
 10 du Projet, Intragaz devra élaborer une stratégie de gestion spécifique à long terme
 11 de ces puits, ce qui pourrait entraîner des investissements additionnels non
 12 prévus dans la présente cause tarifaire.

13 Dans le cadre du Projet, le remplacement de la génératrice actuellement en place
 14 est prévu. L'ajout de charges supplémentaires, découlant de l'installation des
 15 nouveaux équipements requis par le Projet, entraîne la nécessité d'accroître la
 16 capacité de l'alimentation de secours. Or, la capacité limitée de la génératrice
 17 existante empêche tout ajout de charge au système actuel. Il est donc envisagé
 18 d'installer une nouvelle génératrice à l'extérieur, dans un abri préfabriqué conçu
 19 à cet effet. La génératrice en place, actuellement située à l'intérieur du bâtiment

1 d'opération, a été identifiée par l'assureur comme constituant un risque accru
2 d'incendie. Il est à noter que le remplacement de cette génératrice aurait dû être
3 entrepris à brève échéance, indépendamment de la réalisation du Projet.

4 **4 JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS VISÉS**

5 Les critères suivants ont été pris en compte dans la conception du Projet et lors
6 de l'ingénierie préliminaire en relation avec les objectifs visés :

- 7 - Offrir un service ferme en conservant une marge de manœuvre
8 opérationnelle de l'ordre de 10 % pour pallier aux situations imprévues telles
9 que les bris d'équipement. Il est à noter que la marge de manœuvre
10 opérationnelle n'est pas un élément statique. Elle variera, par exemple, en
11 fonction de la pression du réseau et de celle du réservoir;
- 12 - Conserver un profil de service de pointe ferme, similaire à celui offert
13 historiquement et augmenter la capacité d'injection afin de pouvoir ramener
14 rapidement les capacités de retrait en période hivernale.

15 **4.1 Conception du Projet en relation avec les objectifs visés**

16 Le Projet actuellement soumis à l'approbation de la Régie s'inscrit dans la
17 continuité logique des projets d'optimisation réalisés par Intragaz en 2019 et 2023.
18 Ces deux projets, de nature similaire à celui présenté dans le présent dossier, ont
19 chacun permis une augmentation de la capacité de retrait de 0,4 Mm³/jour. Ils ont
20 ainsi contribué à l'atteinte de performances record, notamment un volume de
21 retrait cumulé de 59 Mm³ au cours de l'hiver 2024-2025 au bénéfice de sa
22 cliente, Énergir.

23 Les composantes techniques de ces projets antérieurs sont comparables à celles
24 du Projet actuel, et comprenaient notamment :

- 25 - L'ajout de capacités de compression, essentielles lors du soutirage, afin
26 d'accroître la capacité de retrait en période de pointe ;
- 27 - La réduction des pertes de charge dans les conduites et le raccordement de
28 puits existants, interventions qui ont facilité à la fois le retrait et l'injection de
29 gaz ;
- 30 - Des travaux d'entretien sur les puits, incluant des opérations de nettoyage et
31 de décolmatage, ayant permis de rétablir la performance nominale des puits
32 concernés.

33 Ces réalisations attestent de la pertinence technique et de l'efficacité des mesures
34 proposées dans le cadre du présent Projet, lequel s'appuie sur une approche
35 éprouvée et validée par des résultats récents. Dans ce contexte, Intragaz a
36 identifié la possibilité de reproduire les éléments ayant contribué au succès des
37 projets réalisés en 2019 et 2023.

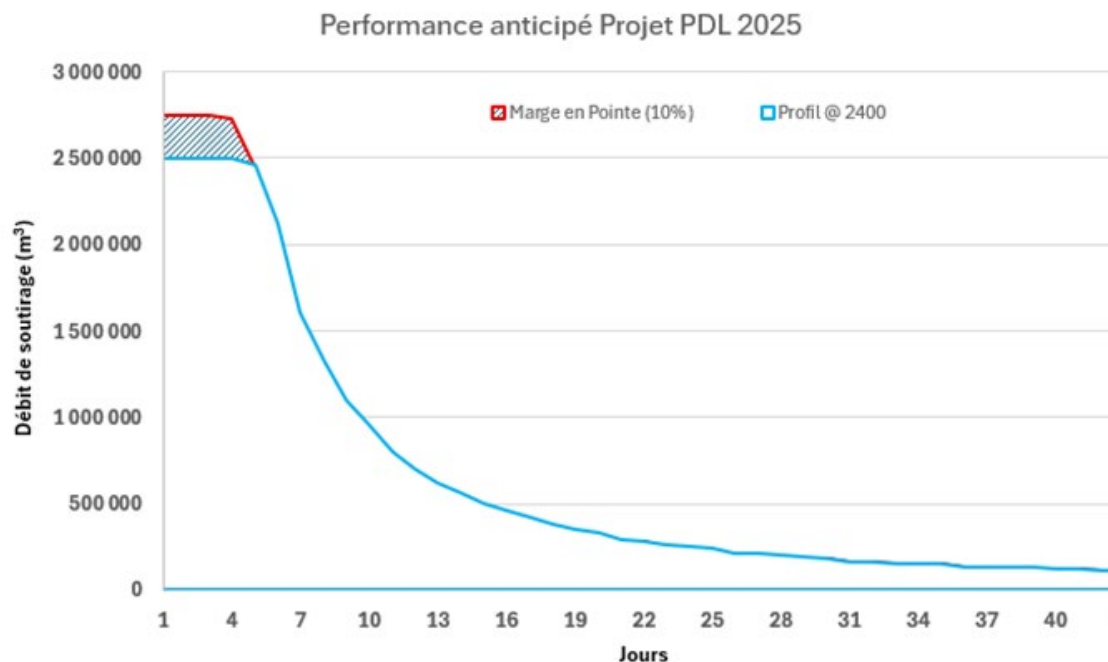
38 À cet effet, une revue exhaustive des données historiques, incluant les

1 informations géoscientifiques remontant à 1955 ainsi que les données
 2 opérationnelles des 34 dernières années, a été effectuée pour guider la
 3 conception. La capacité de retrait à 2,4 Mm³/jour, incluant l'ajout de compression
 4 et l'ajout des puits à raccorder, a fait l'objet d'une simulation numérique qui a été
 5 réalisée par la firme Storengy présentée à la pièce Intragaz-1, Document 4.

6 Dans le but de développer un projet répondant aux besoins d'approvisionnement
 7 d'Énergir, Intragaz a mené un ensemble d'études préliminaires visant à réduire
 8 les risques techniques, financiers et réglementaires associés au Projet. Ces
 9 travaux préparatoires permettent également de soutenir la conformité
 10 environnementale du Projet et de faciliter l'obtention des autorisations requises.

11 Les performances anticipées découlant de la réalisation du Projet sont présentées
 12 à la figure 6 ci-après

13 **Figure 6 – Nouveau profil de performance**



14 Note : Ces volumes incluent un volume additionnel soutiré équivalent à 4 %, nécessaire à
 15 l'alimentation des équipements de surface (compresseurs, etc.).

16 5 PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES APPLIQUÉES

17 Le Projet est réalisé conformément aux exigences de la dernière édition
 18 applicable au Québec de la norme CSA Z662 et de l'autorisation de construction
 19 de pipeline du MÉIÉ pour les tronçons de conduites de gaz naturel.

20 L'ingénierie civile, mécanique, électrique et les bâtiments seront conçus
 21 conformément aux normes suivantes:

- 1 - CSA Z662 (Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz);
- 2 - CSA B51 (Code sur les chaudières, les appareils et les tuyauteries sous
- 3 pression);
- 4 - CSA B149.1 (Code d'installation du gaz naturel);
- 5 - CSA B149.3 (Code d'approbation sur place des composants relatifs au
- 6 combustible des appareils et appareillages);
- 7 - ASME B31.3 (Tuyauterie de procédé);
- 8 - CNB (Code national du bâtiment);
- 9 - BNQ (Bureau de normalisation du Québec);
- 10 - CEQ (Code de l'électricité du Québec);
- 11 - Hydro-Québec (Normes internes).
- 12 - Les reconditionnements de puits seront réalisés conformément à :
- 13 - CSA Z341.1 (Stockage souterrain de gaz naturel).

14 **6 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET**

15 L'estimation des coûts du Projet est de classe 3, avec une marge d'erreur de
16 15 %, conformément à la définition associée à ce niveau de précision et fondée
17 sur les résultats issus de l'ingénierie préliminaire. Les coûts afférents aux
18 composantes majeures ont été établis à la suite de processus d'appel d'offres
19 réalisés auprès de fournisseurs spécialisés. Certaines de ces composantes,
20 notamment le compresseur, les séparateurs et le bâtiment, sont similaires, voire
21 identiques à celles mises en service en 2023 ou en cours d'installation dans le
22 cadre du remplacement du compresseur C-1 en 2025.

23 Par ailleurs, sur la base des expériences antérieures, Intragaz reconnaît que
24 l'estimation des coûts d'installation demeure un exercice comportant un degré
25 élevé d'incertitude. Pour atténuer ce risque, un appel d'offres a été lancé auprès
26 d'entrepreneurs généraux. Les coûts d'installation du Projet ont ainsi été établis
27 en collaboration avec l'entrepreneur retenu, afin de déterminer les budgets
28 prévisionnels.

29 L'estimation des coûts liés aux reconditionnements a été effectuée en
30 collaboration avec Remedy, un consultant en puits établi à Calgary. Les coûts des
31 matériaux sont basés sur les valeurs actuelles du marché, ce qui permet de
32 minimiser les risques associés à ces postes budgétaires. Les spécificités liées
33 aux interventions sur les puits ont été prises en compte par la mise en place d'une
34 procédure détaillée couvrant l'ensemble des étapes du processus. Cette
35 approche permet une identification rigoureuse et systématique des coûts associés
36 à la réalisation du Projet. De plus, les outils requis pour la réalisation de ces
37 travaux ont été intégrés à la procédure afin de garantir une adaptabilité adéquate
38 aux diverses situations pouvant survenir sur le terrain. Enfin, il convient de
39 souligner que les travaux réalisés par Remedy à l'été 2024 sur le site de SFL ont
40 démontré la compétence et l'expertise de leur équipe.

41 Une provision pour imprévus (contingence) de 15 % a été intégrée à l'estimation

pour l'ensemble des postes de coûts, à l'exception des travaux de modification de puits, pour lesquels une contingence de 25 % a été retenue, conformément aux pratiques courantes de l'industrie dans ce type d'intervention.

Les coûts totaux du Projet PDL sont estimés à 34 M\$ et ont été répartis selon les postes figurant dans le tableau 1.

Tableau 1 – Coûts du Projet Pointe-du-Lac (k\$)

Description	2025				2026				2027				Total
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	
Servitudes et aménagements													
Équipements de puits													
Conduites de collecte													
Mécanique et tuyauterie station													
Batiments													
Électricité													
Compresseur													
Génératrice													
Reconditionnement puits													
Instrumentation													
Outillage													
Frais règlementaires													
Ingénierie													
Total coûts en immobilisation	191	222	855	0	2 022	6 080	9 553	2 571	312	5 748	5 536	871	33 962
Coûts en capital capitalisés	34	36	125	0	225	556	760	165	15	176	89	3	2 183
Total immobilisations pour B de T	225	257	980	0	2 247	6 635	10 313	2 736	327	5 924	5 625	875	36 145

7 ANALYSE FINANCIÈRE

7.1 Impact tarifaire et faisabilité économique

Intragaz a procédé à un calcul de l'augmentation de son revenu annuel requis uniforme basé sur les coûts projetés du Projet. Il s'agit d'un calcul marginal effectué en isolant les effets du Projet. Mis à part le fait qu'il s'agisse d'un calcul marginal, nous avons, dans la mesure du possible, utilisé la même méthodologie et la même présentation que celles utilisées dans le dossier tarifaire R-4189-2022. Le Projet entraînerait une augmentation du revenu annuel requis uniforme de 3,7 M\$ sur une période de 10 ans débutant le 1^{er} novembre 2027.

La même méthodologie a été utilisée afin de calculer l'impact marginal du Projet à plus long terme.

Il est important de souligner que la rentabilité du Projet se mesure par les économies nettes que sa cliente, Énergir, réalisera en raison de l'ajout des capacités de retrait. Énergir estime ses économies annuelles découlant des Projets, à plus de 8,0 M\$, en comparant le coût pour réserver du transport pour

1 une capacité équivalente selon les conditions de marché actuelles.

2 Le tableau 2 présente l'impact tarifaire du Projet, incluant une analyse de
3 sensibilité considérant des variations de coûts de +/-15 %.

4 **Tableau 2 – Impact tarifaire du Projet Pointe-du-Lac**

PROJET POINTE-DU-LAC			
Coûts	Impact tarifaire annuel uniforme sur 10 ans (k\$)	Impact tarifaire actualisé cumulatif sur 10 ans (k\$)	Impact tarifaire actualisé cumulatif sur 30 ans (k\$)
100 %	3 731	26 890	43 164
+15 %	4 254	30 657	49 094
-15 %	3 207	23 112	37 216

10 Intragaz a réalisé une étude de faisabilité économique afin d'évaluer le taux de
11 rendement interne du Projet. Selon cette étude, il est prévu que le Projet
12 procurerait un taux de rendement interne de 8,35 % sur un horizon de 30 ans, soit
13 très légèrement supérieur au taux de rendement autorisé par la Régie de 8,33 %.

14 7.1.1 Dépenses

15 Le tableau 3 présente les dépenses d'opération reliées au Projet.

16 **Tableau 3 – Dépenses d'opération du Projet Pointe-du-Lac**

Description	Dépenses estimées (\$)
Salaires et charges sociales	50 000
Consultants	25 000
Environnement	7 500
Consommables	20 000
Énergie	4 000
Entretien et réparations	50 000
Communications	1 000
Assurances, taxes, redevances	45 000
Divers	2 000
Total des dépenses	204 500

17 Le poste « Salaires et charges sociales » prévoit une provision pour tenir
18 compte du fait qu'avec six unités de compression, il y aurait plus d'appels
19 de retour au travail à l'extérieur des horaires réguliers de travail. Le poste
20 Consultants regroupe, entre autres, les frais afférents aux technologies
21 opérationnelles (TO), à la fiabilité ainsi qu'aux activités d'amélioration
22 continue. Le poste « Énergie » de 4 k\$ ne comprend pas le coût du gaz
23 naturel pour alimenter le moteur du compresseur. Le gaz naturel pour

1 alimenter les moteurs des compresseurs est fourni et assumé par Énergir.

2 **7.1.2 Récupération du coût de service du Projet**

3 Intragaz estime les investissements requis pour réaliser le Projet à 34 M\$.

4 Le Projet entraînerait une augmentation de 3,9 M\$ du revenu requis annuel
5 uniforme d'Intragaz débutant le 1^{er} novembre 2027 pour valoir pendant la
6 durée du Tarif actuellement en vigueur. Intragaz a établi ce montant en
7 procédant à un calcul de l'augmentation de son revenu annuel requis
8 uniforme basé sur les coûts projetés du Projet, en conformité avec les
9 méthodes de calcul déjà approuvées par la Régie.

10 La réalisation du Projet devrait avoir pour effet d'entraîner une
11 augmentation du Tarif d'Intragaz. Sous réserve de l'approbation du Projet,
12 le coût de service marginal sera intégré au coût de service global d'Intragaz
13 à l'aide d'un cavalier tarifaire. Intragaz demande à la Régie d'approuver la
14 création et la méthode d'établissement d'un cavalier tarifaire, ainsi que son
15 entrée en vigueur à compter de la date de mise en service du Projet, pour
16 application pendant la durée du Tarif, soit jusqu'au 30 avril 2033.

17 Dans le cadre d'une phase ultérieure du présent dossier et afin que la
18 modification du Tarif puisse refléter les coûts réels du Projet dès sa mise
19 en service, Intragaz demandera également à la Régie de déclarer le Tarif
20 provisoire à compter de la date de cette mise en service. Lorsque les coûts
21 réels du Projet seront connus, Intragaz demandera à la Régie d'approuver
22 le calcul du cavalier tarifaire et d'en fixer le montant.

23 **8 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES**

24 Dans le cadre du Projet, Intragaz prévoit l'ajout d'un compresseur alimenté en
25 partie au gaz naturel de source renouvelable afin d'augmenter la capacité de
26 retrait du réservoir. Un scénario d'installation d'un compresseur électrique a été
27 évalué, mais cette option s'est avérée non envisageable, et ce, pour les raisons
28 suivantes :

- 29 - Afin d'assurer une redondance opérationnelle en cas de panne du réseau
30 électrique, il est nécessaire de pouvoir compter sur des compresseurs de relève
31 fonctionnant au gaz naturel. L'ajout d'un compresseur électrique exigerait, à cet
32 effet, l'installation d'un second compresseur de secours, ce qui représenterait un
33 investissement supplémentaire de l'ordre de 20 M\$, sans compter les
34 investissements requis du côté d'Hydro-Québec pour le renforcement ou
35 l'adaptation des infrastructures électriques nécessaires;
- 36 - Les compresseurs au site de PDL ne sont sollicités que pour le retrait du gaz du
37 réservoir, soit exclusivement durant les périodes de grand froid. Ces périodes
38 correspondent aux pointes de consommation d'Hydro-Québec, rendant l'ajout
39 d'une importante charge électrique incompatible avec les principes de gestion de

1 la pointe, notamment dans le cadre des programmes de biénergie ;
 2 - L'utilisation annuelle moyenne des compresseurs à PDL est d'environ 800 heures
 3 (soit un taux d'utilisation de 9 %), comparativement à environ 6 000 heures (70 %)
 4 au site de SFL où les compresseurs sont utilisés tant pour l'injection que pour le
 5 retrait. À titre de rappel, le compresseur C-3, mis en service en 2023 à SFL, est
 6 de type électrique.

7 Compte tenu de ces considérations, l'alimentation au gaz naturel, idéalement
 8 d'origine renouvelable, constitue l'option la plus appropriée tant sur le plan
 9 économique qu'environnemental.

10 Bien que le Projet ne prévoie pas l'ajout de gaz dans le réservoir, l'étude réalisée
 11 par Storengy tient compte de l'effet potentiel de la variation du plan d'eau sur les
 12 volumes de gaz contenus dans le stockage souterrain. Les gains de productivité
 13 anticipés découlant d'un abaissement éventuel du plan d'eau pourraient offrir une
 14 marge de manœuvre opérationnelle supplémentaire, advenant que cette mesure
 15 soit mise en œuvre ultérieurement. Le récent levé géophysique effectué sur le
 16 territoire de la licence de stockage d'Intragaz, combiné aux mesures de suivi du
 17 plan d'eau, permettra d'affiner la modélisation de la répartition des injections et
 18 des soutirages dans le temps et dans l'espace. Cette meilleure compréhension
 19 favorisera l'optimisation de la marge opérationnelle et pourrait, le cas échéant,
 20 soutenir une éventuelle repressurisation du réservoir, comme cela a déjà été
 21 réalisé dans le passé.

22 9 CALENDRIER PROJETÉ

23 Le tableau 4 ci-dessous présente le calendrier des grandes étapes du Projet.

24 **Tableau 4 – Calendrier du Projet Pointe-du-Lac**

PROJET POINTE-DU-LAC Calendrier des grandes étapes		
Activités	Début	Fin
Autorisation de la Régie	Septembre 2025	Janvier 2026
Autorisation pipeline et reconditionnement MÉIÉ	Février 2026	Mai 2026
Ingénierie détaillée	Février 2026	Mai 2027
Reconditionnement des puits	Juin 2026	Septembre 2026
Travaux civils	Juin 2026	Septembre 2027
Raccordement des puits	Juin 2026	Septembre 2027
Mise en service des conduites	Septembre 2027	Octobre 2027
Fabrication et livraison des équipements	Mai 2026	Mai 2027
Installation des équipements	Juin 2027	Septembre 2027
Mise en service	Octobre 2027	Novembre 2027

10 LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

Le tableau 5 ci-dessous présente les autorisations exigées en vertu d'autres lois.

Tableau 5 – Autorisations exigées

AUTORISATIONS REQUISES PROJET POINTE-DU-LAC
MÉIÉ – Autorisation de construction de pipelines (voir texte ci-dessous) et autorisation de reconditionnement
Modification du certificat d'autorisation du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC) pour l'exploitation de l'emmagasiner
Régularisation d'une décision de la Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ) concernant l'agrandissement du site et des aires de travaux temporaires.
Permis de construction de la Ville de Trois-Rivières
MTQ – Autorisation forage directionnel

Conformément à la *Loi sur le stockage de gaz naturel*, Intragaz devra obtenir une autorisation auprès du MÉIÉ pour la construction et l'utilisation des nouvelles conduites du Projet. Une décision favorable de la Régie sur le Projet PDL est donc requise dans le cadre du présent dossier afin de permettre à Intragaz de solliciter ladite autorisation.

Il est à noter que la longueur exacte des conduites pourrait être ajustée à la suite de l'ingénierie détaillée. En conséquence, Intragaz souhaite que la décision de la Régie prévoie une certaine souplesse au niveau de la longueur ultime des conduites autorisées.

11 IMPACT SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE D'EMMAGASINAGE DE GAZ NATUREL

Le Projet permettra à la cliente d'Intragaz, Énergir, de réaliser d'importantes économies, tout en augmentant sa sécurité d'approvisionnement. L'installation d'un nouveau compresseur accroîtra la sécurité d'approvisionnement en réduisant l'impact marginal d'une panne mécanique sur l'un des compresseurs.

CONCLUSION

Intragaz demande à la Régie d'autoriser le Projet, celui-ci permettant à Énergir et sa clientèle de réaliser des économies importantes par rapport au coût des alternatives, tout en accroissant sa sécurité d'approvisionnement.

Intragaz demande également à la Régie d'approuver la création et la méthode d'établissement d'un cavalier tarifaire, ainsi que son entrée en vigueur à compter de la date de mise en service du Projet, soit le 1^{er} novembre 2027, pour application pendant la durée du Tarif, soit jusqu'au 30 avril 2033.

1 Afin que la modification du Tarif puisse refléter les coûts réels du Projet dès sa mise
2 en service, Intragaz demandera également à la Régie, dans le cadre d'une phase
3 ultérieure du présent dossier, de déclarer le Tarif provisoire à compter de la date de
4 cette mise en service. Lorsque les coûts réels du Projet seront connus, Intragaz
5 demandera à la Régie d'approuver le calcul du cavalier tarifaire et d'en fixer le
6 montant.

7 Finalement, elle demande à la Régie d'interdire la divulgation, la publication et la
8 diffusion des informations contenues à la section 6 de la présente pièce, et aux pièces
9 Intragaz-1, Documents 5 et 6.