TransCanada Energy Ltd
450 - 1 Street S.W. Calgary, AB
Canada, T2P 5H1
Tél.: 514-814-2163

9 juin 2026

Confidentiel et Privé

Madame Maud Ablain
DGÉES – MELCCFP
675, boul. René-Lévestque Est, 1er étage Aile René-Levesque, Boîte 83,
Québec (Québec) G1R 5V7

Objet : Addenda – Demande de modification du décret no 701-2004
Conversion de la centrale de cogénération de Bécancour en une centrale de pointe à cycle simple

Référence : Décret no. 701-2004, Certificat d'autorisation no. 3211-12-075

Madame,

La présente a pour but de vous transmettre l'ensemble des réponses aux Questions et commentaires reçus le 20 mars dernier, en lien à la demande de modification du décret 701-2004.

N'hésitez pas à me contacter pour toute question en lien avec ce dossier, soit par téléphone au 514-814-2163 ou par courriel (laurent_malepart@tcenergy.com).

Veuillez agréer, Madame, mes plus sincères salutations,

Laurent Malépart, géo., MBA
Planificateur principal en environnement

c.c. : Trevor Gelinas, Vice-Président Opérations de production d'électricité et solutions énergétiques
Riley Baldwin, Directeur Commercial
Matt Vikse, Gestionnaire, ingénierie – Énergie et stockage
Brad Paterson, Chargé de projet

p. j. : Document de réponses aux questions du ministère, préparé par WSP (référence CA0031267.6554_005_R_Rev0, daté du 9 juin 2026), et ses annexes.

Confidentiel

TransCanada Énergie Ltd

Addenda – Demande de modification du décret no 701-2004

Conversion de la centrale de cogénération de Bécancour en une centrale de pointe à cycle simple

9 juin 2026

Référence WSP : CA0031267.6554_005_R_Rev0
Référence Client : M.002143



Distribution du document

TransCanada Énergie Ltd

Addenda – Demande de modification du décret no 701-2004

Conversion de la centrale de cogénération de Bécancour en une centrale de pointe à cycle simple

9 juin 2026
Référence WSP : CA0031267.6554_005_R_Rev0
Référence Client : M.002143

Préparé pour

Laurent Malépart, Planificateur principal en environnement
TransCanada Énergie Ltd
1370 Montée Chénier,
Les Cèdres, Québec J7T 1L8

Préparé par

WSP CANADA INC.
11e étage
1600, boulevard René-Lévesque Ouest
Montréal (Québec) H3H 1P9
Canada

Téléphone : +1-514-340-0046
Télécopieur : +1-438-843-8111

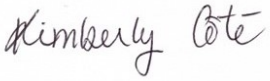
Référence à citer

WSP. 2026. *Addenda – Demande de modification du décret no 701-2004, Conversion de la centrale de cogénération de Bécancour en une centrale de pointe à cycle simple*. Produit pour TransCanada Énergie Ltd. Référence WSP : CA0031267.6554_005_R_Rev0. 19 pages et tableaux, figures, cartes, photos et annexes.

Révisions

Rév.	Date	Information détaillée
RevA	2026-05-05	Addenda – Réponses aux questions du MELCCFP, sauf Q6 à Q8
RevB	2026-05-29	Revu des commentaires ; Modification des Q4, Q7, Q8 et Q10
RevC	2026-06-08	Addenda - Version préliminaire pour revue client
Rev0	2026-06-09	Addenda – Version finale pour MELCCFP

Signatures

Contrôle de la qualité	Nom	Date	Signature
Préparé par :	Kimberly Côté, B. Env. Professionnelle en gestion environnementale	2026-06-09	
Révisé par :	Jean-François Bélanger, ing. (OIQ n°5089018) Directeur de projet – Gestion environnementale et risques	2026-06-09	

Équipe de réalisation

WSP Canada Inc. (WSP)

Chargée de projet	Kimberly Côté, B. Env.
Directeur de projet	Jean-François Bélanger, ing.
Chargé de projet en qualité de l'air	Ali Ezzedine, ing.
Coordonnateur et chargé de projet en qualité de l'air	Julien Poirier, ing. M.Sc.
Directrice de projet Acoustique	Anne Boiret
Ingénieur en Acoustique et qualité de l'air	Marc Deshaies, ing.
Chef d'équipe, Acoustique et qualité de l'air	Sylvain Marcoux, ing.
Ingénieur de procédés	Bruno Théorêt, ing.
Ingénieures de procédés	Mary-Joyce Sheehan, ing.
Chef d'équipe et ingénieur en environnement	Justin Tayles
Consultant en environnement – Qualité de l'air	Angele Genereux, M.A. Sc.
Gestionnaire – Gestion environnementale et risques	Nathalie Martet, chimiste, M. Sc.A.
Cartographe	Intissar El Morabit

TRANSCANADA ÉNERGIE LTD (TCE)

Planificateur environnement senior	Laurent Malépart, géo., MBA
Conseillère environnement	Marie Blanchette, biol.
Chargé de projet	Brad Paterson, P. Eng.

Table des matières

Abréviations et glossaire ..... **xi**

1. Introduction **1**

2. Questions **2**

2.1 Mise en contexte 2
2.1.1 Objectifs de la demande 2
2.2 Description des modifications à l'étude d'impact initiale 3
2.2.1 Approvisionnement en gaz naturel 3
2.2.2 Mode d'exploitation 4
2.2.3 Configuration générale 5
2.3 Modifications liées aux matières premières et produits chimiques 7
2.4 Modifications liées à la gestion des eaux 9
2.4.1 Gestion des eaux usées et pluviales 9
2.5 Émissions atmosphériques 12
2.5.1 Modélisation des contaminants atmosphériques 12
2.6 Gestion des sols 15
2.7 Annexes 15

3. Commentaires **20**

Bibliographie **23**

Tableaux

Tableau 1 Identification des scénarios encore applicables en 2026 et des actions réalisées pour présenter l'impact des changements liés à la conversion de la centrale 1
Tableau 2 Changements apportés par le projet 2026 pour le scénario de rupture sur la conduite d'alimentation en ammoniaque 2
Tableau 3 Comparaison du volume total entreposé en 2004 et en 2026 4
Tableau 4 Description des seuils des effets 4
Tableau 5 Sommaire quinquennal (2020 à 2024) des mesures en continu à l'effluent du puisard des eaux usées 10

Tableau 6 Sommaire quinquennal (2020 à 2024) des analyses périodiques de l'effluent du puisard des eaux usées 11
Tableau 7 Démonstration du respect des exigences présentées aux articles 68 à 74 du RAA 13
Tableau 8 Sommaire des limites sonores applicables aux points récepteurs selon le zonage 19

Tableaux à l'annexe F

Tableau 1 Composition des gaz de combustion des turbines 2
Tableau 2 Concentration et taux d'émissions des contaminants 2

Annexes

Annexe A Limitations
Annexe B Plan de réduction des émissions et de surveillance de GES
Annexe C Note de calcul pour la quantification des rejets thermiques pour la mise en marche de l'ACHE
Annexe D Risques technologiques
- Annexe D-1 Étude de modélisation des conséquences
- Annexe D-2 Carte 5 - Scénario normalisé : Rupture complète d'un réservoir d'ammoniaque avec présence de balles flottantes
- Annexe D-3 Carte 6 - Scénario alternatif : Rupture complète de la conduite d'alimentation principale d'ammoniaque

Annexe E Estimation de la performance environnementale de la centrale (B&V)
Annexe F Conversion des taux d'émissions massiques en concentrations (ppmv)
Annexe G Caractérisation environnementale des sols
Annexe H Mise à jour de la carte B-1-6 de la Modélisation des émissions atmosphériques

Abréviations et glossaire

Abréviations

Abréviation	Description
GES	Gaz à effet de serre
GNR	Gaz naturel renouvelable
MELCCFP	Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs
TCE	TransCanada Énergie Ltd.

1. Introduction

Le présent document comprend les réponses aux questions et aux commentaires du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP) adressées le 20 mars 2026 à TransCanada Énergie Ltd. (ci-après TCE) dans le cadre de l'analyse de la demande de modification du décret no 701-2004 visant la conversion de la centrale de cogénération de Bécancour en une centrale de pointe à cycle simple. La demande de modification, préparée par WSP, a été déposée au MELCCFP le 22 janvier 2026 par TCE, l'initiateur du projet.

Cet addenda, préparé par WSP en collaboration avec TCE, reprend la même structure que le document de questions et commentaires. Le texte sous chaque question (ex : QC-1) correspond à la reproduction des questions du MELCCFP. Les réponses figurent en italiques sous chaque question (ex : Réponse-1).

2. Questions

2.1 Mise en contexte

2.1.1 Objectifs de la demande

QC - 1

L'initiateur indique que l'exploitation prévue de la centrale sera de l'ordre de 300 heures par année, en période de pointe, avec une capacité maximale de production de 394 MW. De plus, le projet vise à utiliser environ 51 Mm^3/an de GNR.

L'initiateur doit fournir les calculs de l'efficacité de la centrale et présenter une comparaison aux standards de l'industrie. Dans le cas où les résultats d'efficacité de la centrale sont inférieurs aux standards de l'industrie, l'initiateur doit expliquer cet écart et justifier le choix de la technologie retenue.

Réponse – 1

Le volume de 51 Mm^3/an de consommation de GNR correspond à une estimation conservatrice du GNR requis pour les cycles de démarrage et d'arrêt, les périodes de montée en charge jusqu'à l'atteinte de la pleine capacité opérationnelle, jusqu'à 60 heures de maintenance et 300 heures d'exploitation à 100 % de charge. Ce volume peut donc être considéré le pire cas, tel qu'utilisé pour modéliser les émissions atmosphériques.

Lorsque la centrale fonctionne à 100 % de charge, ce qui correspond au scénario de référence généralement utilisé dans l'industrie, son rendement sous conditions ambiantes normales varie entre 35,7 % et 37,5 %. Les offres actuelles (2025) de turbines à gaz des principaux fabricants d'équipements indiquent des rendements compris entre environ 35 % et 43 %, les rendements les plus élevés étant associés aux turbines à gaz les plus avancées technologiquement. L'efficacité de la centrale est donc conforme aux standards de l'industrie.

Au moment de la commande des unités de la centrale, au début des années 2000, leur rendement était conforme aux meilleures performances disponibles sur le marché à cette époque.

Il est aussi important de noter que dans le cadre de ce projet, la technologie n'est pas tant retenue qu'elle est réutilisée, permettant de donner une nouvelle vie à une infrastructure existante.

2.2 Description des modifications à l'étude d'impact initiale

2.2.1 Approvisionnement en gaz naturel

QC - 2

L'initiateur indique que la centrale est approvisionnée en gaz naturel par le réseau d'Énergir. Du gaz naturel régulier sera utilisé pour le cycle de production de vapeur et le chauffage de la centrale, tandis qu'environ 51 Mm^3/an de GNR sera utilisé pour l'opération des turbines pour la production d'électricité.

L'initiateur doit indiquer s'il a obtenu une confirmation de la capacité d'Énergir à fournir cet approvisionnement (fourniture du gaz naturel ou du gaz naturel renouvelable, capacité de transport, etc.). L'initiateur doit indiquer les mesures qui seront mises en place dans le cas de difficulté d'approvisionnement ponctuelle de GNR. L'initiateur doit également indiquer si des conditions sur le type de GNR (site d'enfouissement, gaz naturel synthétique ou autre) et/ou son origine doit être fournis par Énergir. Le cas échéant, l'initiateur doit présenter ces conditions, à titre d'information pour le public.

Réponse – 2

Selon nos discussions avec Énergir, ces derniers nous confirment que le volume de GNR est actuellement disponible. À ce jour, les prévisions de disponibilités, soit les volumes de gaz devant être socialisés, sont aussi largement positive jusqu'à l'horizon 2033. L'exercice de prévisibilité n'ayant pas été réalisé au-delà de cette date, mais à la lumière des volumes des 7 prochaines années, nous anticipons que la disponibilité de GNR pour les années subséquentes sera suffisante.

Comme la réconciliation des volumes de GNR est un exercice annuel et que les volumes disponibles peuvent être répartis sur une période de deux ans, une consultation régulière avec Énergir en amont de l'utilisation de la Centrale permettra d'éviter toute problématique d'approvisionnement ponctuel.

Si nous anticipons que les volumes disponibles s'épuisent ou si les prévisions pointent vers un volume insuffisant de GNR, une entente particulière avec Énergir pourrait être négociée pour soit prioriser l'approvisionnement de la Centrale avec 100% de GNR, soit pour utiliser les services d'Énergir pour permettre le transit de GNR pouvant être acquis directement d'un fournisseur.

Énergir a confirmé que leurs infrastructures existantes dans leur territoire permettront d'acheminer le gaz à la centrale. En ce qui a trait à la capacité commerciale de transport en amont de leur territoire, la sécurisation des volumes de gaz est un exercice qui devra être complété avant la mise en service.

Le GNR vendu par Énergir provient de plusieurs producteurs différents. La somme de ces différentes sources d'approvisionnement (agricole, site d'enfouissement, etc.) crée un inventaire de GNR traité de façon globale par Énergir pour la vente à ses clients. Il n'est pas prévu de demander de type ou d'origine spécifique de GNR pour les fins de l'opération de la Centrale.

2.2.2 Mode d'exploitation

QC - 3

La modification du projet consiste en la conversion de la centrale de cogénération en centrale à cycle simple. Ainsi, l'initiateur indique que le cycle combiné de production d'électricité sera abandonné pour être remplacé par un cycle simple de turbines pour la production d'électricité. Cependant, l'initiateur ne présente pas de comparaison entre la production d'électricité via les turbines et celle via le cycle de vapeur.

Afin de démontrer que le cycle simple représente la meilleure option pour le projet, l'initiateur doit présenter la quantité d'électricité qui pourrait être produite en 300 heures via le cycle de cogénération. L'initiateur doit également expliquer les raisons qui ont amené à arrêter la cogénération.

Réponse – 3

Dans sa configuration initiale en cogénération, la centrale pouvait fournir jusqu'à 547MW, ce qui est réduit à 394 MW en cycle simple. Voici les principales contraintes opérationnelles justifiant la modification du mode opératoire :

- Dans un contexte de croissance soutenue de la demande et de pointes hivernales de plus en plus marquées, Hydro-Québec a priorisé l'exploitation de la centrale de TCE à Bécancour en mode peaker (i.e. pour les périodes de pointes) afin de répondre de manière ciblée, flexible et efficace aux besoins du réseau en période de pointe. Dans cette optique, l'exploitation en mode peaker vise à intervenir spécifiquement lors des pointes de consommation et repose sur des temps de démarrage et d'arrêt réduits, permettant d'offrir une flexibilité opérationnelle élevée. Cette centrale agit également en complémentarité avec l'ensemble des ressources à la disposition d'Hydro-Québec pour répondre aux pointes hivernales et assurer la sécurité d'approvisionnement lors des périodes critiques.

- Une centrale en cycle combiné offre une flexibilité opérationnelle limitée et ne permet pas une modulation rapide de la puissance, ce qui la rend incompatible avec une exploitation en mode peaker. En effet, l'exploitation en cycle combiné ou cogénération est conçue pour une production continue et stable et ne se prête pas à des arrêts et redémarrages fréquents.

- À l'inverse, en configuration cycle simple, les temps de démarrage et d'arrêt sont très courts. Cette rapidité constitue un élément clé pour répondre à des besoins ponctuels et difficilement prévisibles, caractéristiques des pointes hivernales.

En conséquence, seule une configuration en cycle simple répond aux exigences d'un fonctionnement en mode peaker. Ce mode opératoire permet de maximiser la flexibilité opérationnelle et d'assurer la rapidité d'intervention requise par Hydro-Québec.

QC - 4

L'initiateur doit présenter un plan de réduction des émissions de GES. Il doit décrire comment les possibilités de réduction des émissions de GES sont incorporées dans la conception ou dans les opérations subséquentes du projet. Ces réductions doivent être quantifiées. Elles se calculent par la différence entre les émissions de GES du scénario de référence et les émissions de GES du projet. Le scénario de référence est défini comme le scénario le plus susceptible de se réaliser en l'absence de mesure de réduction. L'initiateur peut se référer à la section 4 du Guide de quantification des émissions de gaz à effet de serre[1].

Réponse – 4

Le Plan de réduction des émissions de GES a été combiné au Plan de surveillance des GES sous le nom suivant : Plan de réduction des émissions et de surveillance de GES (le Plan). Ce Plan est présenté à l'annexe B. La section 1 « Mesure de réduction des GES » décrit la mesure de réduction projetée ainsi que la quantification des émissions basée sur la différence entre les émissions du scénario de référence et les émissions de GES du projet. À titre de rappel, le scénario de référence a été calculé dans l'estimation de GES (annexe F de la demande de modification de décret) même s'il n'est pas retenu pour le projet.

Il est à noter que nous avons mise à jour l'estimation de GES afin de corriger quelques coquilles mineures, cette mise à jour étant présentée en annexe dudit Plan. La différence entre l'étude GES soumise avec la modification de décret et cette dernière révisée représente une hausse de 0,62% de CO_{2e} non biogénique pour le scénario avec les turbines alimentées par du GNR à 100% et une hausse de 0,36% de CO_{2e} non biogénique pour le scénario avec les turbines alimentées par du gaz naturel fossile.

2.2.3 Configuration générale

QC - 5

Dans la nouvelle configuration du projet, la tour de refroidissement sera remplacée par un échangeur de chaleur refroidi à l'air (ACHE). L'ACHE permet de transférer la chaleur produite vers l'air ambiant par un réseau de tubes et d'ailettes.

[1] MELCCFP (2025) *Guide de quantification des émissions de gaz à effet de serre*. [En ligne] : https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/ges/guide-quantification/guide-quantification-ges.pdf

L'initiateur doit présenter la quantification des rejets thermiques correspondants à la mise en marche de l'ACHE. De plus, l'initiateur doit expliquer pourquoi cette chaleur n'est pas récupérée et utilisée dans le procédé de production de vapeur afin de réduire les besoins en gaz naturel fossile.

Réponse – 5

La quantification des rejets thermiques correspondants à la mise en marche de l'ACHE est présentée à l'annexe B. La charge thermique rejetée par le nouvel échangeur de chaleur refroidi à l'air (ACHE) de la centrale thermique de Bécancour sera de 7068 kW maximum. La chaleur proviendra du système de refroidissement des 2 turbines à combustion (générateur et système de lubrification).

Tel que décrit à l'annexe B, seulement 11,2% de la charge thermique totale rejetée par le nouvel ACHE (7068 kW) pourrait théoriquement être récupéré dans la centrale thermique. En effet, les 2 applications qui pourraient théoriquement être considérées pour récupérer une partie de la chaleur rejetée à l'atmosphère par l'ACHE sont :

1) le préchauffage de l'eau d'appoint des chaudières auxiliaires de la centrale
2) le préchauffage du gaz naturel alimentant les 2 turbines à combustion

La récupération de la chaleur de l'ACHE et son utilisation dans le procédé de vapeur contribuerait à une économie annuelle de 0,023% de gaz naturel.

La récupération de la chaleur de l'ACHE et son utilisation dans le préchauffage du gaz naturel vers les turbines à combustion contribuerait à une économie annuelle de 0,026% de gaz naturel.

D'un point de vue thermodynamique, il s'agit de chaleur de « basse qualité » qui n'est normalement pas récupérée dans les centrales thermiques, étant donné la trop basse température du fluide caloriporteur qui y est associé (moyenne annuelle de 40 ºC avec variations saisonnières).

Ainsi, cette très faible partie de chaleur qui pourrait être récupérée n'est pas suffisamment élevée ni suffisamment chaude pour soutenir de façon significative une réutilisation thermique efficace et une diminution de la consommation de gaz naturel. Par ailleurs, le coût des installations requises serait largement prohibitif par rapport au gain marginal réalisé en termes d'économie de gaz naturel, en considérant que la vocation future de la centrale sera de fournir de la puissance de pointe de façon intermittente pour de courtes périodes durant l'année (300 heures de service intermittent par année).

2.3 Modifications liées aux matières premières et produits chimiques

QC - 6

Au Tableau 4 *Réservoirs de diesel et entreposage extérieur – différence entre 2004 et 2026*, l'initiateur présente les modifications relatives, notamment, aux réservoirs et à l'entreposage d'ammoniac et d'hydrogène. L'initiateur indique que le réservoir d'ammoniac restera sensiblement le même, et que sa capacité ne dépassera pas le volume de 75 m^3 autorisé en 2004. Cependant, l'initiateur indique que le réservoir sera déplacé sur le site, vers le secteur de l'actuelle tour de refroidissement.

1) L'initiateur doit indiquer quels seront, dans les limites de l'analyse de risques, les impacts du déplacement du réservoir d'ammoniac. Une analyse des risques technologiques a été présentée pour l'autorisation du décret numéro 701-2004 du 30 juin 2004. Cette analyse portait principalement sur les matières dangereuses sur le site, soit l'ammoniac, le gaz naturel et l'hydrogène. L'initiateur doit indiquer si les modifications apportées au projet induisent des changements au niveau des résultats de l'analyse des risques sur le site.

   Dans la positive, l'initiateur doit présenter une mise à jour de l'analyse de risques, incluant une modélisation des conséquences pour les équipements qui seront modifiés/déplacés. L'initiateur doit démontrer qu'il a effectué une démarche d'analyse de risques dont les conclusions prennent en compte les éléments suivants :

   - Les scénarios d'accident susceptibles de survenir retenus, l'estimation des conséquences et les zones d'impacts potentielles liées aux matières dangereuses entreposées sur le site, dont la consommation est la plus élevée ou dont les impacts sont jugés préoccupants;
   - Les aléas potentiels susceptibles de survenir sur le territoire de Bécancour, plus précisément dans le Parc industriel et portuaire de Bécancour (PIPB), dont la manifestation pourrait toucher les installations de la centrale et entraîner des conséquences pour les personnes, les biens et les services essentiels;
   - Les éléments exposés et potentiellement vulnérables dans le milieu environnant susceptibles d'être affectés par un accident sur le site de la centrale (prises d'eau, écoles, garderies, hôpitaux, etc.);
   - Les mesures de prévention mises en place, dont celles menant à la réduction des risques à la source.

Réponse – 6

Une évaluation des écarts a été faite par rapport à l'analyse de risque initiale (2004) qui couvrait les risques reliés à l'entreposage et/ou à l'utilisation d'ammoniaque, d'hydrogène et de gaz naturel. Le tableau 1 ci-dessous résume les résultats de cette évaluation. Il présente les scénarios normalisés et alternatifs inclus dans l'analyse de risques initiale, identifie si ces derniers sont encore applicables pour le projet de conversion de 2026 et indique les actions qui ont été réalisées pour couvrir les changements apportés au projet.

Tableau 1 Identification des scénarios encore applicables en 2026 et des actions réalisées pour présenter l'impact des changements liés à la conversion de la centrale

	2004		2026		
Matière dangereuse	**Scénario**		**Applicabilité**	**Changement par rapport à l'analyse de risques initiale**	**Action réalisée**
Ammoniaque	Normalisé	Rupture complète du réservoir : Sans bâtiment et balles flottantes	Non-applicable	Balles flottantes prévues	Aucune
		Rupture complète du réservoir : Avec bâtiment et balles flottante	Oui	Déplacement du réservoir d'ammoniaque (mêmes rayons d'impact)	Nouvelle figure : Déplacement des rayons d'impact
	Alternatif	Rupture de la conduite d'alimentation d'ammoniaque	Oui	Déplacement de la conduite d'ammoniaque (mêmes rayons d'impact)	Nouvelle figure : Déplacement des rayons d'impact
		Explosion de vapeur d'ammoniac dans le bâtiment	Non-applicable	Pas de bâtiment prévu	Aucune
Hydrogène	Normalisé	Explosion d'un cylindre	Oui	Déplacement des réservoirs d'hydrogène et modification du volume d'un réservoir	Modélisation des conséquences
		Explosion simultanée de plusieurs cylindres (effets dominos)	Oui	Déplacement des réservoirs d'hydrogène et modification du volume total entreposé	Modélisation des conséquences
Gaz naturel	Normalisé	Rupture complète de la conduite principale d'alimentation	Oui	Ajout d'une conduite d'alimentation de gaz naturel sur le site	Modélisation des conséquences (Nouvelle conduite)
	Alternatif	Rupture partielle de la conduite d'alimentation	Oui	Ajout d'une conduite d'alimentation de gaz naturel sur le site	Modélisation des conséquences (Nouvelle conduite)
		Explosion dans une unité de récupération de chaleur (HRSG)	Non-applicable	Équipement retiré	Aucune
		Explosion dans une chaudière auxiliaire	Oui	Aucun	Aucune, aucun changement à l'analyse de risques initiale

Ammoniaque

Changements apportés par le projet 2026

Scénario normalisé – Réservoir :

La modélisation des conséquences de l'analyse de risque initiale prenait en compte les hypothèses suivantes :

- Volume du réservoir de 75,7 m3 maximum ;
- Cuvette de rétention d'une superficie 100 m2 maximum ;
- Présence de balles flottantes dans le bassin de rétention contribuant à une réduction de l'évaporation de 90% ;
- Taux d'évaporation de l'ammoniaque, avec les balles, de 0,17 kg/s.

Ces hypothèses restent applicables au projet 2026. Par conséquent, la seule modification liée au projet, pour ce scénario, est le déplacement du réservoir et donc de ses rayons d'impact. Une nouvelle figure a été produite. Elle est présentée à l'annexe D-2 (Carte 5 – Rupture complète d'un réservoir d'ammoniaque avec présence de balles flottantes).

Scénario alternatif – Conduite d'alimentation :

Pour le projet de 2026, les hypothèses de modélisation des conséquences, pour le scénario de rupture sur la conduite d'alimentation en ammoniaque, sont les mêmes que celles de l'analyse de risques initiale, à l'exception du débit de procédé et du diamètre de la conduite. Le tableau 2 présente les données initiales ainsi que celles prévues pour le projet 2026.

Tableau 2 Changements apportés par le projet 2026 pour le scénario de rupture sur la conduite d'alimentation en ammoniaque

Paramètres	2004	2026
Diamètre de la conduite	5 cm	2 cm
Débit de procédé	208 litres/h	152 litres/h

Par conséquent, le projet de 2026 entraine la réduction du diamètre et du débit de la conduite d'alimentation en ammoniaque. En cas de rupture de cette dernière, la zone d'impact sera donc moindre que celle estimée dans l'analyse de risques initiale. De façon conservatrice, les distances d'impact estimées initialement ont été conservées. Le projet de 2026 implique cependant le déplacement de la conduite et donc des rayons d'impact. Une nouvelle figure a été produite. Elle est présentée à l'annexe D-3 (Carte 6 – Rupture partielle d'une conduite d'alimentation principale d'ammoniaque).

Seuils d'effet utilisés :

Que ce soit pour le scénario normalisé ou alternatif, les distances d'impact, estimées dans l'analyse de risques initiale pour des concentrations dans l'air correspondant aux ERPG (« *Emergency Response Planning Guideline* », ont été conservées.

Conséquences sur les zones d'impact

Scénario normalisé – Réservoir :

Les zones d'impact relatives à un incident impliquant le réservoir d'ammoniaque restent les mêmes mais sont déplacées vers l'ouest d'environ 140 mètres.

La zone correspondant à une concentration supérieure à ERPG-3 représente la zone où des effets potentiellement mortels peuvent survenir en raison des concentrations toxiques dans l'air. Malgré le déplacement du réservoir, cette zone reste principalement à l'intérieur des limites de la propriété et n'en sort qu'au sud pour atteindre l'emprise du CN. Elle n'atteindra pas les usagers des routes environnantes.

La distance calculée pour l'atteinte d'une concentration dans l'air égale à ERPG-2 est considérée comme la distance d'évacuation en cas d'un incident impliquant le réservoir d'ammoniaque. Ce rayon atteint partiellement les propriétés voisines de McAsphalt Industries Limited et de Services de transformation Bécancour (STB), ainsi que le boulevard Raoul-Duchesne, ce qui était déjà le cas pour le projet initial.

Scénario alternatif – Conduite d'alimentation :

Les distances d'impact estimées pour le scénario alternatif étant similaires à celles calculées pour le scénario normalisé, les conclusions mentionnées plus haut pour le scénario normalisé s'applique pour le scénario alternatif.

Hydrogène

Changements apportés par le projet 2026

La quantité d'hydrogène entreposé sur le site est plus élevée pour le projet de conversion que le projet initial. En effet, initialement, un volume total d'hydrogène de 27 kg, soit 54 cylindres d'hydrogène, était prévu. D'autre part, la demande de modification de décret indiquait, quant à elle, 2400 m^3 ou moins pour la quantité maximale d'hydrogène entreposée à l'extérieur. Cette donnée provenait de la demande d'autorisation d'exploitation de la centrale obtenue en 2006. Il semble, cependant, avoir eu une perte d'information entre ce que le décret a autorisé en 2004 (27 kg) et ce que l'autorisation ministérielle a autorisé en 2006 (2400 m^3 ou moins). Par conséquent, une nouvelle modélisation des conséquences a été réalisée afin de quantifier les risques reliés à l'entreposage extérieur d'hydrogène. Cette dernière est disponible à l'annexe D-1.

Éléments pris en compte dans la modélisation :

L'avancement de l'ingénierie et les discussions avec les fournisseurs ont permis de préciser le volume nécessaire à l'exploitation des turbines (rappelons que l'hydrogène est nécessaire pour le refroidissement des alternateurs des turbines). Il a été déterminé que 4 réservoirs, de 278 m^3 chacun, seront nécessaires à l'exploitation. Une approche conservatrice a été adoptée en considérant l'entreposage de six réservoirs dans la modélisation des conséquences. Le tableau 3 présente la comparaison entre les volumes d'entreposage mentionnés en 2004 et ceux prévus en 2026.

Tableau 3 Comparaison du volume total entreposé en 2004 et en 2026

	2004	2026 Modélisé
Volume total entreposé (m^3)	2,7 (27 kg)	1 668
Nombre de cylindres	54	6

Les scénarios d'accident considérés dans la modélisation sont les suivants :

- Scénario 1 : Rupture complète d'un réservoir d'hydrogène de 278 m3 (génération d'une boule de feu et explosions précoce et tardive) ;
- Scénario 2 : Rupture complète des six réservoirs d'hydrogène par effet domino (génération d'une boule de feu et explosions précoce et tardive).

Les seuils suivants ont été utilisés dans le cadre de cette modélisation :

- la limite à la concentration inférieure d'explosivité ;
- le seuil de planification des mesures d'urgence (5kW/m2 ou 1 psi) et ;
- le seuil d'évaluation des effets domino (8 kW/m2 ou 3 psi).

Le tableau 4 décrit les impacts appréhendés en fonction de chacun de ces seuils.

Tableau 4 Description des seuils des effets

Effet	Seuil	Description
Rayonnement thermique	5 kW/m^2	Seuil de planification des mesures d'urgence; Destruction importante du verre; Seuil des effets létaux - délimitant la zone de danger pour la vie humaine (brûlures au second degré après 40 secondes).

	8 kW/m^2	Seuil des effets dominos potentiels; Dommages graves aux structures; Seuil des effets létaux qui délimite la zone de danger grave pour la vie humaine.
Explosion en suppression	1 psi	Suppression entraînerait la démolition partielle de maisons (90% des fenêtres brisées) Seuil de dommage légers aux structures Effets irréversibles et est considéré comme la zone de danger significatif pour la vie humaine
	3 psi	Dommages aux structures en acier des bâtiments, qui seraient déformées et arrachées de leurs fondations; Seuil des effets létaux, délimitant la zone de danger grave pour la vie humaine; Dommages aux réservoirs adjacents, pouvant entraîner des quantités de rejet plus importantes.

Il est à noter que les modélisations réalisées ne tiennent compte d'aucune mesure d'atténuation.

Zones d'impact estimées

Scénario 1 – Rupture d'un réservoir d'hydrogène :

Les rayons d'impact estimés pour le scénario 1 sont présentés sur la carte 1 de l'annexe D-1.

La distance à la limite d'inflammabilité (LII) est la zone à l'intérieur de laquelle, en présence d'une source d'ignition, le rejet d'hydrogène pourrait engendrer le développement d'une boule de feu (rayonnement thermique) ou une explosion (surpression). Cette dernière couvre pratiquement toute la largeur de la propriété de TCE.

Le calcul des zones d'effet domino potentiels (radiation thermique et surpression) montre que les réservoirs d'hydrogène présents à proximité (5 autres réservoirs) sont situés dans ces zones. Par conséquent, un incident survenant sur un réservoir pourrait engendrer un incident sur les 5 autres réservoirs, par effet domino. Ainsi, le scénario 2 a été considéré et modélisé.

D'autre part, plusieurs infrastructures de la centrale et extérieures à la centrale sont présentes à l'intérieur de la zone d'effet domino et de dommages graves aux structures potentiels, notamment :

- le réservoir d'ammoniaque, qui est situé à environ 30 m des réservoirs d'hydrogène ;
- la ligne aérienne d'alimentation d'ammoniaque ;
- la ligne aérienne de distribution de gaz naturel ;
- les conduites existantes de vapeur et de gaz de combustion vers Olin ;
- la voie ferrée du CN.

Ainsi, le rayonnement thermique généré par une boule de feu et la surpression générée par une explosion, lors d'un incident impliquant un réservoir d'hydrogène, sont susceptibles d'endommager le réservoir d'ammoniaque et/ou la ligne d'alimentation d'ammoniaque ou de gaz

naturel et aggraver la situation en provoquant un rejet de gaz toxique et/ou inflammable dans l'atmosphère.

De plus, la distance à la radiation thermique de 8 kW/m^2 atteint les réservoirs situés au sud de la propriété de McAsphalt Industries Limited. Leurs intégrités pourraient donc être menacées et cela devra être considéré dans la gestion de l'incident.

Finalement, les distances correspondant aux seuils de planification des mesures d'urgence atteignent :

- les installations voisines de McAsphalt Industries Limited et de Services de transformation Bécancour (STB) ;
- le boulevard Raoul-Duchesne.

Scénario 2 – Rupture de 6 cylindres d'hydrogène par effet domino :

Les rayons des effets pour le scénario 2 sont présentés à la carte 2 de l'annexe D-1.

La distance à la limite d'inflammabilité (LII) est la zone à l'intérieur de laquelle, en présence d'une source d'ignition, le rejet d'hydrogène pourrait engendrer une boule de feu (rayonnement thermique) ou une explosion (surpression). Cette dernière sort de la propriété de TCE et atteint le boulevard Raoul-Duchesne ainsi que la voie ferrée du CN présente au sud.

Les mêmes infrastructures de la centrale que pour le scénario 1 sont dans la zone des effets domino et de dommages graves aux structures potentiels. Les infrastructures externes suivantes le sont également:

- les voies ferrées du CN au sud et à l'est ;
- les deux réservoirs présents au sud de la propriété de McAsphalt Industries Limited ;
- les installations de Services de transformation Bécancour (STB) ;
- les conduites existantes de vapeur et de gaz de combustion vers Olin.

Finalement, les distances correspondant aux seuils de planification des mesures d'urgence atteignent :

- les installations de McAsphalt Industries Limited, de Services de transformation Bécancour (STB) de Béton provincial, d'Alphar et d'Air Liquide ainsi que l'atelier mécanique Simplex ;
- les boulevard Raoul-Duchesne et Arthur Sicard, l'avenue George E. Ling et la rue Yvon Trudeau.

Gaz naturel

Changements apportés par le projet 2026

Aucun changement n'est prévu pour la ligne principale d'alimentation souterraine en gaz naturel. Par conséquent, les risques et les conséquences identifiés dans l'analyse de risques initial restent identiques.

Par contre, une nouvelle ligne d'alimentation est prévue dans le projet de conversion 2026. Une modélisation des conséquences en cas d'incident survenant sur cette nouvelle ligne a donc été réalisée. Elle est disponible à l'annexe D-1.

Éléments pris en compte dans la modélisation

Les scénarios considérés sont les suivants :

- Scénario 3 : Rupture complète de la ligne d'alimentation (génération d'un feu en chalumeau et explosions précoce et tardive) ;
- Scénario 4 : Fuite sur la ligne d'alimentation (génération d'un feu en chalumeau et explosions précoce et tardive).

De la même façon que pour les scénarios impliquant l'hydrogène, les seuils suivants ont été utilisés dans le cadre de cette modélisation :

- la limite à la concentration inférieure d'explosivité ;
- le seuil de planification des mesures d'urgence (5kW/m2 ou 1 psi) et ;
- le seuil d'évaluation des effets domino (8 kW/m2 ou 3 psi).

Il est à noter que les modélisations ont également été réalisées sans considérer de mesures d'atténuation.

Zones d'impact estimées

Scénario 3 – Rupture complète de la nouvelle conduite d'alimentation :

Les rayons d'impact estimés pour le scénario 3 sont présentés sur la carte 3 de l'annexe D-1.

La distance à la limite d'inflammabilité (LII) est la zone à l'intérieur de laquelle, en présence d'une source d'ignition, le rejet de gaz naturel pourrait engendrer un feu en chalumeau (rayonnement thermique) ou une explosion (surpression). Cette dernière sort légèrement des limites de la propriété de TCE au nord, sur le boulevard Raoul Duschene.

Aucune infrastructure majeure de la centrale n'est présente à l'intérieur des zones des effets domino potentiels et des dommages graves structurels. Le réservoir d'ammoniaque ainsi que les réservoirs d'hydrogène sont à l'extérieur de ces zones.

Finalement, les distances correspondant aux seuils de planification des mesures d'urgence restent à l'intérieur des limites de la propriété au sud mais atteignent :

- le boulevard Raoul-Duchesne ;
- l'extrême sud de la propriété de McAsphalt Industries Limited n'incluant pas de bâtiment.

Scénario 3 – Rupture complète de la nouvelle conduite d'alimentation :

Les rayons d'impact estimés pour le scénario 4 sont présentés sur la carte 4 de l'annexe D-1.

L'ensemble des distances d'impact calculées reste à l'intérieur des limites de la propriété de TCE.

QC - 7

En 2004, l'initiateur s'est engagé à placer un lit de balles flottantes dans la cuvette de rétention du réservoir d'ammoniaque pour diminuer de 90 % le taux d'évaporation, et à construire un abri au-dessus de la cuvette pour protéger les balles des intempéries (pluie, glace, vent). Ces mesures d'atténuation assurent qu'une fuite d'ammoniac dans une cuvette de rétention n'aurait pas de conséquences sérieuses hors du site de l'usine et n'affecterait aucune résidence. Ces mesures d'atténuation ne sont pas présentées dans le Tableau 4 *Réservoirs de diesel et entreposage extérieur – différence entre 2004 et 2026*.

L'initiateur doit indiquer si ces mesures seront toujours en place au réservoir d'ammoniac, et si ces mesures seront appliquées après le déplacement du réservoir d'ammoniac. L'initiateur doit aussi indiquer toutes les mesures complémentaires qui seront mises en place afin de limiter les risques.

Réponse – 7

Les mesures de prévention et de contrôle, initialement prévues sur le réservoir d'ammoniaque pour réduire la probabilité d'occurrence et les conséquences d'une fuite d'ammoniac, sont reconduites dans le projet 2026.

Les mesures de prévention et de contrôle suivantes sont prévues d'être mises en place :

- Bassin de rétention d'une superficie maximale de 100 m², avec drainage des eaux pluviales de la zone de déchargement vers le bassin de rétention ;
- Lit de balles flottantes à la surface du bassin de rétention pour réduire l'évaporation;
- Toit par-dessus le bassin de rétention et le réservoir;
- Système de récupération des vapeurs d'ammoniac lors des activités de ravitaillement;
- Vannes d'arrêt automatiques ;
- Vannes d'arrêt manuelles situées au niveau des pompes de transfert et des vannes de régulation du débit ;
- Camion de livraison équipé d'une vanne d'arrêt à fermeture rapide ;
- Détecteur de niveau haut sur le réservoir avec alarme visuelle dans la salle de contrôle.

QC - 8

Au Tableau 4 *Réservoirs de diesel et entreposage extérieur – différence entre 2004 et 2026*, il est indiqué que la quantité maximale stockée (en m^3) pour l'hydrogène sera modifiée à 2400 m^3 ou moins, comparativement à une quantité maximale de 27 kg antérieurement autorisée en 2004.

L'initiateur doit indiquer comment l'augmentation de la quantité d'hydrogène au site du projet modifie les résultats de l'analyse de risque technologique associés au projet, et si de nouvelles mesures de protection ont été considérées. Dans la positive, l'initiateur doit présenter une nouvelle analyse de risques, incluant une modélisation des conséquences pour les équipements qui seront modifiés/déplacés.

Réponse – 8

La réponse à la question 6 présente les résultats de la modélisation des conséquences et l'analyse des effets liés au déplacement et à l'augmentation du volume d'hydrogène entreposé. Elle présente également l'incohérence entre le volume autorisé lors du décret et celui autorisé lors de l'autorisation ministérielle. Il demeure que la distance entre les réservoirs d'hydrogène et le réservoir d'ammoniaque autorisé lors du décret (2004) est la même que celle autorisée lors de l'autorisation ministérielle (2006), de même que pour l'actuel projet (2026).

2.4 Modifications liées à la gestion des eaux

2.4.1 Gestion des eaux usées et pluviales

QC - 9

À la section 4.5 *Gestion des eaux usées et pluviales* du document de la demande de modification du décret numéro 701-2004 du 30 juin 2004, aucune donnée sur la qualité attendue des rejets d'eau à l'effluent n'est présentée. L'initiateur doit préciser la nature et les concentrations de contaminants attendues à l'effluent final, en fonction des modifications au traitement des eaux.

Réponse – 9

La présente demande de modification de décret vise la conversion de la centrale en une centrale à cycle simple. Il importe de rappeler que lors de l'arrêt de la production d'électricité en 2007, la production de vapeur via les chaudières auxiliaires s'est poursuivie selon le CA de 2007 (Réf. : 400456972) et ses modifications. Ainsi, les rejets d'eaux usées sont suivis depuis la mise en opération de la centrale et les OER ont été revus, tel que le prévoyait le CA de 2006 (Réf. : 3211-12-75). Les rejets d'eau usées actuels de la centrale suivent les normes de concentration modifiées et autorisées par le CA de 2017 (Réf. : 401635680). Ces normes remplacent donc les

OER. L'ajout de la production d'électricité par la remise en fonction des turbines à gaz n'aura pas d'impact sur les rejets d'eaux usées actuels de la centrale, les deux opérations étant indépendantes l'une de l'autre.

Les tableaux 1 et 2 présentent les résultats moyennes des années 2020 à 2024 des mesures en continu et périodique pour les paramètres actuellement surveillés à la centrale. Il est attendu que la nature et les concentrations des contaminants à l'effluent final demeurent semblables.

Tableau 5 Sommaire quinquennal (2020 à 2024) des mesures en continu à l'effluent du puisard des eaux usées

Mois	Débit mensuel moyen (m3/jour)	Température mensuelle moyenne (°C)	pH mensuel moyen	Chlore résiduel mensuel moyen (ppb)	Conductivité mensuelle moyenne (µS/cm)
Norme	-	≤ 60ºC	6,0 ≤ pH ≤ 9,5	≤ 35 ppb	-
Janvier	519,888	17,652	7,52	0,408	521,318
Février	496,224	17,498	7,634	0,732	616,432
Mars	486,096	18,192	7,442	0,306	578,788
Avril	466,896	20,378	7,358	1,526	545,166
Mai	413,664	25,198	7,896	1,9	591,888
Juin	394,272	29,584	7,606	1,19	611,792
Juillet	406,56	31,966	7,594	0,638	499,412
Août	408,48	32,34	7,774	0,974	478,016
Septembre	417,84	30,668	7,782	0,836	485,448
Octobre	410,976	28,31	7,666	0,21	519,956
Novembre	452,544	23,644	7,518	1,192	574,308
Décembre	464,64	20,09	7,516	0,332	577,186
Moyenne annuelle	**444,84**	**24,628**	**7,61**	**0,854**	**549,976**

Tableau 6 Sommaire quinquennal (2020 à 2024) des analyses périodiques de l'effluent du puisard des eaux usées

Paramètre	Nombre de mesures (sur 5 ans)	Concentration moyenne (sur 5 ans)	Norme
Aluminium (mg/L) (moyenne)	60	0,0568	1
Azote ammoniacal (mg/L) (moyenne)	20	0,0618	5
Chlorures (mg/L) (moyenne)	22	88	230
Hydrocarbures pétroliers (C10-C50) (mg/L) (moyenne)	61	0,11075	2
Matière en suspension (mg/L) (moyenne)	60	3,24	25
Phosphore total (mg/L)(moyenne)	20	1,104	4,6
Sulfates (mg/L) (moyenne)	20	79,5	175
Sulfites (mg/L)(moyenne)	20	1,1	5
Hydrazine (mg/L) (moyenne)	20	0,0048375	0,04
		Résultat	Norme
Toxicité aigue			
Truite arc-en-ciel (UTa)	5	<1	<1
Daphnie (UTa)	5	<1	<1
Mené Tête-de-boule (UTa)	5	<1	<1
Toxicité chronique			
Mené Tête-de-boule (UTc)	5	<1	100
Algue (UTc)	5	31,7775	100
Dureté (mg/L)	7	153,5	-
Conductivité (mS/cm)	7	0,45	-
Solides dissous totaux (mg/L)	7	285,4	-

2.5 Émissions atmosphériques

2.5.1 Modélisation des contaminants atmosphériques

QC - 10

Les articles 68 à 71 du Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère[2] (RAA) indiquent des normes limites d'émission pour les turbines fixes à combustion servant à la production d'électricité, notamment pour les oxydes d'azote, le monoxyde de carbone, ainsi que le contenu en ammoniac des gaz de combustion. De plus, les articles 72 à 74 énumèrent les conditions applicables en ce qui concerne les équipements de surveillance des gaz de combustion ainsi que la nécessité d'effectuer un échantillonnage à la source des gaz émis à l'atmosphère.

Bien que l'initiateur indique évaluer l'impact de son projet sur la qualité de l'atmosphère, précisément sur la base de la conformité aux normes de qualité de l'atmosphère présentées à l'annexe K du RAA, aucune mention en lien avec les articles 68 à 74 n'a été effectuée et/ou fournie afin de démontrer leur respect.

Afin de clarifier la conformité du projet au RAA pour le public, l'initiateur doit fournir les informations nécessaires et démontrer que son projet respecte ces articles du RAA. Cette démonstration peut être faite sous forme de tableau présentant le respect des articles 68 à 74 du RAA.

Réponse – 10

Le tableau ci-dessous présente la démonstration que le projet respecte les articles 68 à 74 du RAA.

Il est à noter que les valeurs de conception utilisées pour la modélisation sont en lbs/hre et proviennent du cas 9 de l'annexe E. L'annexe F présente la conversion de ces taux d'émissions massiques (lbs/hre) en concentration exprimées en partie par million en volume (ppmv).

[2] Gouvernement du Québec (2025) *Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère*. [En ligne] : https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/rc/Q-2,%20r.%204.1

Tableau 7 Démonstration du respect des exigences présentées aux articles 68 à 74 du RAA

Article	Contaminants concernés	Exigence de respect de la norme	Description du respect des exigences
68	Oxydes d'azote (NOx)	Pour les turbines fixes à combustion servant à la production d'électricité et d'une puissance nominale supérieure à 50 MW, les émissions d'oxydes d'azote (NOx) ne doivent pas excéder 4 ppm, lorsque ces installations sont situées dans la zone québécoise de gestion des émissions de NOx visée à l'annexe J du RAA.	La concentration utilisée dans la modélisation atmosphérique correspond à 3,81 ppm.
69	Monoxyde de carbone (CO)	Les turbines fixes à combustion visées à l'article 68 ne doivent pas émettre du monoxyde de carbone au-delà d'une concentration de 16 ppm.	La concentration utilisée dans la modélisation atmosphérique correspond à 6,94 ppm.
70	Ammoniac (NH_3)	Lorsqu'une turbine fixe à combustion est munie d'un système de réduction catalytique des oxydes d'azote, la concentration d'ammoniac dans les gaz de combustion ne doit pas excéder 5 ppm	La concentration utilisée dans la modélisation atmosphérique correspond à 4,75 ppm.
71	NOx, CO, NH_3 (le cas échéant)	Aux fins de la vérification de la conformité aux articles 68 à 70, les concentrations doivent être mesurées sur base sèche et corrigées à 15 % d'oxygène (O_2) selon la formule réglementaire : $E = Ea \times 5,9 / (20,9 - A)$.	Les concentrations seront mesurées selon cette formule réglementaire.
72	Particules (ou opacité), O_2, CO, NOx	Tout appareil de combustion d'une puissance nominale égale ou supérieure à 15 MW doit être muni d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des concentrations de particules (ou de l'opacité), d'oxygène, de monoxyde de carbone et d'oxydes d'azote, sous réserve des exemptions prévues au règlement.	Cet article est non-applicable, car il ne vise pas les turbines à combustion, mais uniquement les appareils de combustion.
73	NOx, CO, O_2, NH_3 (si SCR)	Toute turbine fixe à combustion doit être munie d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des oxydes d'azote, du monoxyde de carbone et de l'oxygène. La mesure continue de l'ammoniac est requise lorsqu'un système de réduction catalytique est utilisé.	La mise en place d'un système de mesure et d'enregistrement en continue qui mesurera les NO_x, O_2, NH_3 et le CO est prévue.

74	Tous contaminants visés (NOx, CO, NH_3, particules)	Les appareils de combustion et turbines fixes à combustion d'une puissance nominale égale ou supérieure à 3 MW doivent faire l'objet d'un échantillonnage à la source au minimum tous les trois (3) ans afin de démontrer le respect des valeurs limites et normes applicables. Le premier échantillonnage doit être réalisé dans un délai maximal d'un (1) an suivant la mise en exploitation ou l'entrée en vigueur des obligations applicables.	Les échantillonnages à la cheminée seront réalisés conformément aux exigences prévues à l'article 74 du Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère.

2.6 Gestion des sols

QC - 11

À la section 7 *Gestion des sols*, l'initiateur indique avoir réalisé une évaluation environnementale des sols situés aux emplacements projetés des cheminées des turbines à gaz, de l'ACHE ainsi que du secteur de l'aire d'entreposage d'ammoniac aqueux afin de s'assurer qu'il n'y a pas de sols contaminés sur le site. Cependant, les résultats de l'évaluation environnementale des sols ne sont pas présentés dans le document de la demande de modification de décret.

L'initiateur doit fournir les résultats de la caractérisation des sols, ainsi que présenter l'emplacement des forages. L'initiateur doit s'engager à confirmer le mode de gestions de sol prévu basé sur la qualité de ceux-ci, ainsi que l'emplacement où seront envoyés les sols contaminés, au moment du dépôt de l'autorisation ministérielle, en vertu de l'article 22 de la LQE, pour les travaux de construction sur le site.

Réponse – 11

Les résultats de la caractérisation environnementale des sols est présentée à l'annexe F. Le mode de gestion des sols prévu, basé sur la qualité de ceux-ci, ainsi que leurs lieux de disposition sera confirmé au moment du dépôt de la demande d'autorisation ministérielle.

2.7 Annexes

QC - 12

L'initiateur présente, à l'annexe A-5, la dernière modification de certificat d'autorisation concernant la modification du programme de surveillance et de suivi environnemental, datant de 2017. Cependant, dans le document de la demande de modification de décret, aucun plan de surveillance modifié n'a été fourni. Ce plan permet de quantifier les émissions de GES engendrées par le projet et de suivre leur évolution à travers le temps. Typiquement, un plan de surveillance inclut notamment le type de données à recueillir (ex. : la consommation de carburant, le processus et les méthodes pour recueillir ces données, la fréquence, etc.). Il vise à faciliter la quantification des émissions de GES et peut évoluer sur la durée de vie du projet.

L'initiateur doit fournir le plan de surveillance préliminaire permettant de suivre les émissions de GES du site, et ce, pour la production d'électricité. De plus, l'initiateur doit s'engager à présenter la version finale du plan de surveillant pour le suivi des émissions de GES du site, au moment du dépôt de l'autorisation ministérielle pour l'exploitation de la centrale.

Réponse – 12

Le Plan de réduction des émissions et de surveillance de GES est présenté à l'annexe B. Une version finale du plan de surveillance des émissions de GES sera présentée lors du dépôt de la demande d'autorisation ministérielle pour l'exploitation de la centrale.

QC - 13

À l'annexe E *Modélisation des émissions atmosphériques*, les hauteurs de relâche inscrites dans le tableau A-1-1 pour les deux turbines sont de 39,6 mètres. Toutefois, la carte B-1-6 indique une hauteur d'infrastructure de 49 mètres.

Le promoteur doit justifier la différence entre les hauteurs et confirmer la bonne valeur pour les deux turbines afin de s'assurer que les résultats de la dispersion atmosphérique soient représentatifs. Dans l'éventualité où la modélisation atmosphérique ne tienne pas compte de la bonne hauteur, l'initiateur doit mettre à jour son étude de dispersion atmosphérique.

Réponse – 13

La hauteur de relâche utilisée pour la modélisation atmosphérique des points d'émission des deux turbines est de 39,6 m, soit la valeur réelle et correcte fournie par l'ingénierie. La hauteur d'infrastructure de 49 m indiquée à la carte B-1-6 résulte d'une erreur de représentation cartographique et n'a pas été utilisée comme intrant de modélisation. La modélisation atmosphérique est donc représentative des conditions réelles, et aucune mise à jour de l'étude de dispersion n'est donc nécessaire. L'annexe H présente la mise à jour de la carte B-1-6.

QC - 14

À l'annexe E *Modélisation des émissions atmosphériques*, l'initiateur indique que la méthode OLM présentée dans le guide de modélisation de la dispersion atmosphérique a été appliquée pour l'estimation des concentrations en NO_2, en utilisant le ratio NO_2/NO_x à la source et de l'ozone disponible dans l'air ambiant. L'initiateur indique qu'un ratio à la source de NO_2/NO_x de 20 % a été utilisé pour les estimations. Cependant, le Guide de modélisation de la dispersion atmosphérique[3] précise qu'en l'absence d'information spécifique aux sources du projet, un rapport initial de 0,5 est accepté par défaut. L'utilisation d'une autre valeur doit être documentée et approuvée par le ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs.

L'initiateur doit justifier le choix d'un ratio NO_2/NO_x de 20 % pour les émissions de turbines.

Réponse – 14

Pour le scénario modélisé, les principaux contributeurs aux émissions de NO_x sont la pompe à incendie et la génératrice d'urgence, lesquelles représentent à elles seules environ 99,8 % des émissions calculées sur la période d'une heure. À l'inverse, la contribution des turbines est négligeable, soit environ 0,002 % de la concentration maximale modélisée pour cette même période.

[3] MELCCFP (2025) *Guide de la modélisation de la dispersion atmosphérique*. [En ligne] : Guide de la modélisation de la dispersion atmosphérique

Un ratio NO_2/NO_x de 20 % à la source a été retenu pour la modélisation. Cette valeur est représentative des moteurs à combustion interne fonctionnant au diesel, lesquels constituent les sources dominantes du scénario modélisé (pompe à incendie et génératrice d'urgence), et est conforme à la recommandation du Guideline for Plume Dispersion Modelling du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador (NLDEC, 2012).
Par ailleurs, le Guide de la modélisation de la dispersion atmosphérique (MELCCFP, 2025) suggère l'utilisation de données issues de la base NO_2/NO_x In-Stack Ratio (ISR)[4].

À partir de cette base de données, l'onglet EPRI Survey Data indique une valeur moyenne du ratio NO_2/NO_x d'environ 15 % pour les moteurs à combustion interne au diesel. Le ratio de 20 % retenu dans la présente étude constitue donc une approche conservatrice par rapport à ces données.

QC - 15

À l'annexe G *Modélisation des émissions sonores,* au tableau 3 *Sommaire des limites sonores applicables aux points récepteurs selon le zonage*, le numéro de zone du récepteur R3 ne correspond pas au bon zonage municipal. Selon la Note d'instruction 98-01[5] (ci-après NI 98-01), un zonage municipal de type « habitation » correspond à une zone sensible de type I. Cependant, l'initiateur a indiqué une zone sensible de type II pour le récepteur R3. L'initiateur doit fournir une carte présentant les zonages de la municipalité attribués au milieu afin de confirmer que les limites sonores utilisées pour les quatre points de mesure sont adéquates. Dans l'éventualité d'un changement dans le type de zone sensible, l'initiateur doit revoir son évaluation de l'impact du bruit.

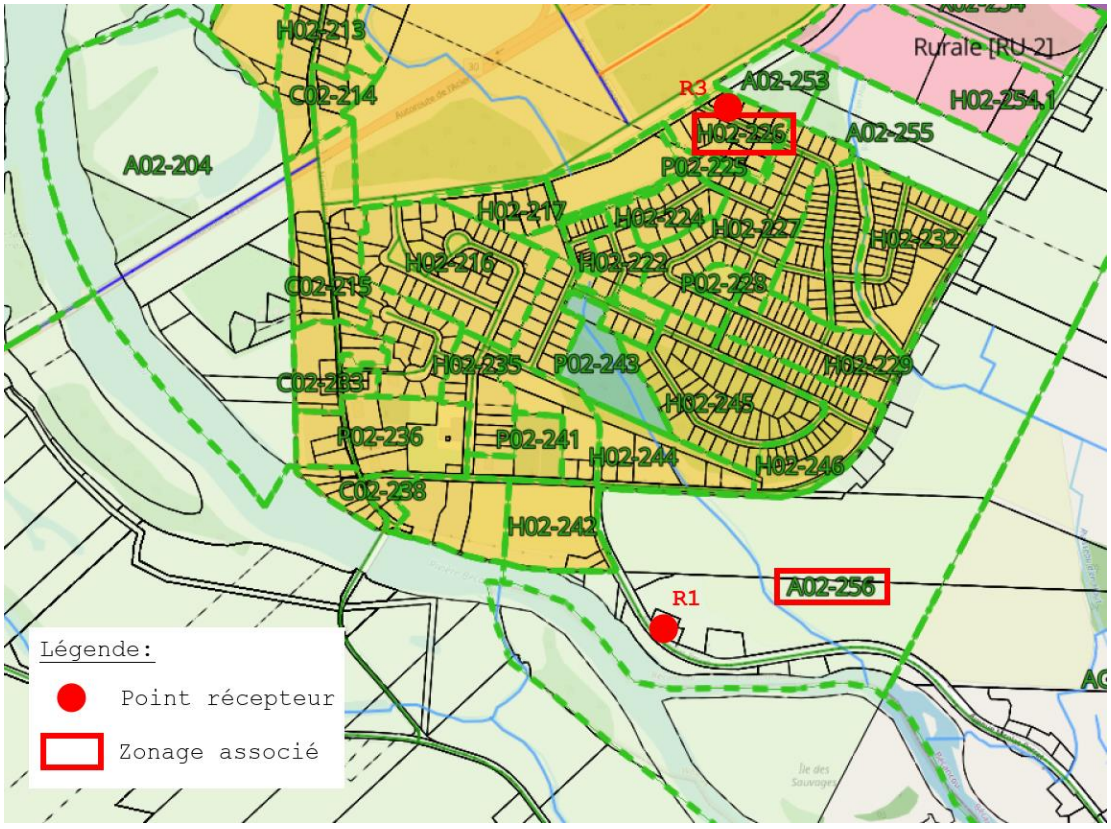
Réponse – 15

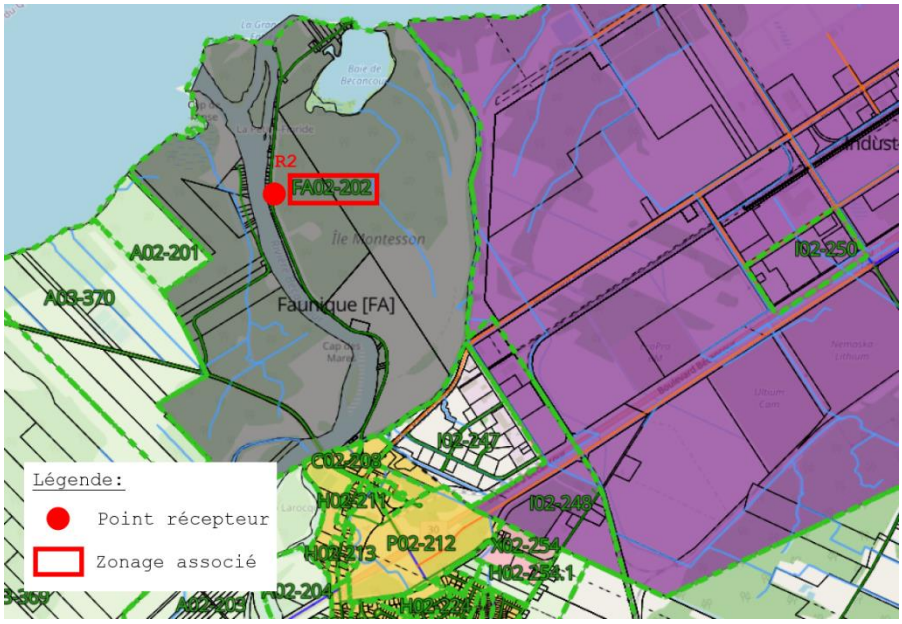
Les trois cartes ci-dessous indiquent l'emplacement des points récepteurs ainsi que le zonage associé. Le point R1 (A02-256) se trouve dans une zone agricole donc selon la note d'instructions 98-01 (NI 98-01), une résidence sur un territoire agricole est en zone I. Le point R2 (FA02-202) se trouve dans une zone faunique où l'exploitation agricole est permise. Selon la NI 98-01, la résidence se trouve en zone I. Le point R3 (H02-226) se trouve dans une zone d'habitation autorisant uniquement les résidences multifamiliales. La résidence se situant en zonage

[4] *Agence de protection de l'environnement des États-Unis. (Février 2026). Base de données du rapport dioxyde d'azote/oxyde d'azote dans la cheminée (ISR) [Base de données]. Utilisée par WSP et disponible à l'adresse suivante : https://www.epa.gov/scram/nitrogen-dioxidenitrogen-oxide-stack-ratio-isr-database. [epa.gov]*

5 MDDEP (2006) Traitement des plaintes sur le bruit et exigences aux entreprises qui les génèrent. [En ligne] : https://www.environnement.gouv.qc.ca/publications/note-instructions/98-01/note-bruit.pdf

autorisant les logements multiples est en zone II selon la NI 98-01. Enfin, le point R4 (C02-208) est en zone commerciale. Selon la NI 98-01, la résidence se trouve en zone III.





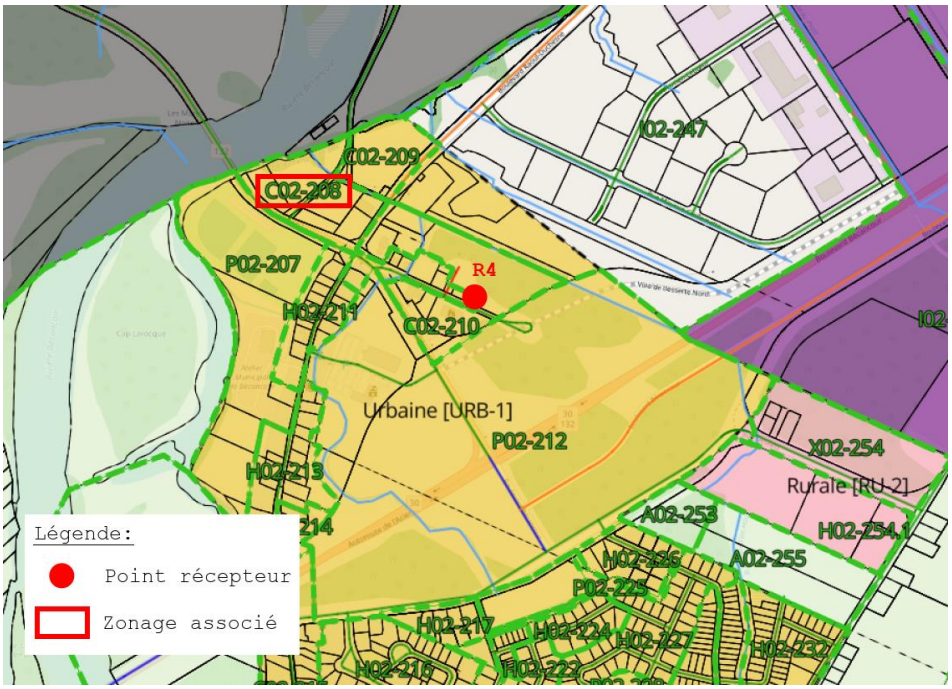


Figure 1 **Présentation de la carte de zonage avec l'emplacement des points récepteurs (3 cartes ci-haut)**

Le tableau suivant présente un récapitulatif des critères sonores à respecter pour les quatre points de mesure.

Tableau 8 **Sommaire des limites sonores applicables aux points récepteurs selon le zonage**

Récepteur	Zonage municipal	Zone selon la NI 98-01	Exploitation : Limites sonores, (dBA)	
			Jour, $L_{Ar,\ 1h}$ (7 h à 19 h)	Nuit, $L_{Ar,\ 1h}$ (19 h à 7 h)
R1	Agricole avec habitation	I	45	40
R2	Agricole (Faunique) avec habitation	I	45	40
R3	Habitation	II	50	45
R4	Commerce	III	55	50

Les niveaux sonores aux quatre points récepteurs sont tous inférieurs à 40 dBA, les conclusions du rapport restent donc inchangées.

3. Commentaires

QC - 16

Tel qu'indiqué à la section 6 *Modification liées aux émissions sonores* de la demande de modification de décret, malgré la publication récente des Lignes directrices relatives à la gestion du bruit environnemental[6], la modélisation a été réalisée et évaluée selon les critères de la NI 98-01.

L'initiateur doit s'engager, pour la phase de construction, à respecter les Lignes directrices relativement aux niveaux sonores provenant d'un chantier de construction industriel[7].

Réponse – 16

TransCanada Énergie s'engage à respecter les *Lignes directrices relativement aux niveaux sonores provenant d'un chantier de construction industriel* pendant la phase de construction du projet.

QC - 17

L'initiateur doit mettre en place un système de réception et de traitement des plaintes, dans le cas où un système ne soit pas déjà en place à la centrale. Ce système doit offrir la possibilité au milieu d'accueil de déposer une plainte ou un signalement au besoin, et ce, tant lors de l'installation des nouveaux équipements, qu'en phases d'exploitation et de démantèlement. L'initiateur doit s'engager à tenir un registre des plaintes comportant les mesures appliquées et le rendre disponible en tout temps au Ministère, et ce, durant les phases de construction et d'exploitation.

Réponse – 17

TransCanada Énergie s'engage à tenir un registre des plaintes comportant les mesures appliquées et à le rendre disponible en tout temps au Ministère, et ce, durant les phases de construction et d'exploitation.

[6] MELCCFP (2026) *Lignes directrices relatives à la gestion du bruit environnemental*. [En ligne] : *https://bibliotheque.cecile-rouleau.gouv.qc.ca/documents/archives/pgq/E5A1_A17_B78_2026.pdf*

[7] MDDELCC (2015) *Lignes directrices relativement aux niveaux sonores provenant d'un chantier de construction industriel.* [En ligne] : https://www.environnement.gouv.qc.ca/publications/note-instructions/98-01/lignes-directrices-construction.pdf

QC - 18

La révision des objectifs environnementaux de rejet (OER) doit être effectuée, puisque la modification du projet influence la qualité du rejet. L'initiateur doit s'engager à déposer une demande de révision des OER, au plus tard au moment du dépôt de l'autorisation ou de la demande de modification de l'autorisation ministérielle, en vertu de LQE, pour l'exploitation de la centrale.

Réponse – 18

Tel qu'indiqué à la réponse 9, les rejets d'eau usées actuels de la centrale suivent les normes de concentration modifiées et autorisées par le CA de 2017 (Réf. : 401635680). Ces normes remplacent donc les OER. L'ajout de la production d'électricité par la remise en fonction des turbines à gaz n'aura pas d'impact sur les rejets d'eaux usées actuels de la centrale, les deux opérations étant indépendantes l'une de l'autre.

Ainsi, il n'est pas prévu déposer une demande de révision d'OER puisque les normes de rejets qui les remplacent sont déjà autorisées et qu'aucun changement dans les paramètres de suivi de l'effluent n'est prévu.

QC - 19

Aucune mise à jour du programme de mesures d'urgence (PMU) n'est présentée dans le document de la demande de modification de décret pour la conversion de la centrale. L'initiateur doit s'engager à présenter une mise à jour de son PMU, lors de la première demande d'autorisation ministérielle, en vertu de l'article 22 de la LQE, pour l'exploitation de la centrale à cycle simple. Cette mise à jour doit être complétée en consultation avec les municipalités concernées et le MELCCFP pour s'assurer que ce qui sera présenté correspondra à nos attentes.

En fonction des modifications apportées au projet, l'initiateur doit présenter une mise à jour des mesures de préparation et de réponse aux sinistres consignées dans son PMU, lequel devrait notamment prévoir :

- Les liens établis avec la Ville de Bécancour, le service de sécurité incendie, le Comité mixte municipalité et industries (CMMI.), la Société du parc industriel et portuaire de Bécancour (SPIPB), etc., afin de favoriser la concertation et la coordination des différents intervenants impliqués dans le PMU;
- La structure d'intervention mise en place, les moyens d'alerte et de mobilisation des intervenants et des ressources, ainsi que les actions à poser pour faire face aux situations d'urgence survenant sur le site de la centrale ou celui d'une entreprise située à proximité;
- L'arrimage du PMU avec le plan de sécurité civile de la ville de Bécancour, pour les procédures d'alerte et de mobilisation, ainsi que pour les modalités opérationnelles prévues;

- Un programme de formation et d'exercices visant à améliorer la préparation des intervenants et des ressources interpellés lors d'un sinistre (centrale, Ville de Bécancour, etc.);
- Une démarche de communication des risques à la population (sensibilisation, consignes de sécurité, etc.);
- Le dépôt du PMU auprès de la Ville de Bécancour.

Réponse – 19

TransCanada Énergie s'engage à présenter une mise à jour de son PMU, en version préliminaire, lors du dépôt de la demande d'autorisation ministérielle en vertu de l'article 22. Cette mise à jour sera préparée en consultation avec la municipalité et le MELCCFP et visera les points ci-dessus mentionnés.

Bibliographie

Agence de protection de l'environnement des États-Unis. (Février 2026). Base de données du rapport dioxyde d'azote/oxyde d'azote dans la cheminée (ISR) [Base de données]. Utilisée par WSP et disponible à l'adresse suivante : https://www.epa.gov/scram/nitrogen-dioxidenitrogen-oxide-stack-ratio-isr-database.[epa.gov]

Gouvernement du Québec (2025) Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère. [En ligne] : https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/rc/Q-2,%20r.%204.1

MDDELCC (2015) Lignes directrices relativement aux niveaux sonores provenant d'un chantier de construction industriel. [En ligne] : https://www.environnement.gouv.qc.ca/publications/note-instructions/98-01/lignes-directrices-construction.pdf

MDDEP (2006) Traitement des plaintes sur le bruit et exigences aux entreprises qui les génèrent. [En ligne] : https://www.environnement.gouv.qc.ca/publications/note-instructions/98-01/note-bruit.pdf

MELCCFP (2025) *Guide de la modélisation de la dispersion atmosphérique*. [En ligne] : https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/ges/guide-quantification/guide-quantification-ges.pdf

MELCCFP (2026) Lignes directrices relatives à la gestion du bruit environnemental. [En ligne] : https://bibliotheque.cecile-rouleau.gouv.qc.ca/documents/archives/pgq/E5A1_A17_B78_2026.pdf

NEWFOUNDLAND AND LABRADOR, DEPARTMENT OF ENVIRONMENT AND CONSERVATION (NLDEC). 2012. Guideline for Plume Dispersion Modelling. Saint John's, NL. 2nd Revision.

Annexe A

Limitations

Annexe A Limitations

WSP Canada Inc. (« WSP ») a préparé ce rapport uniquement pour son destinataire TransCanada Énergie Ltd, conformément à la convention de consultant convenue entre les parties. Advenant qu'une convention de consultant n'ait pas été exécutée, les parties conviennent que les Modalités générales à titre de consultant de WSP régiront leurs relations d'affaires, lesquelles vous ont été fournies avant la préparation de ce rapport.

Ce rapport est destiné à être utilisé dans son intégralité. Aucun extrait ne peut être considéré comme représentatif des résultats de l'évaluation.

Les conclusions présentées dans ce rapport sont basées sur le travail effectué par du personnel technique, entraîné et professionnel, conformément à leur interprétation raisonnable des pratiques d'ingénierie et techniques courantes et acceptées au moment où le travail a été effectué.

Le contenu et les opinions exprimées dans le présent rapport sont basés sur les observations et/ou les informations à la disposition de WSP au moment de sa préparation, en appliquant des techniques d'investigation et des méthodes d'analyse d'ingénierie conformes à celles habituellement utilisées par WSP et d'autres ingénieurs/techniciens travaillant dans des conditions similaires, et assujettis aux mêmes contraintes de temps, et aux mêmes contraintes financières et physiques applicables à ce type de projet.

WSP dénie et rejette toute obligation de mise à jour du rapport si, après la date du présent rapport, les conditions semblent différer considérablement de celles présentées dans ce rapport; cependant, WSP se réserve le droit de modifier ou de terminer ce rapport sur la base d'informations, de documents ou de preuves additionnels.

WSP ne fait aucune représentation relativement à la signification juridique de ses conclusions.

La divulgation de tout renseignement faisant partie du présent rapport relève uniquement de la responsabilité de son destinataire. Si un tiers utilise, se fie, ou prend des décisions ou des mesures basées sur ce rapport, ledit tiers en est le seul responsable. WSP n'accepte aucune responsabilité quant aux dommages que pourrait subir un tiers suivant l'utilisation de ce rapport ou quant aux dommages pouvant découler d'une décision ou mesure prise basée sur le présent rapport.

WSP a exécuté ses services offerts au destinataire de ce rapport conformément à la convention de consultant convenue entre les parties tout en exerçant le degré de prudence, de compétence et de diligence dont font habituellement preuve les membres de la même profession dans la prestation des mêmes services ou de services comparables à l'égard de projets de nature

analogue dans des circonstances similaires. Il est entendu et convenu entre WSP et le destinataire de ce rapport que WSP n'offre aucune garantie, expresse ou implicite, de quelque nature que ce soit. Sans limiter la généralité de ce qui précède, WSP et le destinataire de ce rapport conviennent et comprennent que WSP ne fait aucune représentation ou garantie quant à la suffisance de sa portée de travail pour le but recherché par le destinataire de ce rapport.

En préparant ce rapport, WSP s'est fié de bonne foi à l'information fournie par des tiers, comme indiqué dans le rapport. WSP a raisonnablement présumé que les informations fournies étaient correctes et WSP ne peut donc être tenu responsable de l'exactitude ou de l'exhaustivité de ces informations.

Les bornes et les repères d'arpentage utilisés dans ce rapport servent principalement à établir les différences d'élévation relative entre les emplacements de prélèvement et/ou d'échantillonnage et ne peuvent servir à d'autres fins. Notamment, ils ne peuvent servir à des fins de nivelage, d'excavation, de construction, de planification, de développement, etc.

Copilot a été utilisée pour enrichir la formulation des idées exprimées dans ce rapport. Cet usage se limite à la clarification du texte et à la bonification du vocabulaire utilisé pour exprimer les opinions de l'auteur.

Ces limitations sont considérées comme faisant partie intégrante du présent rapport.

Annexe B

Plan de réduction des émissions et de surveillance de GES

Annexe C

Note de calcul pour la quantification des rejets thermiques pour la mise en marche de l'ACHE

Annexe D

Risques technologiques

Annexe D-1
Étude de modélisation des conséquences

Annexe D-2
Carte 5 - Scénario normalisé : Rupture complète d’un réservoir d’ammoniaque avec présence de balles flottantes

Annexe D-3
Carte 6 - Scénario alternatif : Rupture complète de la conduite d'alimentation principale d'ammoniaque

Annexe E

Estimation de la performance environnementale de la centrale (B&V)

Annexe F

Conversion des taux d’émissions massiques en concentrations (ppmv)

Annexe G

Caractérisation environnementale des sols

Annexe H

Mise à jour de la carte B-1-6 de la Modélisation des émissions atmosphériques

wsp.com

WSP Canada Inc.
11e étage
1600, boulevard René-Lévesque Ouest
Montréal (Québec) H3H 1P9
Canada

Téléphone : +1-514-340-0046
Télécopieur : +1-438-843-8111

wsp.com

Note technique

TransCanada Énergie Ltd

Plan de réduction des émissions et de surveillance des GES

Centrale de pointe à cycle simple de Bécancour

Référence WSP : CA0031267.6554_007_NT_Rev0_suiviGES
Référence Client : M02143

29 mai 2026

Destinataire(s) Laurent Malépart, TC Énergie, Planificateur principal en environnement
Brad Parterson, TC Énergie, Chargé de projet
Marie Blanchette, TC Énergie, Conseillère environnement

Ce document présente le Plan de réduction des émissions et de surveillance des gaz à effet de serre (GES) préliminaire pour la centrale de pointe à cycle simple de Bécancour.

La version finale de ce plan pourra être intégré au système de gestion environnementale de la centrale.

1. Mesures de réduction des GES

TransCanada Énergie Ltd (TC Énergie) est conscient que l'atténuation des gaz à effets de serre (GES) est une action incontournable pour le développement durable de la centrale à cycle simple.

La centrale est approvisionnée en gaz naturel par Énergir. Pour le cycle de production de vapeur et le chauffage de la centrale, le gaz naturel régulier continuera d'être le principal combustible, alors qu'il est prévu d'acquérir du gaz naturel renouvelable (GNR) pour l'opération des turbines.

Il s'agit de la mesure de réduction qui a été privilégiée, après plusieurs analyses, et celle qui a le plus fort potentiel de réduction des GES.

Quantification des émissions de GES

Le potentiel de réduction de la mesure permet d'évaluer l'impact de réduction des GES. Celui-ci est présenté au tableau 1.

Le scénario de référence est celui où le combustible utilisé dans les turbines est le gaz naturel fossile, avec 0% de GNR.

Le scénario de la mesure est celui où le combustible utilisé dans les turbines est le GNR, à 100%.

Tableau 1 Calcul du potentiel de réduction de la mesure

Sources d'émission	**Émissions de GES non biogéniques (tonnes éq. CO2/an)**			**% de Réduction des émissions de GES**
	Scénario de référence Gaz naturel fossile (0% GNR)	Scénario de la mesure Gaz naturel renouvelable à 100%	Réduction des émissions de GES	
Turbines à gaz[1]	97 407,3	1373,1	96 034,2	98,59%

[1] Les émissions de GES sont basées sur les tableaux 8 et 10 de l'annexe A – Estimation des émissions de GES.

La réduction d'émissions de GES a été calculée comme la différence entre les émissions associées au scénario de référence (turbines alimentées à 100 % au gaz naturel fossile) et celles du scénario du projet (turbines alimentées à 100 % au gaz naturel renouvelable), conformément au Guide de quantification des émissions de gaz à effet de serre du MELCCFP (section 4).

La centrale possède déjà les infrastructures pour le transport du gaz naturel, qu'il soit renouvelable ou non. Par ailleurs, une entente est conclue avec Énergir permettant de garantir un approvisionnement suffisant de GNR pour la production d'électricité.

2. Surveillance des émissions de GES

Dans le but de quantifier les émissions réelles de gaz à effet de serre (GES) du projet, en exploitation, TC Énergie réalisera un suivi des activités, données et paramètres associés aux sources de GES.

Le plan de surveillance permet d'établir les responsabilités et procédures pour recueillir, analyser et documenter les données et informations relatives au projet. Ces données seront utilisées pour produire les rapports d'émissions de GES requis par le règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants atmosphériques (RDOCECA).

Le plan de surveillance spécifie les sources des informations et des données à utiliser, les méthodes, instruments et fréquences de surveillance de même que le mode de traitement et d'enregistrement de ces informations. Dans le cas d'utilisation d'équipements de surveillance, le

plan de surveillance prévoit de façon intrinsèque le respect des procédures d'utilisation et d'étalonnage prévues par le fabricant de ces équipements.

2.1 Méthodologie

2.1.1 Responsabilités

L'application du plan de surveillance et des activités régulières qui y sont présentées sera de la responsabilité de TC Énergie. TC Énergie sera donc responsable de la mise en place et de l'utilisation de ces outils, instruments, procédures, structures logistiques et administratives requis pour le calcul annuel et la déclaration des émissions de GES reliées au projet.

2.1.2 Activités incluses au suivi

Les activités suivantes du projet ont été identifiées comme émettrices de GES et sont donc inclues au suivi des émissions de GES. Les activités incluses sont les activités sources d'émissions directes de GES sujettes au RDOCECA. En ce sens, les émissions indirectes de GES associées à la logistique d'approvisionnement de même que celles associées à la consommation d'énergie électrique du réseau d'Hydro-Québec ne sont pas incluses au suivi.

- Consommation de carburant (diesel, essence, propane) de la machinerie, le cas échéant, et équipement en phase d'exploitation
- Consommation de carburant (diesel, mazout, gaz naturel) des sources fixes en phase d'exploitation

2.1.3 Méthodologie de calcul

Pour chaque équipement, les données obtenues par les protocoles sur le calcul des émissions seront sommées en convertissant les émissions de CH_4, N_2O et réfrigérant en tonnes équivalentes de CO2 en utilisant le Potentiel de Réchauffement Planétaire (PRP) de ces gaz. Ces valeurs de PRP sont citées à l'annexe 1 du règlement. Si le règlement est amendé en cours de projet, la valeur du calcul pour l'année applicable sera ajustée.

2.1.3.1 Équipements fixes

La méthode de calcul de la section QC.1.3 de l'annexe 2 du RDOCECA, plus spécifiquement le protocole de calcul QC.1.3.1 sera utilisé pour évaluer les émissions de CO_2 des équipements fixes. Les valeurs des facteurs d'émission de CO_2 seront tirées des tableaux 1-1 à 1-6. Pour ce qui est des émissions reliées au CH4 et au N2O des mêmes équipements, le protocole QC.1.4.1 sera utilisé avec les facteurs d'émissions par défaut des émissions carburants utilisés sélectionnés dans les tables 1-3, 1-6 ou 1-7. Le pouvoir calorifique des combustibles utilisés est spécifié aux tableaux 1-1 et 1-2. De même, l'alinéa 2 sera respecté étant donné l'obligation de faire certifier les rapports par un organisme accrédité.

2.1.3.2 Données et paramètres principaux

Données de base

Les paramètres opérationnels principaux du projet sont :

- Les consommations annuelles en litre ou m^3 de carburant fossile en phase d'exploitation;
- Selon le cas, la teneur en biodiesel du diesel consommé

Paramètres intermédiaires

Les données et paramètres suivants sont des intermédiaires requis par l'évaluation pour traiter, obtenir ou valider les données de surveillance :

- Les facteurs d'émissions de GES des camions, le cas échéant, et équipements;
- Les facteurs d'émissions de GES des sources fixes;
- Les potentiels de réchauffement planétaires des GES émis par le projet.

Dans l'optique de déclarer les émissions à la fois au programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre (PDGES) fédérale et à l'inventaire québécois des émissions atmosphériques (IQEA) provincial, les facteurs et paramètres mis de l'avant par ces deux plateformes d'inventaire doivent être documentés et utilisés.

Paramètre final

Le paramètre de sortie de l'évaluation des réductions d'émissions de GES est la tonne de CO_2 équivalent (t CO_2eq).

2.1.4 Paramètres suivis

Les tâches du plan de surveillance de chacune des étapes du projet sont présentées dans les tableaux ci-dessous.

Tableau 2 Plan de surveillance préliminaire

Élément	Méthode	Unité	Source	Stockage	Fréquence	Données de rechange élément de vérification
Quantité de carburant consommé en exploitation, par type de carburant	Documentée	L ou m^3	Clé carburant ou Mesure du compteur	Papier et informatique	Mensuelle	Facture/bon de transport

Teneur en biodiesel du diesel	Documenté	%	Fiche technique du combustible diesel	Papier et informatique	Annuelle	
Teneur en carbone des carburant	Documenté	%	Fiche technique du combustible diesel	Papier et informatique	Annuelle	
Pouvoir thermique des carburants	Documenté	GJ/kL	Fiche technique du combustible diesel	Papier et informatique	Annuelle	
Facteur d'émissions de la combustion par type de carburant dans les sources fixes	Documentée	kg CO_2/L kg CH_4/L kg N_2O/L	Environnement Canada et RDOCECA	Informatique	Annuelle	
Facteur d'émissions de la combustion par type de carburant dans les sources mobiles	Documentée	kg CO_2/L kg CH_4/L kg N_2O/L	Environnement Canada et RDOCECA	Informatique	Annuelle	
Potentiel de réchauffement planétaire des GES	Documenté		Environnement Canada et RDOCECA	Informatique	Annuelle	

2.2 Calendrier d'exécution

L'estimation des émissions annuelles sera réalisée après la fin de chaque année civile. La réalisation de l'estimation sera réalisée de manière à rencontrer les exigences de délais de déclaration applicables au RDOCECA. La déclaration au PDGES fédérale va suivre le même calendrier. Les deux déclarations, fédérale et provinciale, doivent être typiquement remises au 1er juin de l'année suivant la fin de l'année de déclaration.

PRÉPARÉ PAR

Sylvain Marcoux, ing. MBA (OIQ nº 116307)
Chef d'équipe, acoustique, vibration et qualité de l'air

Date

Kimberly Côté, B. Env.
Professionnelle en gestion environnementale

29 mai 2026
Date

RÉVISÉ PAR

Benjamin Parys, Ph.D.
Spécialiste en qualité de l'air

1er juin 2026
Date

c. c. : Sylvain Marcoux, WSP
Benjamin Parys, WSP
Kimberly Côté, WSP
Jean-François Bélanger, WSP

p. j. : Annexe A – Estimation de GES

Annexe A

Estimation des émissions de GES

NOTE TECHNIQUE

Client :	TransCanada Énergie		
Projet :	Projet de conversion de la centrale de cogénération en une centrale de pointe à cycle simple	**Référence WSP :**	CA0031267.6554
		Référence Client :	M002143-WSPEV-EN-ASMT-0003-FR
Objet :	Note technique détaillant l'estimation des émissions GES – Rev4	**Date :**	29 mai 2026
Destinataire :	Laurent Malepart - TC Énergie, Brad Paterson - TC Énergie, Marie Blanchette - TC Énergie		
c. c. :	Kimberley Côté - WSP, Jean-François Bélanger – WSP, Nicole Bélanger - WSP		

1 CONTEXTE

Cette note technique est préparée en complément de la demande de modification d'autorisation gouvernementale auprès du ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP) pour la modification de la centrale de cogénération existante à Bécancour, au Québec, afin de la convertir en cycle simple pour supporter les périodes de pointes. Ce document a pour but de présenter l'estimation des gaz à effet de serre pour la modification du décret ainsi que pour remplir le formulaire de description complémentaire AM20 requis lors de la demande d'autorisation ministérielle.

2 DESCRIPTION DU PROJET

TransCanada Énergie Limitée, une filiale de TC Énergie, planifie de convertir la centrale de cogénération de Bécancour en centrale en cycle simple pour répondre aux besoins d'Hydro-Québec. Une de ses installations au Québec est la centrale de cogénération de Bécancour, qui a été conçue et démarrée en 2006 pour produire de l'électricité et de la vapeur, alimentée au gaz naturel, avec une capacité de production de 547 mégawatts d'électricité. La production d'électricité a duré jusqu'à 2007 après quoi seules les deux chaudières auxiliaires ont été opérées pour produire de la vapeur pour deux entreprises voisines du parc industriel de Bécancour.

Le projet consiste à convertir la centrale de cogénération (cycle combiné) existante en une centrale à gaz à cycle simple qui sera opérée pour les périodes de pointes. Afin d'obtenir les approbations environnementales nécessaires, TC Énergie a sollicité les services de WSP Canada Inc. (WSP) pour la préparation de la demande de modification du décret gouvernemental et des demandes d'autorisations ministérielles dans le cadre de l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement.

La conversion implique l'abandon du cycle vapeur, la démolition des conduits de transition des turbines à combustion existants et d'une grande partie des composantes internes de la chaudière à récupération de chaleur, ainsi que l'installation de nouvelles cheminées et de nouveaux conduits de transition. Certains équipements qui ne sont

WSP CANADA INC.
11E ÉTAGE
1600, BOULEVARD RENÉ-LÉVESQUE OUEST
MONTRÉAL (QUÉBEC) H3H 1P9
CANADA

TÉLÉPHONE : +1-514-340-0046
TÉLÉCOPIEUR : +1-438-843-8111

WSP.COM

plus fonctionnels seront retirés, tandis que d'autres resteront en place. Des travaux de modifications et de démantèlement de diverses infrastructures existantes ou équipements seront également effectués.

3 MÉTHODOLOGIE

Le Guide de quantification des émissions de gaz à effet de serre (MELCCFP, 2022) a été consulté pour déterminer la méthode de calcul. Les équations utilisées et les facteurs d'émission utilisés dans les calculs proviennent du RDOCECA[1]. Les émissions en équivalent CO_2 (CO_2e) ont été calculées à l'aide des Potentiels de Réchauffement Planétaire (PRP) de l'annexe A.1 du RDOCECA, qui sont également les mêmes valeurs que celles du quatrième rapport du Groupe international des experts du climat (GIEC).

4 RENSEIGNEMENTS SUR LES GAZ À L'EFFET DE SERRE

4.1 SOURCE D'ÉMISSION DES GES PROVENANT DES ACTIVITÉS DE L'USINE

Les activités considérées durant chaque étape opérationnelle sont décrites ci-dessous :

1. Sources provenant des différentes étapes opérationnelles :

- La combustion de gaz naturel renouvelable (GNR) pour alimenter les turbines à gaz. Cependant, cette note technique examine trois scénarios différents d'alimentation :
  - Scénario 1 : alimentation avec 100 % de GNR;
  - Scénario 2 : alimentation avec 50 % de GNR et 50 % de gaz naturel fossile;
  - Scénario 3 : alimentation avec 100 % de gaz naturel fossile.

  Dans chaque scénario, la portion provenant du gaz naturel renouvelable est associée à des émissions de CO_2 biogéniques.
- La combustion de gaz naturel fossile liée au fonctionnement des chaudières auxiliaires et le système HVAC;
- La combustion de diesel liée au fonctionnement des équipements d'urgence comme la pompe à incendie et la génératrice d'urgence.

Notez que seul le scénario à 100% GNR (scénario 1) sera retenu pour l'opération de la centrale, les deux autres scénarios sont présentés pour fins d'évaluations environnementales.

2. Exclusion :

Les émissions du projet ont été limitées au scope 1 selon le « GHG Protocol ». Les sources suivantes ont donc été exclues de l'inventaire en raison de leur faible impact dans le contexte du projet (hors de scope 1) et/ou de l'impossibilité d'en faire une estimation adéquate :

- Émissions sur site exclu dans le RDOCECA, tels que le transport des intrants et des matières résiduelles;
- Le transport du gaz naturel dans le réseau de gaz naturel;

[1] Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère chapitre Q-2, r. 15,

- La consommation électrique, en tant qu'émission du champ d'application 2 (scope 2) d'une norme de comptabilité et de déclaration des entreprises (le « GHG Protocol2 »).

Les quantités de GES pour chacune de ces sources sont présentées dans la section suivante.

4.2 ESTIMATIONS DES GES PROVENANT DES ACTIVITÉS DE L'USINE

4.2.1 Calcul des émissions des turbines à gaz (pour les trois scénarios d'alimentation avec GNR)

Pour calculer les émissions des turbines à gaz, le débit horaire de consommation de gaz naturel (lb/h) du scénario 9 (-25°F et 69% d'humidité relative) a été converti en kg/h puis en m³/h en avec la densité du gaz naturel de 0,707 kg/m³ aux conditions de référence, soit 20°C et 101,325 kPa. On obtient ainsi le taux de consommation de gaz naturel en régime permanent dans les conditions météorologiques les plus défavorables (55 835 m^3/h). Le taux de consommation de gaz naturel en phase de démarrage a été calculé basé sur le pouvoir calorifique inférieur (PCI) transmis pendant la phase de démarrage et le taux de consommation est estimé à 24 853 m^3/h.

Dans le cadre de cette modification d'autorisation, les turbines fonctionneraient un maximum de 580 heures par année incluant un total de 100 cycles de démarrage/arrêt par an. Cela se traduirait par 360 heures par an de fonctionnement en régime permanent et 220 heures par an de cycle de démarrage-arrêt, en considérant que chaque démarrage dure 77 minutes et chaque arrêt dure 55 minutes.

Pour estimer les émissions maximales générées pendant 360 heures de fonctionnement et 100 cycles de démarrage/arrêt, les calculs sont basés sur les conditions de fonctionnement les plus défavorables (par exemple, la température) et suppose que les deux turbines démarrent et s'arrêtent simultanément. Dans la pratique, il y aurait un décalage entre les unités : la première turbine fonctionnerait à 50 % de sa charge pendant 32 minutes avant que la deuxième turbine ne démarre. Une fois les deux unités en marche, elles seraient amenées à 100 % de leur charge. L'hypothèse d'un démarrage simultané (77 minutes par turbine) est utilisée pour modéliser le scénario d'émissions le plus conservateur possible sur 360 heures de fonctionnement normal avec 100 cycles de démarrage/arrêt.

Lorsque ces taux de consommation pour les modes de fonctionnement en régime permanent et de démarrage sont multipliés par les heures respectives de fonctionnement en régime permanent et de démarrage, la consommation totale de gaz pour les deux turbines est de 51 136 410 m^3/an.

Pour tenir compte des trois scénarios d'alimentation avec du GNR, les calculs ont été effectués séparément pour chacun d'eux. Cela permet de mettre clairement en évidence les différences d'émissions de CO_2, sachant que la portion alimentée par du GNR génère des émissions de CO_2 considérées comme biogéniques. Rappelons que le scénario proposé dans le cadre de cette modification est celui à 100% de GNR.

Les émissions de CO_2, CH_4 et N_2O ont été calculées conformément au protocole QC.1 – Combustion stationnaire, tel que défini dans l'annexe A.2 du RDOCECA. La méthode de calcul utilisée est la QC.1.3.1 pour les émissions de CO_2 et QC.1.4.1 pour les émissions reliées au CH4 et au N2O, équation 1-10.1. Les facteurs d'émission du CH4 et au N2O pour le gaz naturel dans les applications de centrale électrique proviennent du tableau 1-7. Le Tableau 1 présente les détails de ce calcul pour le scénario d'alimentation par GNR à 100%, tandis que le Tableau 2 et le

[2] World Resources Institute and World Business Council for Sustainable Development. (2004, March). *The Greenhouse Gas Protocol: A Corporate Accounting and Reporting Standard World Resources Institute*. Greenhouse Gas Protocol. https://ghgprotocol.org/corporate-standard

Tableau 3 présentent les détails du calcul pour les scénarios d'alimentation à 50% et à 0% de GNR (c'est-à-dire 100% gaz naturel d'origine fossile).

Tableau 1 Émissions des GES annuelles associées des turbines alimentées par du GNR à 100 % (scénario 1)

Élément de calcul	Valeur	Unité	Hypothèses de calculs et sources information
Intrants			
Consommation horaire de gaz naturel par turbine GE 7F.03	87 028	lbs/h	Cas 9, Consommation totale de combustible à l'entrée de l'installation T67_Bécancour - 1x0 7F.03 B&V Emission Estimate_REV1_2025-05-30.pdf
Densité de gaz naturel	0,707	kg/m³	Aux conditions de référence, soit 20 °C et 101,325 kPa
Heures d'opération en mode continu par an par turbine	360	h/an	Le nombre total d'heures au cours d'une année
Heures d'opération en mode démarrage par an par turbine	220	h/an	Sur la base d'une séquence de démarrage de 77 minutes multipliée par le nombre de démarrages par an (100) et convertie en heures et 100 séquences d'arrêts de 55 minutes chacun
Taux de consommation de gaz naturel renouvelable en mode de démarrage par turbine	24 853	m³/h	Taux de consommation de gaz naturel tiré de la modélisation atmosphérique, aux conditions de référence, soit 20 °C et 101,325 kPa (100% GNR, 0% gaz naturel)
Taux de consommation de gaz naturel renouvelable en mode continu par turbine	55 835	m³/h	Consommation horaire (lbs/h) convertie en m3/h aux conditions de référence, soit 20 °C et 101,325 kPa (100% GNR, 0% gaz naturel)
Taux de consommation de gaz naturel fossile en mode de démarrage par turbine	0	m³/h	Taux de consommation de gaz naturel tiré de la modélisation atmosphérique, aux conditions de référence, soit 20 °C et 101,325 kPa (100% GNR, 0% gaz naturel)

Élément de calcul	Valeur	Unité	Hypothèses de calculs et sources information
Taux de consommation de gaz naturel fossile en mode continu par turbine	0	m³/h	Consommation horaire (lbs/h) convertie en m3/h aux conditions de référence, soit 20 °C et 101,325 kPa (100% GNR, 0% gaz naturel)
Total du gaz naturel renouvelable consommé pour les deux turbines GE 7F.03	51 136 410	m³/an	Produit des taux de consommation horaire par le nombre d'heure en opération continue et en démarrage (100% GNR, 0% gaz naturel)
Total du gaz naturel fossile consommé pour les deux turbines GE 7F.03	0	m³/an	Produit des taux de consommation horaire par le nombre d'heure en opération continue et en démarrage (100% GNR, 0% gaz naturel)
Facteurs de conversion			
Facteurs d'émission (QC) – CO_2	1 878	g/m³	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-4
Facteurs d'émission (QC) – CH_4	0,490	g/m³	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-7
Facteurs d'émission (QC) – N_2O	0,049	g/m³	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-7
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - CO_2	1		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - CH_4	25		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - N_2O	298		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Émissions calculées			
CO_2 biogénique	96 034,18	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel renouvelable x 1878 g CO2/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
CO_2 non biogénique	0,00	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel x 1878 g CO2/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000

Élément de calcul	Valeur	Unité	Hypothèses de calculs et sources information
CH_4	25,06	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel x 0,037 g CH4/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
N_2O	2,51	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel x 0,033 g N2O/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
CO_2e non biogénique	1 373,11	tonnes/an	Calculée selon la formule suivante: E_CO2 non biogénique + 25*E_CH4 + 298*E_N2O (utilisant les Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) de l'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial)

Tableau 2 Émissions des GES annuelles associées des turbines alimentées par du GNR à 50 % (scénario 2)

Élément de calcul	Valeur	Unité	Hypothèses de calculs et sources information
Intrants			
Consommation horaire de gaz naturel par turbine GE 7F.03	87 028	lbs/h	Cas 9, Consommation totale de combustible à l'entrée de l'installation T67_Bécancour - 1x0 7F.03 B&V Emission Estimate_REV1_2025-05-30.pdf
Densité de gaz naturel	0,707	kg/m³	Aux conditions de référence, soit 20 °C et 101,325 kPa
Heures d'opération en mode continu par an par turbine	360	h/an	Le nombre total d'heures au cours d'une année
Heures d'opération en mode démarrage par an par turbine	220	h/an	Sur la base d'une séquence de démarrage de 77 minutes multipliée par le nombre de démarrages par an (100) et convertie en heures et 100 séquences d'arrêts de 55 minutes chacun
Taux de consommation de gaz naturel renouvelable en mode de démarrage par turbine	12 427	m³/h	Taux de consommation de gaz naturel tiré de la modélisation atmosphérique, aux conditions de référence, soit 20 °C et 101,325 kPa (50% GNR, 50% gaz naturel)
Taux de consommation de gaz naturel renouvelable en mode continu par turbine	27 917	m³/h	Consommation horaire (lbs/h) convertie en m3/h aux conditions de référence, soit 20 °C et 101,325 kPa (50% GNR, 50% gaz naturel)
Taux de consommation de gaz naturel fossile en mode de démarrage par turbine	12 427	m³/h	Taux de consommation de gaz naturel tiré de la modélisation atmosphérique, aux conditions de référence, soit 20 °C et 101,325 kPa (50% GNR, 50% gaz naturel)
Taux de consommation de gaz naturel fossile en mode continu par turbine	27 917	m³/h	Consommation horaire (lbs/h) convertie en m3/h aux conditions de référence, soit 20 °C et 101,325 kPa (50% GNR, 50% gaz naturel)

Élément de calcul	Valeur	Unité	Hypothèses de calculs et sources information
Total du gaz naturel renouvelable consommé pour les deux turbines GE 7F.03	25 568 204	m³/an	Produit des taux de consommation horaire par le nombre d'heure en opération continue et en démarrage (50% GNR, 50% gaz naturel)
Total du gaz naturel fossile consommé pour les deux turbines GE 7F.03	25 568 204	m³/an	Produit des taux de consommation horaire par le nombre d'heure en opération continue et en démarrage (50% GNR, 50% gaz naturel)
Facteurs de conversion			
Facteurs d'émission (QC) – CO_2	1 878	g/m³	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-4
Facteurs d'émission (QC) – CH_4	0,490	g/m³	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-7
Facteurs d'émission (QC) – N_2O	0,049	g/m³	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-7
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - CO_2	1		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - CH_4	25		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - N_2O	298		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Émissions calculées			
CO_2 biogénique	48 017,09	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel renouvelable x 1878 g CO2/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
CO_2 non biogénique	48 017,09	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel x 1878 g CO2/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
CH_4	25,06	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel x 0,037 g CH4/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
N_2O	2,51	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel x 0,033 g N2O/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000

Élément de calcul	Valeur	Unité	Hypothèses de calculs et sources information
CO_2e non biogénique	49 390,20	tonnes/an	Calculée selon la formule suivante: E_CO2 non biogénique + 25*E_CH4 + 298*E_N2O (utilisant les Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) de l'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial)

Tableau 3 Émissions des GES annuelles associées des turbines alimentées par du GNR à 0 % (scénario 3)

Élément de calcul	Valeur	Unité	Hypothèses de calculs et sources information
Intrants			
Consommation horaire de gaz naturel par turbine GE 7F.03	87 028	lbs/h	Cas 9, Consommation totale de combustible à l'entrée de l'installation T67_Bécancour - 1x0 7F.03 B&V Emission Estimate_REV1_2025-05-30.pdf
Densité de gaz naturel	0,707	kg/m³	Aux conditions de référence, soit 20 °C et 101,325 kPa
Heures d'opération en mode continu par an par turbine	360	h/an	Le nombre total d'heures au cours d'une année
Heures d'opération en mode démarrage par an par turbine	220	h/an	Sur la base d'une séquence de démarrage de 77 minutes multipliée par le nombre de démarrages par an (100) et convertie en heures et 100 séquences d'arrêts de 55 minutes chacun
Taux de consommation de gaz naturel renouvelable en mode de démarrage par turbine	0	m³/h	Taux de consommation de gaz naturel tiré de la modélisation atmosphérique, aux conditions de référence, soit 20 °C et 101,325 kPa (0% GNR,100% gaz naturel)
Taux de consommation de gaz naturel renouvelable en mode continu par turbine	0	m³/h	Consommation horaire (lbs/h) convertie en m3/h aux conditions de référence, soit 20 °C et 101,325 kPa (0% GNR,100% gaz naturel)
Taux de consommation de gaz naturel fossile en mode de démarrage par turbine	24 853	m³/h	Taux de consommation de gaz naturel tiré de la modélisation atmosphérique, aux conditions de référence, soit 20 °C et 101,325 kPa (0% GNR,100% gaz naturel)
Taux de consommation de gaz naturel fossile en mode continu par turbine	55 835	m³/h	Consommation horaire (lbs/h) convertie en m3/h aux conditions de référence, soit 20 °C et 101,325 kPa (0% GNR,100% gaz naturel)

Élément de calcul	Valeur	Unité	Hypothèses de calculs et sources information
Total du gaz naturel renouvelable consommé pour les deux turbines GE 7F.03	0	m³/an	Produit des taux de consommation horaire par le nombre d'heure en opération continue et en démarrage (0% GNR,100% gaz naturel)
Total du gaz naturel fossile consommé pour les deux turbines GE 7F.03	51 136 410	m³/an	Produit des taux de consommation horaire par le nombre d'heure en opération continue et en démarrage (0% GNR,100% gaz naturel)
Facteurs de conversion			
Facteurs d'émission (QC) – CO_2	1 878	g/m³	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-4
Facteurs d'émission (QC) – CH_4	0,490	g/m³	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-7
Facteurs d'émission (QC) – N_2O	0,049	g/m³	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-7
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - CO_2	1		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - CH_4	25		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - N_2O	298		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Émissions calculées			
CO_2 biogénique	0,00	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel renouvelable x 1878 g CO2/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
CO_2 non biogénique	96 034,18	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel x 1878 g CO2/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
CH_4	25,06	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel x 0,037 g CH4/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
N_2O	2,51	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel x 0,033 g N2O/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000

Élément de calcul	Valeur	Unité	Hypothèses de calculs et sources information
CO_2e non biogénique	97 407,29	tonnes/an	Calculée selon la formule suivante: E_CO2 non biogénique + 25*E_CH4 + 298*E_N2O (utilisant les Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) de l'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial)

4.2.2 Calcul des émissions provenant du gaz naturel consommé par les chaudières auxiliaires

Il y a deux chaudières auxiliaires existantes sur le site qui fonctionnent indépendamment des turbines. Elles produisent de la vapeur pour un client situé dans le parc industriel de Bécancour à partir de la combustion du gaz naturel. Afin d'estimer les émissions de GES associés avec leur opération, WSP a utilisé la consommation totale autorisée au certificat d'autorisation de 2017 (Ref. : 401635680) liée à la production maximale de vapeur. Il est à noter que selon les niveaux réels d'utilisation des chaudières auxiliaires, leurs émissions moyennes des dernières années se situent en deçà de 50% des émissions présentées ici pour des fins d'évaluation environnementale.

La puissance nominale de 93 MW est utilisée pour déterminer les facteurs d'émission à considérer pour les chaudières. Les émissions de CO_2 ont été déterminés en utilisant le protocole RDOCECA QC.1.3.1dans l'annexe A.2 pour la combustion au moyen d'équipements fixes du Tableau 1-4. Les émissions de CH_4 et N_2O ont été déterminés en utilisant le protocole RDOCECA QC.1.4.4 dans l'annexe A.2 pour la combustion au moyen d'équipements fixes du Tableau 1-7 pour un usage industriel, et les facteurs de potentiel de réchauffement planétaire (PRP) ont été pris de l'annexe A-1 de RDOCECA.

En utilisant les facteurs d'émissions du protocole 1 du RDOCECA, les quantités de CO_2 biogénique, sont estimées à 0,0 tonnes/an (à cause de l'utilisation de gaz naturel fossile). Les émissions de CO_2 non biogénique, CH_4 et N_2O sont respectivement estimées à 131 445,1 tonnes/an, 2,6 tonne/an et 2,3 tonne/an respectivement, soit une valeur CO_2e de 132 198,2 tonnes/an. Le Tableau 4 présente les détails de ce calcul.

Tableau 4 Émissions des GES annuelles associées des chaudières auxiliaires

Élément de calcul	Valeur	Unité	Hypothèses de calculs et sources information
Intrants			
Total du gaz naturel consommé en GJ/an pour les deux chaudières	2 625 000	GJ/an	Consommation totale autorisée au Certificat d'autorisation de 2017 (Ref. : 401635680) (TransCanada Energy, 2017)
Potentiel calorifique du gaz naturel	37,89	MJ/m^3	Facteur d'émission et de conversion Transition Énergie Québec
Total du gaz naturel consommé en m^3/an pour les deux chaudières	69 992 082	m^3/an	Conversion en volume pour fins de calculs
Facteurs de conversion			
Facteurs d'émission (QC) – CO_2	1878	g/m^3	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-4
Facteurs d'émission (QC) – CH_4	0,037	g/m^3	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-7
Facteurs d'émission (QC) – N_2O	0,033	g/m^3	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-7

Élément de calcul	Valeur	Unité	Hypothèses de calculs et sources information
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - CO_2	1		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - CH_4	25		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - N_2O	298		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Émissions calculées			
CO_2 biogénique	0,00	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel renouvelable x 1878 g CO_2/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
CO_2 non biogénique	131 445,13	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel x 1878 g CO_2/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
CH_4	2,59	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel x 0,037 g CH_4/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
N_2O	2,31	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel x 0,033 g N_2O/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
CO_2e non biogénique	132 198,18	tonnes/an	Calculée selon la formule suivante: E_CO_2 non biogénique + 25*E_CH_4 + 298*E_N_2O (utilisant les Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) de l'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial)

4.2.3 Calcul des émissions dues au système de chauffage alimenté au gaz naturel

Un système de chauffage fonctionnant au gaz naturel assure le maintien de la température et de la qualité de l'air à l'intérieur des bâtiments de la centrale. Ce système comprend plusieurs types d'équipements, notamment :

- Huit unités de compensation d'air.
- Neuf systèmes de chauffage, ventilation et climatisation (HVAC).
- Trente-huit aérothermes.

En se basant sur la consommation réelle du site en 2024, sur la base des données partagées par le Client aux conditions de référence, soit 20 °C et 101,325 kPa, la consommation totale de gaz naturel a été estimée à 591 793,0 m³/an.

Les émissions de CO_2 ont été déterminés en utilisant le protocole RDOCECA QC.1.3.1dans l'annexe A.2 pour la combustion au moyen d'équipements fixes du Tableau 1-4. Les émissions de CH_4 et N_2O ont été déterminés en utilisant le protocole RDOCECA QC.1.4.4 dans l'annexe A.2 pour la combustion au moyen d'équipements fixes du

Tableau 1-7 pour un usage industriel, et les facteurs de potentiel de réchauffement planétaire (PRP) ont été pris de l'annexe A-1 de RDOCECA. En utilisant les facteurs d'émissions tels que fournis dans aux Tableaux 1-4 et 1-7 dans RDOCECA, les quantités de CO2 biogénique, CO2 non biogénique, CH4 et N2O ont été estimées. Le Tableau 5 présente les détails de ce calcul et les émissions en résultant.

Tableau 5 Émissions des GES annuelles associées du système de chauffage

Élément de calcul	Valeur	Unité	Hypothèses de calculs et sources information
Intrants			
Total gaz naturel consommé	591 793,0	m³/an	Sur la base des données partagées par le Client aux conditions de référence, soit 20 °C et 101,325 kPa pour 2024
Facteurs de conversion			
Facteurs d'émission (QC) – CO_2	1878	g/m³	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-4
Facteurs d'émission (QC) – CH_4	0,037	g/m³	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-7
Facteurs d'émission (QC) – N_2O	0,033	g/m³	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-7
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - CO_2	1		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - CH_4	25		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - N_2O	298		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Émissions calculées			
CO_2 biogénique	0,00	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel renouvelable x 1878 g CO_2/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
CO_2 non biogénique	1111,39	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel x 1878 g CO_2/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
CH_4	0,02	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel x 0,037 g CH_4/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
N_2O	0,02	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel x 0,033 g N_2O/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000

Élément de calcul	Valeur	Unité	Hypothèses de calculs et sources information
CO_2e non biogénique	1117,75	tonnes/an	Calculée selon la formule suivante: E_CO_2 non biogénique + 25*E_CH_4 + 298*E_N_2O (utilisant les Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) de l'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial)

4.2.4 Calcul des émissions provenant de la pompe à incendie et de la génératrice d'urgence alimentées au diésel

Une génératrice d'urgence d'une puissance de 846 KW (1135 HP) fonctionnant au diesel est utilisée en cas de délestage de la centrale afin de maintenir opérationnelles les composantes critiques. Elle est testée une fois par mois pendant deux heures, avec une puissance de 225 à 250 kW.

De plus, une pompe à incendie d'une puissance de 156 KW (210 HP) fonctionnant au diesel est utilisée pour alimenter le réseau d'eau d'incendie, le cas échéant. Cette pompe est mise en marche une fois par semaine pendant 30 minutes afin de s'assurer de son bon fonctionnement.

Dans les deux cas, la consommation de combustible a été estimée à partir de la puissance nominale. Cette approche est considérée comme conservatrice, car elle suppose que l'équipement fonctionne à pleine capacité, ce qui entraîne généralement une surestimation de la consommation réelle[3]. Dans ce cas, la consommation de diesel est exprimée en unités d'énergie, car les facteurs d'émission sont également exprimés en unités d'énergie. Pour la génératrice d'urgence, la consommation de diesel est évaluée à 3,05 GJ/h, tandis que celle associée à la pompe à incendie est de 0,56 GJ/h.

Pour ces deux équipements, les facteurs d'émissions (t/an) pour le CO_2, CH_4 et N_2O ont été estimés suivant la méthode QC. 1 pour la combustion stationnaire proposée par RDOCECA, en utilisant les facteurs d'émissions dans le Tableau 1-3 pour le diesel.

Le nombre total d'heures de fonctionnement utilisé dans les calculs est de 26 heures par an pour la pompe à incendie et de 24 heures par an pour la génératrice d'urgence.

Pour l'opération de la génératrice d'urgence, les quantités de CO_2, CH_4 et N_2O sont présentées au tableau 4 ainsi que le détail du calcul.

Pour l'opération de la pompe à incendie, les quantités de CO_2, CH_4 et N_2O sont présentées au tableau 5 ainsi que le détail du calcul.

[3] U.S. Environmental Protection Agency. (2015). *Fuel and carbon dioxide emissions savings calculation methodology for combined heat and power systems*. https://www.epa.gov/sites/default/files/2015-07/documents/fuel_and_carbon_dioxide_emissions_savings_calculation_methodology_for_combined_heat_and_power_systems.pdf

Tableau 6 Émissions des GES annuelles associées avec la génératrice d'urgence

Élément de calcul	Valeur	Unité	Hypothèses de calculs et sources information
Intrants			
Puissance	846,00	KW	Intrant du client (puissance nominale)
Consommation de diesel par heure	3,05	GJ/h	Calculée à partir de la puissance maximale (1 KW = 1 KJ/s) et convertie en taux de consommation d'énergie
Heures d'opération par année	24,00	h/an	Intrant du client
Consommation de diesel par année	73,09	GJ/an	Produit de la consommation horaire par le nombre d'heures d'opération par an
Facteurs de conversion			
Facteurs d'émission (QC) – CO_2	69,53	kg/GJ	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-3
Facteurs d'émission (QC) – CH_4	3,47	g/GJ	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-3
Facteurs d'émission (QC) – N_2O	10,44	g/GJ	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-3
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - CO_2	1		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - CH_4	25		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - N_2O	298		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Émissions calculées			
CO_2 biogénique	0	tonnes/an	Non applicable

Élément de calcul	Valeur	Unité	Hypothèses de calculs et sources information
CO_2 non biogénique	5,08	tonnes/an	Total de GJ/an de diesel x 69,53 kg CO_2/GJ de diesel ÷ 1000
CH_4	0,00	tonnes/an	Total de GJ/an de diesel x 3,47 g CH_4/GJ de diesel ÷ 1000 000
N_2O	0,00	tonnes/an	Total de GJ/an de diesel x 10,44 g N_2O/GJ de diesel ÷ 1000 000
CO_2e non biogénique	5,32	tonnes/an	Calculée selon la formule suivante: E_CO_2 non biogénique + 25*E_CH_4 + 298*E_N_2O (utilisant les Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) de l'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial)

Tableau 7 Émissions des GES annuelles associées avec la pompe à incendie

Élément de calcul	Valeur	Unité	Hypothèses de calculs et sources information
Intrants			
Puissance	156,00	kW	Intrant du Client (puissance nominale)
Consommation de diesel par heure	0,56	GJ/h	Calculée à partir de la puissance maximale (1 KW = 1 KJ/s) et convertie en taux de consommation d'énergie
Heures d'opération par année	26,00	h/an	Intrant du Client
Consommation de diesel par année	14,60	GJ/an	Produit de la consommation horaire par le nombre d'heure d'opération par an
Facteurs de conversion			
Facteurs d'émission (QC) – CO_2	69,53	kg/GJ	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-3
Facteurs d'émission (QC) – CH_4	3,47	g/GJ	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-3
Facteurs d'émission (QC) – N_2O	10,44	g/GJ	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-3

Élément de calcul	Valeur	Unité	Hypothèses de calculs et sources information
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - CO_2	1		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - CH_4	25		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) - N_2O	298		L'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial
Émissions calculées			
CO_2 biogénique	0	tonne/an	Non applicable
CO_2 non biogénique	1,02	tonne/an	Total de GJ/an de diesel x 69,53 kg CO_2/GJ de diesel ÷ 1000
CH_4	0,00	tonne/an	Total de GJ/an de diesel x 3,47 g CH_4/GJ de diesel ÷ 1000 000
N_2O	0,00	tonne/an	Total de GJ/an de diesel x 10,44 g N_2O/GJ de diesel ÷ 1000 000
CO_2e non biogénique	1,06	tonne/an	Calculée selon la formule suivante: E_CO_2 non biogénique + 25*E_CH_4 + 298*E_N_2O (utilisant les Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) de l'annexe A-1 p. 27 RDOCECA -provincial)

4.3 SOMMAIRE DES ÉMISSIONS DE GES

Étant donné qu'il existe trois scénarios d'alimentation pour les turbines, les émissions totales de GES du projet varient - en particulier les quantités de CO_2 biogénique et de CO_2 non biogénique, ainsi que le CO_2 non biogénique équivalent (CO_2e) qui en résulte.

Les tableaux suivants présentent les émissions totales de GES du projet, telles qu'estimées dans les sections précédentes, pour chaque équipement selon le scénario opérationnel et le scénario d'alimentation en gaz naturel renouvelable.

Le Tableau 8 présente les émissions totales de GES pour le scénario d'alimentation à 100 % en GNR, tandis que les tableaux Tableau 9 et Tableau 10 présentent respectivement les émissions totales de GES pour les scénarios d'alimentation à 50 % et à 0 % de GNR (c'est-à-dire 100 % de gaz naturel d'origine fossile).

Tableau 8 **Émissions totales de GES calculées pour tout le projet, avec turbines alimentées par du GNR à 100% (scénario 1)**

ÉMISSIONS GES ASSUJETTIES AU RDOCECA (t/a) Scénario 1							
Polluant	**No. CAS**	**Sources**					
		Turbines à gaz	Chaudières	Système de chauffage	Pompe à incendie	Génératrice d'urgence	TOTAL (tonnes/an)
CO_2 biogénique	124-38-9	96 034,2	0,0	0,0	0	0	96 034,2
CO_2 non biogénique	124-38-9	0,0	131 445,1	1 111,4	1,0	5,1	132 562,6
CH_4	74-82-8	25,1	2,6	0,0	5,07E-05	0,0	27,7
N_2O	10024-97-2	2,5	2,3	0,0	1,52E-04	0,0	4,8
CO_2e non biogénique	**124-38-9**	**1 373,1**	**132 198,2**	**1 117,8**	**1.1**	**5.3**	**134 695,4**

Tableau 9 **Émissions totales de GES calculées pour tout le projet, avec turbines alimentées par du GNR à 50% (scénario 2)**

ÉMISSIONS GES ASSUJETTIES AU RDOCECA (t/a) Scénario 2							
Polluant	**No. CAS**	**Sources**					
		Turbines à gaz	Chaudières	Système de chauffage	Pompe à incendie	Génératrice d'urgence	TOTAL (tonnes/an)
CO_2 biogénique	124-38-9	48 017,1	0,0	0,0	0	0	48 017,1
CO_2 non biogénique	124-38-9	48 017,1	131 445,1	1 111,4	1,0	5,1	180 573,6
CH_4	74-82-8	25.1	2,6	0,0	5,07E-05	0,0	27,7
N_2O	10024-97-2	2,5	2,3	0,0	1,52E-04	0,0	4,8
CO_2e non biogénique	**124-38-9**	**49 390,2**	**132 198,2**	**1 117,8**	**1,1**	**5,3**	**182 712,5**

Tableau 10 Émissions totales de GES calculées pour tout le projet, avec turbines alimentées par du GNR à 0% (scénario 3)

ÉMISSIONS GES ASSUJETTIES AU RDOCECA (t/a) Scénario 3							
Polluant	**No. CAS**	**Sources**					
		Turbines à gaz	Chaudières	Système de chauffage	Pompe à incendie	Génératrice d'urgence	TOTAL (tonnes/an)
CO_2 biogénique	124-38-9	0,0	0,0	0,0	0	0	0,0
CO_2 non biogénique	124-38-9	96 034,2	131 445,1	1 111,4	1,0	5,1	228 596,8
CH_4	74-82-8	25,1	2,6	0,0	5,07E-05	0,0	27,7
N_2O	10024-97-2	2,5	2,3	0,0	1,52E-04	0,0	4,8
CO_2e non biogénique	**124-38-9**	**97 407,3**	**132 198,2**	**1 117,8**	**1,1**	**5,3**	**230 729,6**

Ces estimations sont comparables à ceux d'autres études mesurant les émissions de turbines de configuration similaire[4].

Selon l'*Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2022 et leur évolution depuis 1990*, la province du Québec a émis 79,3 Mt de CO_2éq en 2022.

Pour le scénario 1 (alimentation des turbines avec 100 % de GNR), les émissions totales du projet représentent environ 0,17 % des émissions de GES du Québec en 2022.

Pour le scénario 2 (alimentation des turbines avec 50 % de GNR et 50 % de gaz naturel fossile), cette proportion augmente à 0,23 %.

Enfin, pour le scénario 3 (alimentation des turbines avec 100 % de gaz naturel d'origine fossile), les émissions du projet correspondent à 0,29 % des émissions québécoises de 2022.

Il convient de souligner que, même si trois scénarios d'alimentation ont été proposés dans le cadre de l'évaluation environnementale des gaz à effet de serre, la demande de modification du décret reposera sur le scénario impliquant 100 % de GNR.

[4] Jaeger, H. (2023, December 6). *Carbon capture retrofit of F-Class NGCC plant*. Gas Turbine World. https://gasturbineworld.com/carbon-capture-retrofit-of-f-class-ngcc-plant/

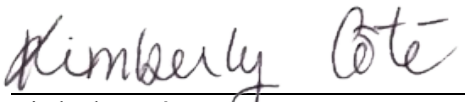
4.4 MESURES DE RÉDUCTION DE GES PRÉVUES

Afin de limiter les émissions de gaz à effet de serre, TransCanada Énergie prévoit les mesures suivantes :

- Exploitation de turbines à gaz avec du gaz naturel renouvelable (GNR) : Acquisition de gaz naturel renouvelable pour alimenter les turbines, réduisant ainsi les émissions de CO_2 non biogéniques et favorisant le CO_2 biogénique, qui a un impact environnemental moindre.
- Installation d'un système de réduction catalytique sélective (SCR) adapté : la technologie SCR permet de convertir chimiquement les oxydes d'azote (NO_x) présents dans les gaz d'échappement en azote et en vapeur d'eau, améliorant ainsi les performances globales en matière d'émissions.
- Entretien régulier des équipements : Effectuant un entretien régulier, afin de garantir une efficacité de combustion optimale et de maintenir les niveaux d'émissions estimés.

Ensemble, ces mesures permettront de limiter l'empreinte environnementale de la centrale, tout en assurant la conformité aux normes de qualité de l'air en vigueur.

PRÉPARÉ PAR



29 mai 2026

Kimberly Côté, B. Env.
Professionnelle – Gestion environnementale

Date

RÉVISÉ PAR

29 mai 2026

Jean-Francois Bélanger, ing. (OIQ #5089018)
Directeur de projet - Gestion environnementale et risques

Date

5 BIBLIOGRAPHIE

- Environnement et changements climatiques Canada, Rapport d'inventaire national 1990-2022.
- Greenhouse Gas Protocol (s.d.). https://ghgprotocol.org/
- Guide de quantification des émissions de gaz à l'effet de serre (décembre 2022). MELCCFP. https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/ges/guide-quantification/guide-quantification-ges.pdf
- Jaeger, H. (2023, December 6). Carbon capture retrofit of F-Class NGCC plant. Gas Turbine World. https://gasturbineworld.com/carbon-capture-retrofit-of-f-class-ngcc-plant/
- Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère. RDOCECA, c. Q-2, r.15. https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/rc/Q-2,%20r.%2015
- TRANSCANADA ENERGY. 2017. Demande de modification du certificat d'autorisation d'exploitation des chaudières auxiliaires en continu Réf. 7610-17-01-02560-15 (401 086 106). Centrale de Cogénération de Bécancour. 14 juillet 2017. 31 pages et annexes.
- World Resources Institute and World Business Council for Sustainable Development. (2004, March). The Greenhouse Gas Protocol: A Corporate Accounting and Reporting Standard World Resources Institute. Greenhouse Gas Protocol. https://ghgprotocol.org/corporate-standard

WSP CANADA INC.
11E ÉTAGE
1600, BOULEVARD RENÉ-LÉVESQUE OUEST
MONTRÉAL (QUÉBEC) H3H 1P9
CANADA

TÉLÉPHONE : +1-514-340-0046
TÉLÉCOPIEUR : +1-438-843-8111

WSP.COM

ANNEXE A

Scénarios pour le fonctionnement des turbines à gaz dans diverses conditions météorologiques (18 cas)

TCE Bécancour: Conversion 1x0 GE 7F.03

B&V Project Number 422041
PRELIMINARY ESTIMATES
Estimated Performance Summary (Rev. 1)
May 30, 2025

	UNITS	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 4	CASE 5	CASE 6	CASE 7	CASE 8	CASE 9	CASE 10	CASE 11	CASE 12	CASE 13	CASE 14	CASE 15
CASE DESCRIPTION		**-25.1 F/68.5% RH**	**17.2 F/70% RH**	**23 F/70.6% RH**	**35.7 F/77.3% RH**	**44.4 F/74.1% RH**	**60.6 F/76.9% RH**	**73.9 F/70.1% RH**	**92.1 F/43.5% RH**	**-25.1 F/68.5% RH**	**-25.1 F/68.5% RH**	**17.2 F/70% RH**	**23 F/70.6% RH**	**35.7 F/77.3% RH**	**44.4 F/74.1% RH**	**60.6 F/76.9% RH**
CYCLE CONFIGURATION		**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**
Cycle Configuration	-	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle
CTGs in Operation	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CTG Model	-	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3
CTG Fuel Type	-	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas
Load	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Evaporative Cooler Status	on/off	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
AMBIENT CONDITIONS																
Barometric Pressure	psia	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67
Dry-Bulb Temperature	F	-25.1	17.2	23.0	35.7	44.4	60.6	73.9	92.1	-25.1	-25.1	17.2	23.0	35.7	44.4	60.6
Relative Humidity	%	68.5	70.0	70.6	77.3	74.1	76.9	70.1	43.5	68.5	68.5	70.0	70.6	77.3	74.1	76.9
PLANT PERFORMANCE	**UNITS**	**CASE 1**	**CASE 2**	**CASE 3**	**CASE 4**	**CASE 5**	**CASE 6**	**CASE 7**	**CASE 8**	**CASE 9**	**CASE 10**	**CASE 11**	**CASE 12**	**CASE 13**	**CASE 14**	**CASE 15**
CTG PERFORMANCE PER UNIT																
Gross CTG Output	kW	195,621	189,451	186,540	179,804	182,514	173,865	166,279	154,375	197,000	195,621	189,451	186,540	179,804	182,514	173,865
CTG Heat Consumption (LHV)	MBtu/h	1,780	1,737	1,714	1,664	1,673	1,611	1,558	1,476	1,792	1,780	1,737	1,714	1,664	1,673	1,611
CTG Heat Consumption (HHV)	MBtu/h	1,973	1,926	1,901	1,844	1,854	1,786	1,728	1,636	1,987	1,973	1,926	1,901	1,844	1,854	1,786
Gross CTG Heat Rate (LHV)	Btu/kWh	9,098	9,170	9,191	9,253	9,165	9,268	9,372	9,561	9,098	9,098	9,170	9,191	9,253	9,165	9,268
Gross CTG Heat Rate (HHV)	Btu/kWh	10,086	10,166	10,189	10,258	10,160	10,275	10,390	10,599	10,086	10,086	10,166	10,189	10,258	10,160	10,275
Exhaust Flow	kpph	3,883	3,793	3,757	3,672	3,696	3,580	3,462	3,304	3,911	3,883	3,793	3,757	3,672	3,696	3,580
Exhaust Temperature (Degraded Estimate)	F	1,056	1,094	1,097	1,103	1,103	1,114	1,129	1,147	1,056	1,088	1,126	1,129	1,135	1,135	1,146
DILUTION AIR																
Dilution Air Flow	kpph	1,035	1,267	1,276	1,300	1,320	1,366	1,419	1,478	1,043	1,199	1,437	1,445	1,468	1,491	1,536
STACK																
Stack Exhaust Flow	kpph	4,919	5,061	5,033	4,972	5,016	4,946	4,881	4,782	4,953	5,083	5,230	5,202	5,140	5,187	5,116
Stack Exhaust Temperature	F	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
STACK EXHAUST COMPOSITION																
Nitrogen, N2	mol %	75.7	75.7	75.7	75.5	75.4	75.0	74.5	74.4	75.7	75.8	75.8	75.8	75.6	75.5	75.0
Oxygen, O2	mol %	14.3	14.6	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.9	14.3	14.5	14.8	14.9	14.9	14.9	14.9
Carbon Dioxide, CO2	mol %	3.1	2.9	2.9	2.8	2.8	2.7	2.7	2.6	3.1	3.0	2.8	2.8	2.7	2.7	2.7
Sulfur Dioxide, SO2	mol %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Water, H2O	mol %	6.0	5.8	5.9	6.0	6.2	6.7	7.1	7.2	6.0	5.8	5.7	5.7	5.8	6.0	6.5
Argon, Ar	mol %	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
GROSS PLANT PERFORMANCE (One of Two CTG Basis)																
Gross Plant Output	kW	195,621	189,451	186,540	179,804	182,514	173,865	166,279	154,375	197,000	195,621	189,451	186,540	179,804	182,514	173,865
Gross Plant Heat Rate (LHV)	Btu/kWh	9,098	9,170	9,191	9,253	9,165	9,268	9,372	9,561	9,098	9,098	9,170	9,191	9,253	9,165	9,268
Gross Plant Heat Rate (HHV)	Btu/kWh	10,086	10,166	10,189	10,258	10,160	10,275	10,390	10,599	10,086	10,086	10,166	10,189	10,258	10,160	10,275
TOTAL AUXILIARY POWER SUMMARY (One of Two CTG Basis)																
Total Auxiliary Power & Losses	kW	3,528	3,931	3,936	3,950	4,042	4,090	4,146	4,187	3,553	3,748	4,196	4,203	4,221	4,327	4,380
Total Auxiliary Power & Losses (percent of Gross Output)	%	1.8%	2.1%	2.1%	2.2%	2.2%	2.4%	2.5%	2.7%	1.8%	1.9%	2.2%	2.3%	2.3%	2.4%	2.5%
NET PLANT PERFORMANCE (One of Two CTG Basis)																
Net Plant Output	kW	192,093	185,521	182,605	175,854	178,471	169,775	162,133	150,187	193,447	191,873	185,256	182,338	175,582	178,187	169,485
Total Plant Heat Input (LHV)	MBtu/h	1,780	1,737	1,714	1,664	1,673	1,611	1,558	1,476	1,792	1,780	1,737	1,714	1,664	1,673	1,611
Total Plant Heat Input (HHV)	MBtu/h	1,973	1,926	1,901	1,844	1,854	1,786	1,728	1,636	1,987	1,973	1,926	1,901	1,844	1,854	1,786
Total Plant Fuel Flow	lb/h	86,419	84,352	83,246	80,786	81,223	78,244	75,670	71,665	87,028	86,419	84,352	83,246	80,786	81,223	78,244
Net Plant Heat Rate (LHV)	Btu/kWh	9,265	9,364	9,389	9,461	9,373	9,491	9,612	9,827	9,265	9,276	9,377	9,402	9,476	9,388	9,508
Net Plant Heat Rate (HHV)	Btu/kWh	10,271	10,381	10,408	10,489	10,391	10,522	10,656	10,895	10,271	10,283	10,396	10,424	10,505	10,407	10,540
Net Plant Efficiency (LHV)	%	36.8%	36.4%	36.3%	36.1%	36.4%	35.9%	35.5%	34.7%	36.8%	36.8%	36.4%	36.3%	36.0%	36.3%	35.9%
Net Plant Efficiency (HHV)	%	33.2%	32.9%	32.8%	32.5%	32.8%	32.4%	32.0%	31.3%	33.2%	33.2%	32.8%	32.7%	32.5%	32.8%	32.4%
FUEL CONSUMPTION (One of Two CTG Basis)																
Total Plant Heat Input (LHV)	MBtu/h	1,780	1,737	1,714	1,664	1,673	1,611	1,558	1,476	1,792	1,780	1,737	1,714	1,664	1,673	1,611
Total Plant Heat Input (HHV)	MBtu/h	1,973	1,926	1,901	1,844	1,854	1,786	1,728	1,636	1,987	1,973	1,926	1,901	1,844	1,854	1,786
Total Plant Fuel Flow	lb/h	86,419	84,352	83,246	80,786	81,223	78,244	75,670	71,665	87,028	86,419	84,352	83,246	80,786	81,223	78,244
EMISSIONS	**UNITS**	**CASE 1**	**CASE 2**	**CASE 3**	**CASE 4**	**CASE 5**	**CASE 6**	**CASE 7**	**CASE 8**	**CASE 9**	**CASE 10**	**CASE 11**	**CASE 12**	**CASE 13**	**CASE 14**	**CASE 15**
EMISSIONS PER CTG																
NOx	ppmvd @15% O2	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
NOx	lb/hr	64.5	62.9	62.1	60.3	60.6	58.4	56.4	53.5	64.9	64.5	62.9	62.1	60.3	60.6	58.4
CO	ppmvd @15% O2	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.3	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.4
CO	ppmvd	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
CO	lb/hr	31.8	31.0	30.7	30.0	30.1	29.1	28.0	26.7	32.0	31.8	31.0	30.7	30.0	30.1	29.1
UHC	ppmvd @15% O2	6.2	6.2	6.2	6.3	6.3	6.3	6.3	6.4	6.2	6.2	6.2	6.2	6.3	6.3	6.3
UHC	ppmvw	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
UHC as CH4	lb/hr	15.3	15.0	14.8	14.5	14.6	14.2	13.7	13.1	15.4	15.3	15.0	14.8	14.5	14.6	14.2
VOC	ppmvd @15% O2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3
VOC	ppmvw	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
VOC as CH4	lb/hr	3.1	3.0	3.0	2.9	2.9	2.8	2.7	2.6	3.1	3.1	3.0	3.0	2.9	2.9	2.8
SO_2	lb/hr	2.2	2.1	2.1	2.0	2.1	2.0	1.9	1.8	2.2	2.2	2.1	2.1	2.0	2.1	2.0
CO2	lb/hr	229,804	224,325	221,374	214,841	216,000	208,070	201,220	190,577	231,438	229,804	224,325	221,374	214,841	216,000	208,070
PM 2.5/10 (Front Half Only)	lb/hr	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
PM 2.5/10 (Total)	lb/hr	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
EMISSIONS PER STACK																
NOx	ppmvd @15% O2	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
NOx	lb/hr	28.7	28.0	27.6	26.8	26.9	25.9	25.1	23.8	28.9	28.7	28.0	27.6	26.8	26.9	25.9
CO	ppmvd @15% O2	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.3	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.4
CO	ppmvd	7.0	6.6	6.6	6.5	6.5	6.4	6.3	6.1	7.0	6.8	6.4	6.4	6.3	6.3	6.2
CO	lb/hr	31.8	31.0	30.7	30.0	30.1	29.1	28.0	26.7	32.0	31.8	31.0	30.7	30.0	30.1	29.1
UHC as CH4	ppmvd @15% O2	6.2	6.2	6.2	6.3	6.3	6.3	6.3	6.4	6.2	6.2	6.2	6.2	6.3	6.3	6.3
UHC	ppmvw	5.5	5.3	5.2	5.2	5.2	5.1	5.0	4.9	5.5	5.4	5.1	5.1	5.0	5.0	4.9
UHC	lb/hr	15.3	15.0	14.8	14.5	14.6	14.2	13.7	13.1	15.4	15.3	15.0	14.8	14.5	14.6	14.2
VOC	ppmvd @15% O2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3
VOC	ppmvw	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
VOC as CH4	lb/hr	3.1	3.0	3.0	2.9	2.9	2.8	2.7	2.6	3.1	3.1	3.0	3.0	2.9	2.9	2.8
SO_2	lb/hr	2.2	2.1	2.1	2.0	2.1	2.0	1.9	1.8	2.2	2.2	2.1	2.1	2.0	2.1	2.0
SO3	lb/hr	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Sulfur Mist	lb/hr	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5
CO2	lb/hr	229,804	224,325	221,374	214,841	216,000	208,070	201,220	190,577	231,438	229,804	224,325	221,374	214,841	216,000	208,070
PM 2.5/10 (Front Half Only)	lb/hr	4.9	4.9	4.9	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.9	4.9	4.9	4.9	4.8	4.8	4.8
PM 2.5/10 (Total)	lb/hr	9.0	9.0	9.0	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	9.0	9.0	9.0	9.0	8.9	8.9	8.9
NH3 Slip	lb/hr	13.2	12.9	12.7	12.3	12.4	11.9	11.5	10.9	13.3	13.2	12.9	12.7	12.3	12.4	11.9

Notes:

1. These results are preliminary and should not be used for permitting. No guarantees apply.
3. The emission estimates provided are per stack.
4. CTG Performance, Gross Plant Performance, and Net Plant Performance values are based on 1 CTG in operation. There are 2 CTGs total in the plant.
5. A dry ambient air composition of 0.98%, 78.03% N2, and 20.99% O2 is assumed.
6. Standard Fuel conditions are defined as 60.0 F, 14.73 psia.
7. Combustion turbine performance is based on preliminary estimated data. New and clean CTG performance is shown as provided by GE.
8. Fuel gas composition is based on the Bécancour Pre-FEED Study Project Design Basis fuel gas composition and assumes 0.39 gr sulfur per 100 scf.
9. Post combustion emissions control equipment includes an SCR with 19% aqueous ammonia.
10. Dilution flows are based on achieving an 850 F stack exit temperature.
11. For Case 9 and Case 18, performance was estimated to reflect a CTG shaft limit of 197 MW. Exhaust flow and emission rates in lb/h were adjusted to account for operation at the shaft limit.
10. For Case 10 through Case 18, dilution flows and emissions are based on estimated CTG degraded exhaust temperatures. A CTG exhaust temperature degradation of 32 degrees has been applied.
11. CO2 emissions are based on the specific fuel analysis.
12. All ppm values are based on CH4 calibration gas.

TCE Bécancour: Conversion 1x0 GE 7F.03

B&V Project Number 422041
PRELIMINARY ESTIMATES
Estimated Performance Summary (Rev. 1)
May 30, 2025

	UNITS	CASE 16	CASE 17	CASE 18
CASE DESCRIPTION		**73.9 F/70.1% RH**	**92.1 F/43.5% RH**	**-25.1 F/68.5% RH**
CYCLE CONFIGURATION		**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**
Cycle Configuration	-	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle
CTGs in Operation	-	1	1	1
CTG Model	-	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3
CTG Fuel Type	-	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas
Load	%	100%	100%	100%
Evaporative Cooler Status	on/off	N/A	N/A	N/A
AMBIENT CONDITIONS				
Barometric Pressure	psia	14.67	14.67	14.67
Dry-Bulb Temperature	F	73.9	92.1	-25.1
Relative Humidity	%	70.1	43.5	68.5
PLANT PERFORMANCE	**UNITS**	**CASE 16**	**CASE 17**	**CASE 18**
CTG PERFORMANCE PER UNIT				
Gross CTG Output	kW	166,279	154,375	197,000
CTG Heat Consumption (LHV)	MBtu/h	1,558	1,476	1,792
CTG Heat Consumption (HHV)	MBtu/h	1,728	1,636	1,987
Gross CTG Heat Rate (LHV)	Btu/kWh	9,372	9,561	9,098
Gross CTG Heat Rate (HHV)	Btu/kWh	10,390	10,599	10,086
Exhaust Flow	kpph	3,462	3,304	3,911
Exhaust Temperature (Degraded Estimate)	F	1,161	1,179	1,088
DILUTION AIR				
Dilution Air Flow	kpph	1,586	1,642	1,208
STACK				
Stack Exhaust Flow	kpph	5,048	4,946	5,119
Stack Exhaust Temperature	F	850	850	850
STACK EXHAUST COMPOSITION				
Nitrogen, N2	mol %	74.6	74.5	75.8
Oxygen, O2	mol %	14.9	15.1	14.5
Carbon Dioxide, CO2	mol %	2.6	2.5	3.0
Sulfur Dioxide, SO2	mol %	0.0	0.0	0.0
Water, H2O	mol %	7.0	7.0	5.8
Argon, Ar	mol %	0.9	0.9	0.9
GROSS PLANT PERFORMANCE (One of Two CTG Basis)				
Gross Plant Output	kW	166,279	154,375	197,000
Gross Plant Heat Rate (LHV)	Btu/kWh	9,372	9,561	9,098
Gross Plant Heat Rate (HHV)	Btu/kWh	10,390	10,599	10,086
TOTAL AUXILIARY POWER SUMMARY (One of Two CTG Basis)				
Total Auxiliary Power & Losses	kW	4,441	4,483	3,776
Total Auxiliary Power & Losses (percent of Gross Output)	%	2.7%	2.9%	1.9%
NET PLANT PERFORMANCE (One of Two CTG Basis)				
Net Plant Output	kW	161,839	149,891	193,224
Total Plant Heat Input (LHV)	MBtu/h	1,558	1,476	1,792
Total Plant Heat Input (HHV)	MBtu/h	1,728	1,636	1,987
Total Plant Fuel Flow	lb/h	75,670	71,665	87,028
Net Plant Heat Rate (LHV)	Btu/kWh	9,629	9,847	9,276
Net Plant Heat Rate (HHV)	Btu/kWh	10,675	10,916	10,283
Net Plant Efficiency (LHV)	%	35.4%	34.7%	36.8%
Net Plant Efficiency (HHV)	%	32.0%	31.3%	33.2%
FUEL CONSUMPTION (One of Two CTG Basis)				
Total Plant Heat Input (LHV)	MBtu/h	1,558	1,476	1,792
Total Plant Heat Input (HHV)	MBtu/h	1,728	1,636	1,987
Total Plant Fuel Flow	lb/h	75,670	71,665	87,028
EMISSIONS	**UNITS**	**CASE 16**	**CASE 17**	**CASE 18**
EMISSIONS PER CTG				
NOx	ppmvd @15% O2	9.0	9.0	9.0
NOx	lb/hr	56.4	53.5	64.9
CO	ppmvd @15% O2	7.4	7.4	7.3
CO	ppmvd	9.0	9.0	9.0
CO	lb/hr	28.0	26.7	32.0
UHC	ppmvd @15% O2	6.3	6.4	6.2
UHC	ppmvw	7.0	7.0	7.0
UHC as CH4	lb/hr	13.7	13.1	15.4
VOC	ppmvd @15% O2	1.3	1.3	1.2
VOC	ppmvw	1.4	1.4	1.4
VOC as CH4	lb/hr	2.7	2.6	3.1
SO_2	lb/hr	1.9	1.8	2.2
CO2	lb/hr	201,220	190,577	231,438
PM 2.5/10 (Front Half Only)	lb/hr	4.1	4.1	4.1
PM 2.5/10 (Total)	lb/hr	8.2	8.2	8.2
EMISSIONS PER STACK				
NOx	ppmvd @15% O2	4.0	4.0	4.0
NOx	lb/hr	25.1	23.8	28.9
CO	ppmvd @15% O2	7.4	7.4	7.3
CO	ppmvd	6.1	5.9	6.8
CO	lb/hr	28.0	26.7	32.0
UHC as CH4	ppmvd @15% O2	6.3	6.4	6.2
UHC	ppmvw	4.8	4.7	5.4
UHC	lb/hr	13.7	13.1	15.4
VOC	ppmvd @15% O2	1.3	1.3	1.2
VOC	ppmvw	1.0	0.9	1.1
VOC as CH4	lb/hr	2.7	2.6	3.1
SO_2	lb/hr	1.9	1.8	2.2
SO3	lb/hr	0.3	0.3	0.4
Sulfur Mist	lb/hr	0.5	0.5	0.6
CO2	lb/hr	201,220	190,577	231,438
PM 2.5/10 (Front Half Only)	lb/hr	4.8	4.8	4.9
PM 2.5/10 (Total)	lb/hr	8.9	8.9	9.0
NH3 Slip	lb/hr	11.5	10.9	13.3

Notes:

1. These results are preliminary and should not be used for permitting. No guarantees apply.
3. The emission estimates provided are per stack.
4. CTG Performance, Gross Plant Performance, and Net Plant Performance values are based on
5. A dry ambient air composition of 0.98%, 78.03% N2, and 20.99% O2 is assumed.
6. Standard Fuel conditions are defined as 60.0 F, 14.73 psia.
7. Combustion turbine performance is based on preliminary estimated data. New and clean CTI
8. Fuel gas composition is based on the Bécancour Pre-FEED Study Project Design Basis fuel gas
9. Post combustion emissions control equipment includes an SCR with 19% aqueous ammonia.
10. Dilution flows are based on achieving an 850 F stack exit temperature.
11. For Case 9 and Case 18, performance was estimated to reflect a CTG shaft limit of 197 MW.
10. For Case 10 through Case 18, dilution flows and emissions are based on estimated CTG degr
11. CO2 emissions are based on the specific fuel analysis.
12. All ppm values are based on CH4 calibration gas.

Note technique

TransCanada Énergie Ltd

Note de calcul pour la quantification des rejets thermiques pour la mise en marche de l'ACHE

Conversion de la centrale de cogénération de Bécancour en une centrale de pointe à cycle simple

Référence WSP : CA0031267.6554_009_NT_Rev0

25 mai 2026

Destinataire(s) Laurent Malépart, TC Énergie, Planificateur principal en environnement
Brad Parterson, TC Énergie, Chargé de projet
Marie Blanchette, TC Énergie, Conseillère environnement

1. Contexte

Cette note technique est préparée pour répondre à la question 5 du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les Changements Climatiques, de la Faune et de Parcs (MELCCFP) dans le cadre de la demande de modification de décret no 701-2004 du projet de Conversion de la centrale de cogénération de Bécancour en une centrale de pointe à cycle simple.

La question 5 requiert de présenter une quantification des rejets thermiques correspondants à la mise en marche de l'ACHE et d'expliquer pourquoi cette chaleur n'est pas récupérée et utilisée dans le procédé de production de vapeur afin de réduire les besoins en gaz naturel de la centrale.

2. Données de base

Le tableau suivant présente les sources de données utilisées pour les calculs. Les sources sont des documents d'ingénierie du projet, qui pourraient être rendus disponibles sur demande.

Tableau 1 Données de base et leurs sources

Item	Valeur / *value*	Source / note
Charge thermique maximale rejetée par le nouvel ACHE ***Maximum thermal load rejected by the new ACHE***	7068 kW (2 x 3534 kW)	Dessin d'atelier GE #120E2944, Rév. A, 2004-03-21 ***GE Shop dwg #120E2944, Rev. A, 2004-03-21***
Nombre d'heures d'opération annuelle des turbines à combustion ***Combustion turbines yearly operating hours***	300 h/année	Donnée de projet ***Project data***
Débit et température : eau de refroidissement – retour des turbines vers l'ACHE ***Flow and temperature: cooling water return from turbines to ACHE***	807587 kg/h 39.5 ^{0}C	Schéma d'écoulement WSP #532-FD007 Sht 02/03, Rév 02, 2025-12-05, courant #404 ***WSP flowsheet #532-FD007 Sht 02/03, Rev 02, 2025-12-05, stream #404***
Débit et température : eau d'appoint déminéralisée aux chaudières auxiliaires ***Flow and temperature: demineralized water make-up to auxiliary boilers***	24754 kg/h 10 ^{0}C	Bilan hydrique WSP #532-FD201 Sht 01, Rév 00, 2026-01-22, courant #4 ***WSP water balance #532-FD201 Sht 01, Rev 00, 2026-01-22, stream #4***
Débit et température : alimentation gaz naturel HP vers turbines à combustion ***Flow and temperature: HP natural gas feed to combustion turbines***	71902 kg/h 5 ^{0}C	Schéma d'écoulement WSP #532-FD008 Sht 01/02, Rév 02, 2025-12-05, courant #500 ***WSP flowsheet #532-FD008 Sht 01/02, Rev 02, 2025-12-05, stream #500***
Capacité thermique gaz naturel haute pression (3600 kPag) ***HP Natural gas heat capacity (3600 kPag)***	2.4 kJ/kg-^{0}C	
PCI Gaz naturel ***Natural gas LHV***	44.76 MJ/kg	Énergir
Consommation maximale de gaz naturel autorisée pour la production de vapeur (chaudières auxiliaires) ***Maximum authorized natural gas consumption for steam production (auxiliary boilers.)***	2 652 000 GJ/année	Autorisation d'exploitation des chaudières auxiliaires en continu – Programme révisé de surveillance et de suivi environnemental (2017) RÉF. : 401635680

3. Calculs d'estimation de récupération de chaleur

Considérant l'opération projetée de la centrale thermique dans le contexte du projet, 2 options peuvent théoriquement être considérées pour récupérer une partie de la chaleur rejetée à l'atmosphère par le nouvel ACHE. Les calculs et hypothèses sont présentés ci-dessous.

3.1 Option 1: Préchauffage de l'eau d'appoint déminéralisée vers les chaudières auxiliaires

3.1.1 Hypothèse *:*

- Débit d'eau d'appoint = 24754 kg/h
- Température de l'eau = 10°C
- Capacité thermique de l'eau = 4.18 kJ/kg-°C
- Hausse de température estimée de l'eau d'appoint = 20°C

3.1.2 Calcul de récupération potentielle de chaleur (Q_{net}) :

Q_{brut} = 24754 kg/h * 4.18 kJ/kg°C * 20°C ÷ 3600 = 575 kW
Énergie de pompage et perte de chaleur estimée = 10 kW
Q_{net} = 575 – 10 = **565 kW**

3.2 Option 2: Préchauffage de l'alimentation en gaz naturel vers les turbines à combustion

3.2.1 Hypothèse :

- Débit de gaz naturel vers les turbines à combustion = 71902 kg/h
- Température du gaz naturel = 5°C
- Capacité thermique du gaz naturel = 2.4 kJ/kg-°C
- Hausse de température estimée du gaz naturel = 5°C

3.2.2 Calcul de récupération potentielle de chaleur (Q_{net}) :

Q_{brut} = 71902 kg/h * 2.4 kJ/kg-°C * 5°C ÷ 3600 = 240 kW
Énergie de pompage et perte de chaleur estimée = 10 kW
Q_{net} = 240 – 10 = **230 kW**

3.3 Potentiel théorique de récupération de chaleur rejetée à l'atmosphère par le nouvel ACHE

3.3.1 Calcul:

En considérant que les 2 options présentées à la section 3.2 seraient mises en application, le total de chaleur théoriquement récupérable serait de:

565 + 230 = 795 kW

Ce qui représente 11.2% de la chaleur rejetée à l'atmosphère par l'ACHE **:**

795 kW / 7068 kW *100 = 11,2%

3.4 Économie potentielle de gaz naturel selon l'application

3.4.1 Calculs :

Charge thermique de l'ACHE théoriquement récupérable

Préchauffage eau d'appoint des chaudières auxiliaires: 565 kW @ 300 h/an = 610 GJ/année
Préchauffage du gaz naturel des turbines à combustion: 230 kW @ 300 h/an = 248 GJ/année

Total = **858 GJ/année**

Économie potentielle de gaz naturel pour production de vapeur (chaudières auxiliaires) :

Consommation annuelle de gaz naturel des chaudières (selon permis) = 2652000 GJ/année
Économie potentielle de gaz naturel = 610 / 2652000 * 100 = **0,023%**

Économie potentielle de gaz naturel pour la production d'électricité (turbines à combustion):

Consommation annuelle de gaz naturel des turbines:
71902 kg/h * 300 h/année * 0.045 GJ/kg = 970677 GJ/année
Économie potentielle de gaz naturel: 248 / 970677 *100 = **0.026%**

4. Conclusion

Tel que décrit dans ce document, seulement 11,2% de la charge thermique totale rejetée par le nouvel ACHE (7068 kW) pourrait théoriquement être récupéré dans la centrale thermique.

La récupération de la chaleur de l'ACHE et son utilisation dans le procédé de vapeur contribuerait à une économie annuelle de 0,023% de gaz naturel alimentant les chaudières auxiliaires.

La récupération de la chaleur de l'ACHE et son utilisation dans le préchauffage du gaz naturel vers les turbines à combustion contribuerait à une économie annuelle de 0,026% de gaz naturel alimentant les turbines.

D'un point de vue thermodynamique, il s'agit de chaleur de «basse qualité» qui n'est normalement pas récupérée dans les installations industrielles, étant donné la trop basse température du fluide caloriporteur qui y est associé (moyenne annuelle de 40°C avec variations saisonnières).

PRÉPARÉ PAR

Bruno Théorêt, ing. (OIQ nº 132789) Ingénieur de procédé	25 mai 2026 Date

RÉVISÉ PAR

Mary-Joyce Sheehan, ing. (OIQ nº 120642) Ingénieure de procédé	25 mai 2026 Date

c. c. : Jean-François Bélanger, WSP

WSP Canada Inc.
wsp.com

Note technique

TransCanada Énergie Ltd
Conversion de la centrale de cogénération de Bécancour en centrale de pointe à cycle simple
Modélisation des conséquences – Hydrogène et gaz naturel

Référence WSP : CA0031267.6554_008_NT_Rev1

2026-06-05

1. Introduction

WSP Canada Inc. (WSP) a été mandatée par TransCanada Énergie Ltd (TCE) pour effectuer une modélisation des conséquences pour des scénarios impliquant l'hydrogène et le gaz naturel (GN) dans le cadre du projet de cogénération de Bécancour. Le GN et l'hydrogène seront présents sur le site en quantités nécessitant une évaluation des conséquences. Cette note technique présente les résultats de quatre (4) scénarios de rejet associés à l'hydrogène et au GN.

1.1 Hydrogène

Le projet prévoit l'installation d'un maximum de six réservoirs d'hydrogène d'une capacité de 278 m³ chaque, pour une capacité totale d'entreposage sur site de 1 668 m³. Les scénarios de rejet suivants ont été évalués :

- Scénario 1 (normalisé) : la rupture catastrophique d'un réservoir d'hydrogène; et
- Scénario 2 (normalisé) : la rupture catastrophique des six réservoirs d'hydrogène.

Étant donné la présence de six réservoirs situés à proximité les uns des autres, le second scénario évalué vise à représenter le risque potentiel lié aux effets dominos. Pour les deux scénarios modélisés, les points d'effet associés aux effets dominos sont présentés.

1.2 Gaz naturel

Le projet comprend une conduite de gaz naturel destinée à alimenter les équipements sur le site. La conduite a une longueur d'environ 450 m et un diamètre de 20 cm. Le débit dans la conduite est de 7 700 m³/heure. Les scénarios suivants ont été évalués :

- Scénario 3 (normalisé) : la rupture complète de la conduite, avec un diamètre de rejet de 20 cm;
- Scénario 4 (alternatif) : une fuite dans la conduite, avec un diamètre de rejet de 2,5 cm.

Pour les deux scénarios modélisés, les points d'effet associés aux effets dominos sont présentés.

2. Méthodologie

Le modèle PHAST (Process Hazard Analysis Software Tool) version 7.2 a été utilisé pour effectuer la modélisation des conséquences liées à l'hydrogène et au gaz naturel (GN). Le modèle PHAST a été développé par DNV GL à partir d'une publication du Comité néerlandais pour la prévention des catastrophes. Les modèles analytiques inclus dans PHAST pour l'émission, la dispersion et les explosions de matières dangereuses gazeuses et liquides comprennent l'émission par écoulement et pulvérisation, l'évaporation de la nappe, la dispersion de nuage de vapeur, l'explosion de nuage de vapeur, le flux thermique des incendies (feux en chalumeau, feux de nappe et explosion de vapeur en expansion de liquide en ébullition) ainsi que la rupture de vaisseaux.

La modélisation a été réalisée en utilisant à la fois des conditions météorologiques du pire scénario et un scénario météorologique plus réaliste basé sur les conditions météorologiques locales. Une atmosphère stable (classe de stabilité F) avec un vent léger (1,5 m/s) a été considérée pour le scénario du pire cas, tandis qu'une atmosphère neutre (classe de stabilité D) avec un vent modéré (5 m/s) a été utilisée pour le scénario plus réaliste. Pour la classe de stabilité D, « D » correspond à la classe de stabilité du vent représentant une atmosphère neutre. Dans ces conditions, tout mouvement vertical existant n'est ni amplifié ni atténué (entraînant un moindre « mélange »).

Deux conditions météorologiques ont été modélisées afin de tenir compte de la sensibilité du comportement de dispersion à la stabilité atmosphérique et à la vitesse du vent. La dispersion atmosphérique est fortement influencée par ces paramètres, les conditions plus stables et les vitesses de vent plus faibles entraînant généralement un mélange atmosphérique réduit et des concentrations plus élevées au niveau du sol, tandis que des vitesses de vent plus élevées et des conditions neutres favorisent la dilution. La modélisation de plusieurs conditions permet ainsi de fournir une évaluation plus représentative des impacts potentiels et de s'assurer que la condition déterminante (pire cas) est identifiée.

Pour l'ensemble des quatre scénarios, le modèle PHAST a été exécuté en utilisant des conditions atmosphériques de 25 °C et 70 % d'humidité, afin de refléter l'humidité relative moyenne ambiante de conception. La pression atmosphérique modélisée était de 100,4 kPa.

Les types de scénarios PHAST utilisés pour l'analyse étaient la « rupture catastrophique » pour les scénarios de rejet d'hydrogène et la « fuite sur conduite courte » pour les scénarios de rejet de gaz naturel.

Le scénario de rupture catastrophique représente une défaillance structurelle soudaine et complète d'un réservoir sous pression, entraînant la libération rapide de l'ensemble de l'inventaire. Dans ce scénario, on suppose que le réservoir cède instantanément (par exemple en raison d'une défaillance mécanique, d'un impact ou de la propagation d'une fissure), ce qui entraîne une perte immédiate de confinement et une dépressurisation rapide. Le rejet est traité comme une décharge instantanée ou de très courte durée, générant un jet à forte impulsion ou un nuage en expansion qui gouverne ensuite la dispersion et, le cas échéant, les conséquences d'incendie ou d'explosion.

Le scénario de conduite courte représente un rejet à travers une longueur finie de tuyauterie raccordée à un réservoir sous pression. L'écoulement est contrôlé par la géométrie de la conduite (longueur et diamètre), ce qui entraîne un rejet variable dans le temps, régi par les restrictions d'écoulement et les effets de friction à l'intérieur de la conduite. Ce scénario est utilisé pour simuler des événements de perte de confinement plus réalistes, tels qu'une rupture de conduite, une défaillance de bride ou une fuite au niveau d'une buse, où l'inventaire en amont est libéré par un chemin d'écoulement défini plutôt que de manière instantanée.

Afin d'éviter des comportements non physiques observés dans le modèle de conduite longue de PHAST lors des phases tardives de dépressurisation dans la modélisation du gaz naturel, l'alimentation de la conduite a été représentée de manière conservatrice par un grand réservoir en amont raccordé au point de rejet par une conduite courte. Cette approche permet une représentation stable d'une source à haute pression alimentée en continu et évite les artéfacts numériques associés à l'épuisement complet d'une conduite.

2.1 Scénarios

Les paramètres utilisés pour modéliser les scénarios d'hydrogène et de gaz naturel (GN) sont résumés au tableau 1. Pour les scénarios modélisés, des rejets à une température de 298,15 K (25 °C) et à une pression atmosphérique de 100,4 kPa ont été utilisés. Les pressions d'exploitation, les températures, les volumes de substances et les conditions de rejet ont été fournis par l'équipe technique de WSP.

Tableau 1 Paramètres d'entrée de la modélisation – Hydrogène et GN

Paramètres de modélisation			Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
			Réservoir d'hydrogène unique Rupture catastrophique	**Hydrogène – six réservoirs Rupture catastrophique**	**Conduite de gaz naturel Rupture complète**	**Conduite de gaz naturel Fuite**
Substance	Matière évacuée		Hydrogène	Hydrogène	GN	GN
	Volume du réservoir (m^3)		278 (1 réservoir)	1 668 (6 réservoirs)	-	-
	Volume du réservoir (L)		278 000	1 668 000	-	-
	Débit dans la conduite (m^3/h)		-	-	7 700	7 700
	Débit dans la conduite (kg/s)		-	-	15,0	15,0
	Matière (%) [1]	Hydrogène	100		-	
		Méthane	-		95,39	
		Éthane	-		1,79	
		Propane	-		0,17	
		Butane	-		6,00	
		Pentane et plus lourds	-		0,03	
		Azote	-		1,86	
		Dioxyde de carbone	-		0,70	
	Pression du réservoir / conduite (psig)		2 400	2 400	101,5	101,5
	Température du matériau (°C)		ambiant	ambiant	-3	-3
Scénario	Type de scénario		Rupture catastrophique	Rupture catastrophique	Fuite sur conduite courte	Fuite sur conduite courte
	Taille de la fuite (cm)		s.o. [2]	s.o.	20 (rupture complète)	2,5
	Direction de l'émission		s.o.	s.o.	Horizontale	Horizontale
	Durée de la fuite (s)		s.o.	s.o.	3 600	3 600

Paramètres de modélisation		Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
		Réservoir d'hydrogène unique Rupture catastrophique	Hydrogène – six réservoirs Rupture catastrophique	Conduite de gaz naturel Rupture complète	Conduite de gaz naturel Fuite
	Taux de déchargement (kg/s)	s.o.	s.o.	12,53	0,80
	Géométrie du réservoir	Cylindre horizontal – camion-citerne		Conduite de diamètre 20 cm	
	Hauteur d'émission (m)	2,5		2,365	
	Température ambiante (ºC)	25			
	Humidité relative (%)	70			

Notes : 1 La composition du GN a été fournie à WSP sous forme de plage de valeurs. Les valeurs maximales de la plage pour les différents composants ont été sélectionnées et ajustées afin de représenter 100 % de la composition.
2 s.o. : sans objet

2.2 Limites réglementaires

Les résultats de la modélisation PHAST sont comparés à diverses limites et lignes directrices afin de déterminer les distances d'impact à partir du point de rejet ou de l'événement.

2.2.1 Seuil d'effet de l'exposition à la concentration de vapeur inflammable

Le rejet d'hydrogène ou de gaz naturel représente un risque d'incendie ou d'explosion si les conditions suivantes sont réunies :

- présence d'une substance inflammable (méthane, éthane et propane);
- présence d'un oxydant (oxygène/air);
- présence d'une source d'inflammation (étincelle/chaleur élevée).

La plage d'inflammabilité ou d'explosivité est définie par la limite inférieure d'inflammabilité (LII) et la limite supérieure d'inflammabilité (LSI). À des concentrations inférieures à la LII, le mélange est trop pauvre pour brûler, et à des concentrations supérieures à la LSI, le mélange est trop riche pour brûler. Pour les mélanges, les LII et LSI peuvent être approximées à l'aide de la règle de mélange de Le Chatelier. Ce calcul peut être effectué par PHAST en utilisant les compositions chimiques respectives. Pour cette analyse des conséquences, les LII indiquées ci-dessous ont été utilisées pour la modélisation des conséquences :

- hydrogène, LII de 40 000 ppm;

- gaz naturel, LII de 40 121 ppm.

Comme indiqué au tableau 1, le gaz naturel est principalement composé de méthane, le reste du gaz étant constitué de divers hydrocarbures et de matériaux inertes.

2.2.2 Seuil d'effet de l'exposition à la surpression

Aux fins de la planification des mesures durgence, WSP a évalué les distances atteintes pour une explosion produisant une surpression de 1 psi. Un tel événement entraînerait la démolition partielle de maisons (les rendant inhabitables avec environ 90 % des fenêtres brisées) et est considéré comme le seuil de dommages légers aux structures. Ce seuil correspond également au niveau auquel des effets irréversibles peuvent se produire et est considéré comme la zone de danger significatif pour la vie humaine.

WSP a également évalué le potentiel d'effets dominos en utilisant les distances atteintes pour une explosion produisant une surpression de 3 psi pour l'ensemble des scénarios. Ce seuil causerait des dommages aux structures en acier des bâtiments, qui seraient déformées et arrachées de leurs fondations. Ce seuil correspond également à des effets létaux, délimitant la zone de danger grave pour la vie humaine. Il inclut également des dommages aux réservoirs adjacents, pouvant entraîner des quantités de rejet plus importantes.

La modélisation dans PHAST permet de déterminer un point de terminaison à une pression spécifique. Pour la modélisation de l'hydrogène et du gaz naturel, cela correspond aux seuils de 1 psi et de 3 psi décrits ci-dessus.

2.2.3 Seuil d'effet de l'exposition au rayonnement thermique

Les effets thermiques varient selon les individus, mais ils sont quantifiés par le flux de rayonnement thermique en kW/m². WSP a évalué les distances au seuil de planification des mesures d'urgence de 5 kW/m², puisqu'à ce niveau il y a une destruction importante du verre et qu'il s'agit du seuil des effets létaux, délimitant la zone de danger pour la vie humaine (brûlures au second degré après 40 secondes).

WSP a également évalué le potentiel d'effets dominos en utilisant les distances correspondant à un seuil de 8 kW/m² pour l'ensemble des scénarios, puisqu'à ce niveau il y aurait des dommages graves aux structures et qu'il s'agit également du seuil des effets létaux, délimitant la zone de danger grave pour la vie humaine.

Comme pour la surpression, les impacts sur les réservoirs ou les infrastructures adjacents pourraient entraîner des quantités de rejet plus importantes. Les valeurs d'effet thermique sont fournies pour la modélisation de l'hydrogène et du gaz naturel.

L'utilisation des points de terminaison fondés sur la LII, la surpression et le rayonnement thermique est conforme au guide du Conseil pour la réduction des accidents industriels majeurs (CRAIM, 2024) et est acceptée par Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) pour l'évaluation des urgences environnementales.

3. Résultats de la modélisation – Hydrogène

Comme indiqué précédemment, deux scénarios ont été évalués pour les rejets d'hydrogène. Le premier (scénario 1) correspond à la rupture catastrophique d'un seul réservoir d'hydrogène de 278 m³. Le second (scénario 2) correspond à la rupture catastrophique des six réservoirs d'hydrogène, entraînant un rejet de 1 668 m³ d'hydrogène.

3.1 Seuil d'inflammabilité

Tableau 2 Distance par rapport aux seuils d'inflammabilité inférieurs au niveau du sol

Scénario	Catégorie de vent	Distance à la limite d'inflammabilité (m) [1,2]
		Hydrogène
		LII
		40 000 ppm
Scénario normalisé 1 278 m³	1,5/F	58
	5/D	**78**
Scénario normalisé 2 1 668 m³	1,5/F	112
	5/D	**151**

Notes : 1 Les résultats en gras représentent les résultats retenus pour les cartes (Annexe A).
2 Les distances pour les feux éclair sont équivalentes aux distances de la limite inférieure d'inflammabilité donc ne sont pas incluent séparément.

Les résultats du scénario normalisé 1 impliquant un réservoir de 278 m³ montrent des rayons d'impact maximaux de 58 m et 78 m pour les catégories de vent 1,5/F et 5/D, respectivement, afin d'atteindre la limite inférieure d'inflammabilité (LII) de l'hydrogène (40 000 ppm). Les résultats du second scénario normalisé, impliquant l'ensemble des six réservoirs, indiquent que la LII est atteinte à des distances de 112 m et 151 m pour les catégories de vent 1,5/F et 5/D, respectivement.

3.2 Rayonnement thermique et surpression

Le tableau 3 présente les distances jusqu'aux seuils de rayonnement thermique et de surpression.

Tableau 3 Distances au rayonnement thermique (5 kW/m²) et à l'explosion en surpression (de 1 psi)

Scénario	Type d'émission	Distance (m) [1]			
		Hydrogène			
		Rayonnement thermique (5 kW/m²)		Explosion par surpression (1 psi)	
		1,5/F	5/D	1,5/F	5/D
Scénario normalisé 1 278 m³	Boule de feu	**295**	295	s.o. [2]	s.o.
	Explosion (précose)	s.o.	s.o.	306	306
	Explosion (tardive)	s.o.	s.o.	337	**340**
Scénario normalisé 2 1 668 m³	Boule de feu	**503**	503	s.o.	s.o.
	Explosion (précose)	s.o.	s.o.	556	556
	Explosion (tardive)	s.o.	s.o.	614	**619**

Note : 1 Les résultats en gras représentent les résultats retenus pour les cartes (Annexe A).
2 s.o. : sans objet

Pour le scénario 1 (réservoir d'hydrogène de 278 m³), la distance à un rayonnement thermique de 5 kW/m² pour une boule de feu est de 295 m pour les deux catégories de vent. Pour le scénario 2 (ensemble des réservoirs d'hydrogène, 1 668 m³), la distance au rayonnement thermique de 5 kW/m² pour une boule de feu est de 503 m, pour les deux catégories de vent.

En cas d'explosion (précoce ou tardive), la distance a été évaluée pour une surpression de 1 psi. Pour le scénario 1, cette distance est de 306 m pour une explosion précoce, pour les deux catégories de vent. Pour le scénario 2, elle est de 556 m, pour une explosion précoce, pour les deux catégories de vent également.

Une explosion tardive entraîne généralement une distance d'impact plus grande, puisque le gaz inflammable se disperse avant l'inflammation. Pour le scénario 1, une explosion tardive donne une distance d'impact de 340 m pour le seuil de 1 psi pour une vitesse de vent de 5/D; pour le scénario 2, cette distance est de 619 m.

Afin de produire les cartes (Annexe A), la plus grande distance d'impact pour chaque scénario et chaque seuil a été cartographiée afin de minimiser la confusion.

3.3 Évaluation des effets dominos potentiels

Des effets dominos peuvent survenir lorsque des équipements sont exposés à un rayonnement thermique de 8 kW/m² et/ou à une surpression de 3 psi. Le tableau 4 présente les distances correspondant aux seuils de rayonnement thermique et de surpression associés aux effets dominos.

Tableau 4 Distances au rayonnement thermique (8 kW/m²) et à l'explosion en surpression (de 3 psi)

Scénario	Type d'émission	Distance (m) [1]			
		Hydrogène			
		Rayonnement thermique (8 kW/m²)		Explosion par surpression (3 psi)	
		1,5/F	5/D	1,5/F	5/D
Scénario normalisé 1 278 m³	Boule de feu	**232**	232	s.o. [2]	s.o.
	Explosion (précose)	s.o.	s.o.	131	131
	Explosion (tardive)	s.o.	s.o.	178	**185**
Scénario normalisé 2 1 668 m³	Boule de feu	**395**	395	s.o.	s.o.
	Explosion (précose)	s.o.	s.o.	238	238
	Explosion (tardive)	s.o.	s.o.	326	**341**

Note : 1 Les résultats en gras représentent les résultats retenus pour les cartes (Annexe A).
2 s.o. : sans objet

Le scénario 1 représente les impacts potentiels en cas de rupture catastrophique d'un seul réservoir d'hydrogène de 278 m³. D'après les informations fournies, l'ensemble des réservoirs d'hydrogène sont présents à l'intérieur des rayons des effets dominos. Par conséquent, le scénario 2 représente la rupture catastrophique de tous les réservoirs d'hydrogène (6).

4. Résultats de la modélisation – Gaz naturel

Comme indiqué précédemment, deux scénarios ont été évalués pour le rejet de gaz naturel. Le gaz naturel sur le site est acheminé par une conduite de 20 cm de diamètre d'une longueur approximative de 450 m, avec un débit de 7 700 m³/h. Le scénario 3 correspond à une rupture complète de la conduite (scénario normalisé), tandis que le scénario 4 correspond à une fuite de la conduite d'un diamètre de 2,5 cm (scénario alternatif).

4.1 Seuil d'inflammabilité

Tableau 5 Distance par rapport aux seuils d'inflammabilité inférieurs au niveau du sol

Scénario	Catégorie de vent	Distance à la limite d'inflammabilité (m) [1,2]
		Gaz naturel
		LII
		40 121 ppm [3]
Scénario normalisé 3 – Rupture complète de la conduite	1,5/F	s.o.[3]
	5/D	s.o.
Scénario alternatif 4 – Fuite de 2,5 cm de diamètre	1,5/F	s.o.
	5/D	s.o.

Notes :

1 Les distances pour les feux éclair sont équivalentes aux distances de la limite inférieure d'inflammabilité donc ne sont pas incluent séparément.
2 La limite inférieure d'inflammabilité a été calculée par PHAST pour le gaz naturel (40 121 ppm).
3 s.o. : sans objet

Les résultats pour les scénarios 3 et 4 indiquent que les concentrations n'atteindraient pas la LII au niveau du sol (0 m) pour les catégories de vent 1,5/F et 5/D.

Toutefois, en raison de la hauteur de la conduite par rapport au sol et de la stabilité relative du panache, la concentration sur l'axe central du panache peut s'étendre au-delà des impacts observés au niveau du sol. Le tableau 6 ci-dessous présente la hauteur de rejet ainsi que les rayons d'impact en ligne droite pour les scénarios 3 et 4.

Tableau 6 Distance par rapport aux seuils d'inflammabilité inférieurs au-dessus du niveau du sol

Scénario	Catégorie de vent	Distance à la limite d'inflammabilité (m) [1,2]
		GNC
		LII
		40 121 ppm [3]
Scénario normalisé 3 – Rupture complète de la conduite	1,5/F	**34**
	5/D	27
Scénario alternatif 4 – Fuite de 2,5 cm de diamètre	1,5/F	**14**
	5/D	10

Notes : 1 Les résultats en gras représentent les résultats retenus pour les cartes (Annexe A).
2 Les distances pour les feux éclair sont équivalentes aux distances de la limite inférieure d'inflammabilité donc ne sont pas incluent séparément.
3 La limite inférieure d'inflammabilité a été calculée par PHAST pour le gaz naturel (40 121 ppm).

4.2 Rayonnement thermique et surpression

Le tableau 7 présente les distances jusqu'aux seuils de rayonnement thermique et de surpression.

Tableau 7 Distances au rayonnement thermique (5 kW/m^2) et à l'explosion en surpression (de 1 psi)

Scénario	Type d'émission	Distance (m) [1]			
		Gaz naturel			
		Rayonnement thermique (5 kW/m^2)		Explosion par surpression (1 psi)	
		1,5/F	5/D	1,5/F	5/D
Scénario normalisé 3 – Rupture complète de la conduite	Feu en chalumeau	60	**61**	s.o. [2]	s.o.
	Explosion (tardive)	s.o.	s.o.	**108**	95
Scénario alternatif 4 – Fuite de 2,5 cm de diamètre	Feu en chalumeau	18	**21**	s.o.	s.o.
	Explosion (tardive)	s.o.	s.o.	**26**	22

Note : 1 Les résultats en gras représentent les résultats retenus pour les cartes (Annexe A).
2 s.o. : sans objet

Pour le scénario normalisé 3, la distance au rayonnement thermique de 5 kW/m² pour un jet en chalumeau est de 60 pour la catégorie de vent 1,5/F et de 61 m pour la catégorie de vent 5/D. Pour le scénario alternatif 4, le seuil de 5 kW/m² est atteint à 18 m pour la catégorie de vent 1,5/F et de 21 m pour la catégorie de vent 5/D.

En cas d'explosion tardive, la distance a été évaluée à une surpression de 1 psi. Pour le scénario 3, cette distance est de 108 mpour 'une explosion tardive ,pour la catégorie de vent 1,5/F et de 95 m pour la catégorie de vent 5/D. Pour le scénario 4, la distance d'impact d'une explosion tardive est de 26 m pour la catégorie de vent 1,5/F et de 22 m pour la catégorie de vent 5/D.

Afin de produire les cartes (annexe A), la plus grande distance d'impact pour chaque scénario et chaque seuil a été cartographiée afin de minimiser la confusion.

4.3 Évaluation des effets dominos potentiels

Des effets dominos peuvent survenir lorsque des équipements sont exposés à un rayonnement thermique de 8 kW/m² et/ou à une surpression de 3 psi. Le tableau 11 présente les distances correspondant aux seuils de rayonnement thermique et de surpression associés aux effets dominos.

Tableau 8 Distances au rayonnement thermique (8 kW/m^2) et à l'explosion en surpression (de 3 psi)

Scénario	Type d'émission	Distance (m) [1]			
		Gaz naturel			
		Rayonnement thermique (8 kW/m^2)		Explosion par surpression (3 psi)	
		1,5/F	5/D	1,5/F	5/D
Scénario normalisé 3 – Rupture complète de la conduite	Feu en chalumeau	53	**55**	s.o. [2]	s.o.
	Explosion (tardive)	s.o.	s.o.	**92**	81
Scénario alternatif 4 – Fuite de 2,5 cm de diamètre	Feu en chalumeau	17	**19**	s.o.	s.o.
	Explosion (tardive)	s.o.	s.o.	**17**	15

Note : 1 Les résultats en gras représentent les résultats retenus pour les cartes (Annexe A).
2 s.o. : sans objet

Afin de produire les figures associées à cette évaluation, seule la distance d'impact maximale par scénario et par type de rejet a été cartographiée.

5. Conclusion

La présente note technique consiste à estimer les distances d'impact modélisées pour les rejets spécifiés associés aux défaillances sur les réservoirs d'hydrogène ainsi qu'aux rupture et fuite sur la conduite de gaz naturel. La modélisation de l'hydrogène et du gaz naturel a été préparée conformément aux lignes directrices présentées dans le Guide du Conseil pour la réduction des accidents industriels majeurs (CRAIM) et dans les Directives techniques pour le Règlement sur les urgences environnementales (RUE). La seule dérogation aux lignes directrices du CRAIM concerne l'adoption d'une humidité relative de 70 %, cette valeur correspondant à l'humidité ambiante moyenne de conception.

Les rejets d'hydrogène et de gaz naturel peuvent également être influencés par des conditions propres au site qui ne sont pas nécessairement évidentes. Lors de l'entreposage de ces matériaux, une consultation avec les fournisseurs concernés devrait être effectuée, car des renseignements supplémentaires utiles à la planification pourraient devenir disponibles.

6. Limitations

Ce rapport a été préparé par WSP Canada Inc. pour le destinataire, TransCanada Énergie Ltd, conformément à l'entente de services professionnels. La divulgation de tout renseignement contenu dans ce rapport relève uniquement de la responsabilité du destinataire visé. Le contenu et les opinions figurant dans ce rapport sont fondés sur les observations et les informations disponibles pour TransCanada Énergie Ltd au moment de sa préparation. Si un tiers utilise, se fie à, ou prend des décisions ou des mesures fondées sur ce rapport, ce tiers en assume l'entière responsabilité. WSP Canada Inc. n'accepte aucune responsabilité pour les dommages qu'un tiers pourrait subir en conséquence de l'utilisation de ce rapport ou de décisions ou de mesures prises sur la base du présent rapport. Ces limitations sont considérées comme faisant partie intégrante du présent rapport.

7. Bibliographie

- Conseil pour la réduction des accidents industriels majeurs (CRAIM), 2024. Guide de gestion des risques d'accidents industriels majeurs
- Environnement et Changement Climatique Canada (ECCC) Directives techniques pour le Règlement sur les urgences environnementales (E2), 2019 https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/programme-urgences-environnementales/reglementation/directives-techniques.html >
- Environnement et changement climatique Canada (ECCC) Lignes directrices pour la mise en application du Règlement sur les urgences environnementales < https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/registre-environnemental-loi-canadienne-protection/publications/lignes-directrices-application-reglement-urgences.html >

WSP Canada Inc.
wsp.com

PRÉPARÉ PAR

Angele Genereux, M.A.Sc.	9 juin 2026
Consultante en environnement - Qualité de l'air	Date

RÉVISÉ PAR

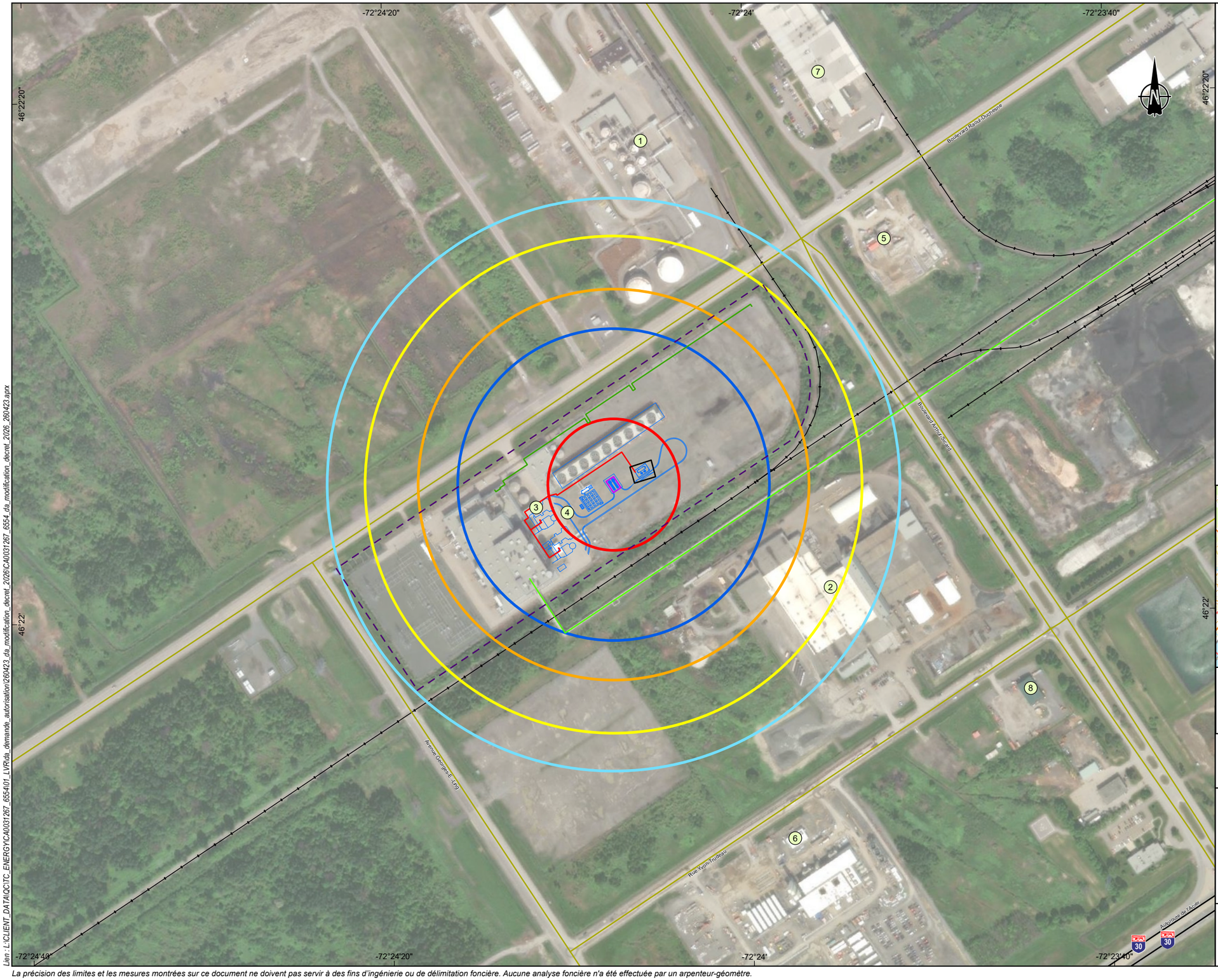
Justin Tayles	9 juin 2026
Scientifique principal, qualité de l'air	Date

c. c. : Nathalie Martet, WSP

Jean-François Bélanger, WSP

Kimberly Côté, WSP

Annexe A
Cartes



- Limite de propriété
- Infrastructures projetées ou modifiées
- Nouvelle localisation du réservoir d'ammoniaque
- Nouvelle localisation des réservoirs d'hydrogène
- Nouvelle ligne de distribution de gaz naturel
- Conduites existantes de vapeur et de gaz de combustion vers Olin
- Nouvelle conduite d'alimentation en ammoniaque

1. McAsphalt Industries Limited
2. Services de transformation Bécancour (STB)
3. Ancienne localisation de réservoir d'ammoniaque (autorisée en 2004)
4. Ancienne localisation des réservoirs d'hydrogène (autorisée en 2004)
5. Béton provincial
6. Air liquide
7. Alphar
8. Atelier mécanique Simplex

Zones d'impact

Limite inférieure d'inflammabilité (LII)

- Distance jusqu'à la LII : 5/D : 78m

Radiation thermique

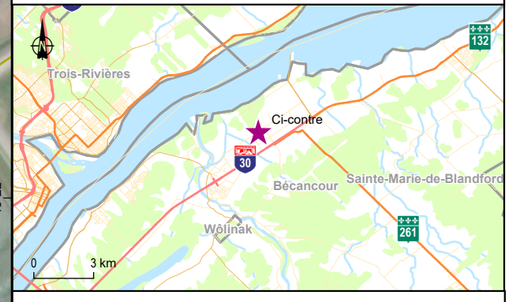
- Distance jusqu'au seuil de 8 kW/m² : 1,5/F : 232m
- Distance jusqu'au seuil de 5 kW/m² : 1,5/F : 295m

Surpression

- Distance jusqu'au seuil de 3psi: Explosion tardive, 5/D : 185m
- Distance jusqu'au seuil de 1 psi: Explosion tardive, 5/D : 340m

Infrastructures

- Autoroute
- Locale
- Régionale
- Voie ferrée



TransCanada Énergie Ltd

Conversion de la centrale de cogénération en centrale à cycle simple de pointe

Parc industriel et portuaire de Bécancour

Carte 1
Rayons d'impact des rejets d'hydrogène
Scénario 1 – Rupture complète d'un réservoir

Sources :
CanVec+, 1/50 000, RNCan, 2014
AQréseau+, réseau routier, MRNF Québec, 2025
SDA, 1/20 000, MRNF Québec, 2025
World Imagery, ESRI, 06/2025
Infrastructures , WSP, 2025-2026

0 45 90 m

Projection : NAD 1983 MTM 8

2026-06-01

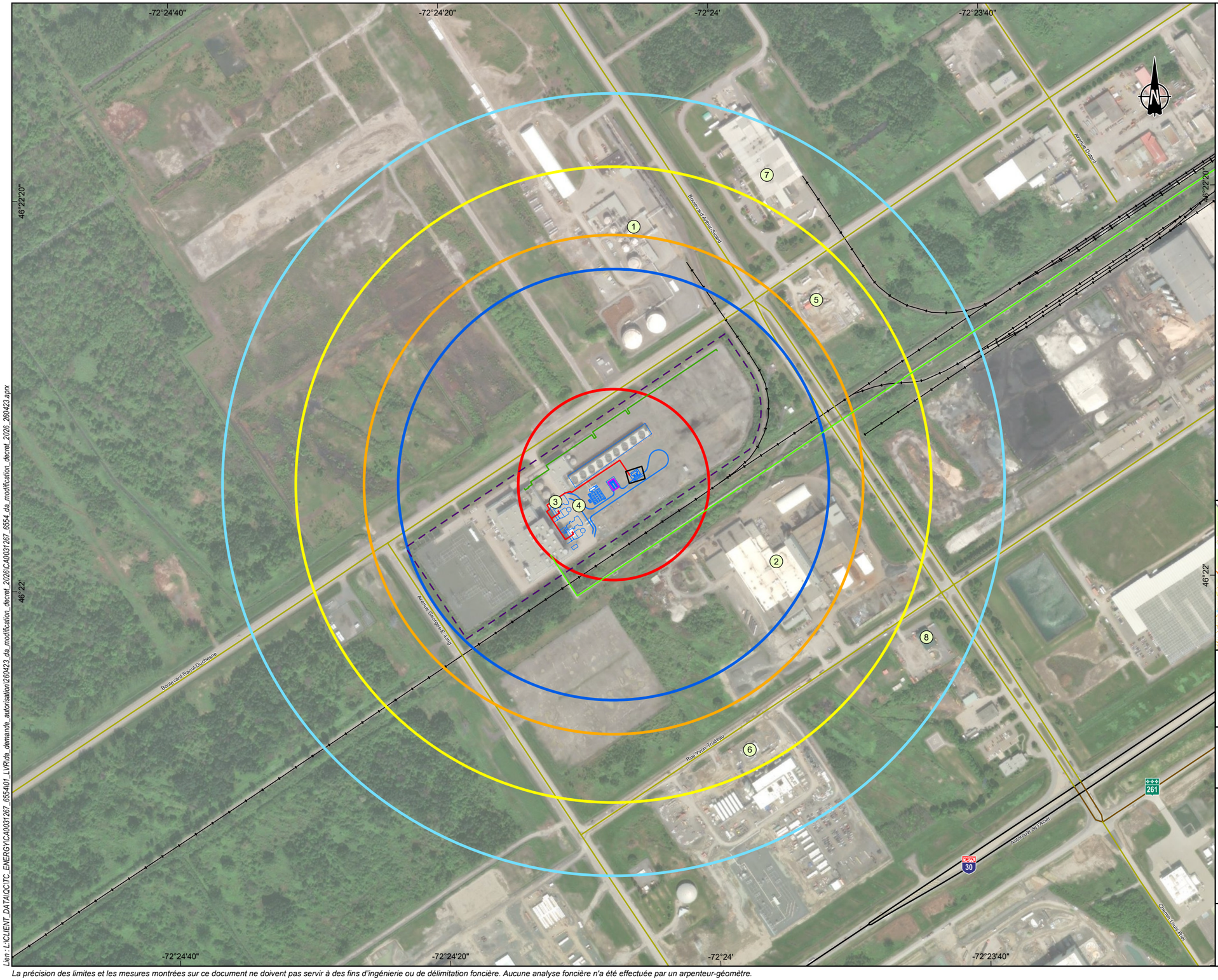
Préparation : K. Côté
Dessin : I. El Morabit
Approbation : N. Martet

Fichier : CA0031267_6554_da_modification_decret_2026_260423.aprx
Référence : CA0031267_6554_001_da_hydrogene_scenario1_260601

wsp

Lien : L:\CLIENT_DATA\QCTC_ENERGY\CA0031267_6554\01_LVR\da_demande_autorisation\260423_da_modification_decret_2026\CA0031267_6554_da_modification_decret_2026_260423.aprx

La précision des limites et les mesures montrées sur ce document ne doivent pas servir à des fins d'ingénierie ou de délimitation foncière. Aucune analyse foncière n'a été effectuée par un arpenteur-géomètre.



Limite de propriété

Infrastructures projetées ou modifiées

Nouvelle localisation du réservoir d'ammoniaque

Nouvelle localisation des réservoirs d'hydrogène

Nouvelle ligne de distribution de gaz naturel

Conduites existantes de vapeur et de gaz de combustion vers Olin

Nouvelle conduite d'alimentation en ammoniaque

1. McAsphalt Industries Limited
2. Services de transformation Bécancour (STB)
3. Ancienne localisation du réservoir d'ammoniaque (autorisée en 2004)
4. Ancienne localisation des réservoirs d'hydrogène (autorisée en 2004)
5. Béton provincial
6. Air liquide
7. Alphar
8. Atelier mécanique Simplex

Zones d'impact

Limite inférieure d'inflammabilité (LII)

Distance jusqu'à la LII : 5/D: 151m

Radiation thermique

Distance jusqu'au seuil de 8 kW/m² : 1,5/F: 395m

Distance jusqu'au seuil de 5 kW/m² : 1,5/F: 503m

Surpression

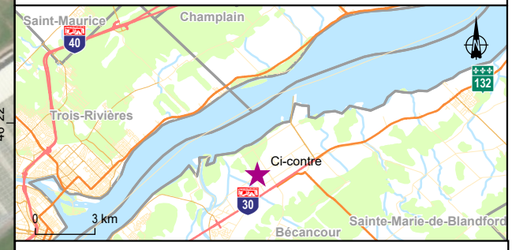
Distance jusqu'au seuil de 1 psi : Explosion tardive, 5/D: 341m

Distance jusqu'au seuil de 3 psi: Explosion tardive, 5/D: 619m

Infrastructures

Autoroute — Locale

Régionale — Voie ferrée



TransCanada Énergie Ltd

Conversion de la centrale de cogénération en centrale à cycle simple de pointe

Parc industriel et portuaire de Bécancour

Carte 2
Rayons d'impact des rejets d'hydrogène
Scénario 2 – Rupture complète de tous les réservoirs (6)

Sources :
CanVec+, 1/50 000, RNCan, 2014
AQréseau+, réseau routier, MRNF Québec, 2025
SDA, 1/20 000, MRNF Québec, 2025
World Imagery, ESRI, 06/2025
Infrastructures , WSP, 2025-2026

0 60 120 m

Projection : NAD 1983 MTM 8

2026-06-01

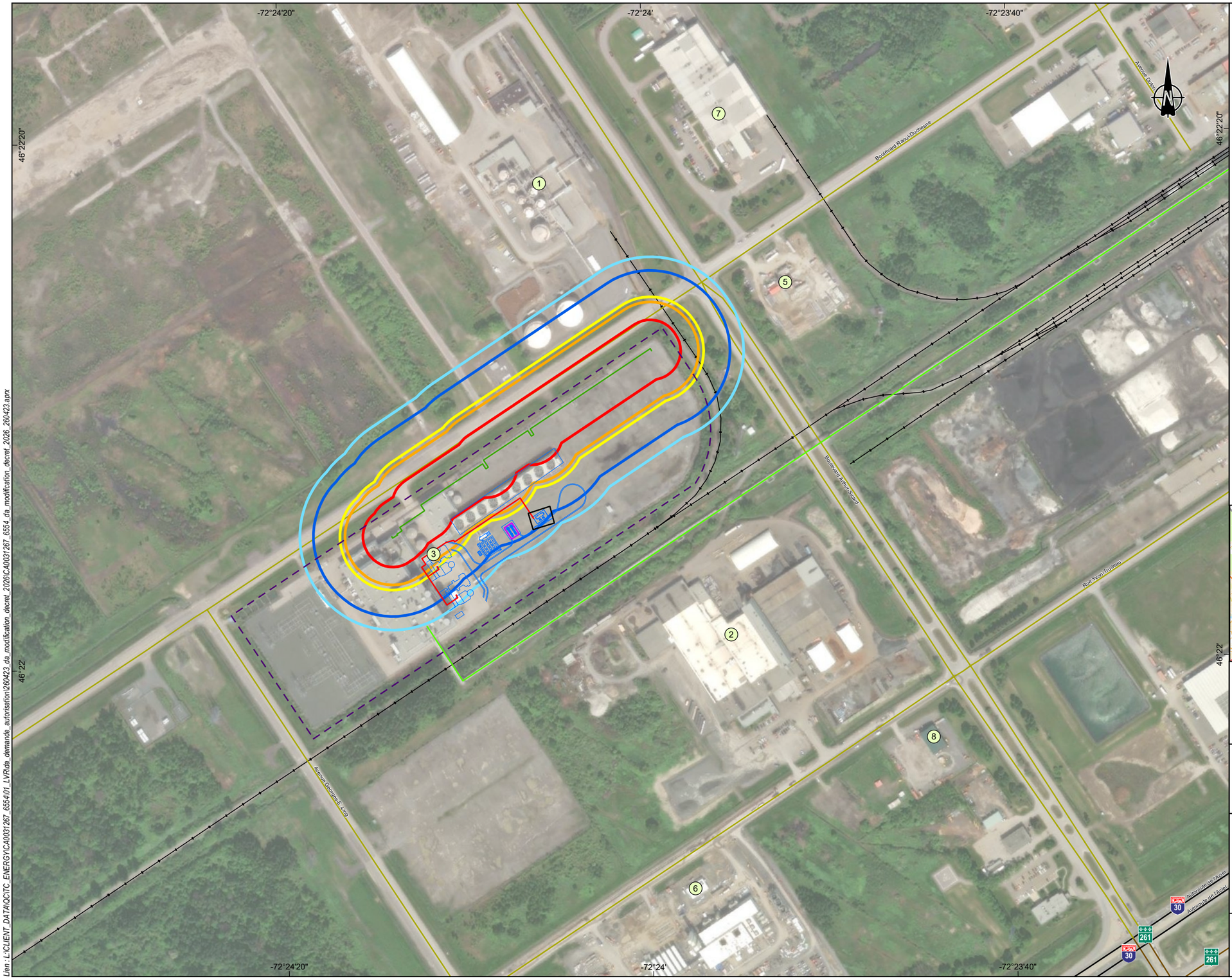
Préparation : K. Côté
Dessin : I. El Morabit
Approbation : N. Martet

Fichier : CA0031267_6554_da_modification_decret_2026_260423.aprx
Référence : CA0031267_6554_002_da_hydrogene_scenario2_260601

wsp

Lien : L:\CLIENT_DATA\QC\TC_ENERGY\CA0031267_6554\01_LVR\da_demande_autorisation\260423_da_modification_decret_2026\CA0031267_6554_da_modification_decret_2026_260423.aprx

La précision des limites et les mesures montrées sur ce document ne doivent pas servir à des fins d'ingénierie ou de délimitation foncière. Aucune analyse foncière n'a été effectuée par un arpenteur-géomètre.



- Limite de propriété
- Infrastructures projetées ou modifiées
- Nouvelle localisation du réservoir d'ammoniaque
- Nouvelle localisation des réservoirs d'hydrogène
- Nouvelle ligne de distribution de gaz naturel
- Conduites existantes de vapeur et de gaz de combustion vers Olin
- Nouvelle conduite d'alimentation en ammoniaque

1. McAsphalt Industries Limited
2. Services de transformation Bécancour (STB)
3. Ancienne localisation du réservoir d'ammoniaque (autorisée en 2004)
4. Ancienne localisation des réservoirs d'hydrogène (autorisée en 2004)
5. Béton provincial
6. Air liquide
7. Alphar
8. Atelier mécanique Simplex

Zones d'impact

Limite inférieure d'inflammabilité (LII)

- Distance jusqu'à la LII : 1,5/F: 34m

Radiation thermique

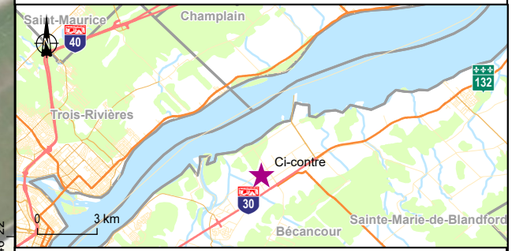
- Distance jusqu'au seuil de 8 kW/m² : 5/D: 55m
- Distance jusqu'au seuil de 5 kW/m² : 5/D: 61m

Suppression

- Distance jusqu'au seuil de 3 psi : Explosion tardive, 1,5/F: 92m
- Distance jusqu'au seuil de 1 psi : Explosion tardive, 1,5/F: 108m

Infrastructures

- Autoroute
- Régionale
- Locale
- Voie ferrée



TransCanada Énergie Ltd

Conversion de la centrale de cogénération en centrale à cycle simple de pointe

Parc industriel et portuaire de Bécancour

Carte 3
Rayons d'impact des rejets de gaz naturel Scénario 3– Rupture complète de la ligne de distribution

Sources :
CanVec+, 1/50 000, RNCan, 2014
AQréseau+, réseau routier, MRNF Québec, 2025
SDA, 1/20 000, MRNF Québec, 2025
World Imagery, ESRI, 06/2025
Infrastructures , WSP, 2025-2026

0 45 90 m

Projection : NAD 1983 MTM 8

2026-06-01

Préparation : K. Côté
Dessin : I. El Morabit
Approbation : N. Martet

Fichier : CA0031267_6554_da_modification_decret_2026_260423.aprx
Référence : CA0031267_6554_003_da_gaz_naturel_scenario3_260601

wsp

Lien : L:\CLIENT_DATA\QC\TC_ENERGY\CA0031267_6554\01_LVR\da_demande_autorisation\260423_da_modification_decret_2026\CA0031267_6554_da_modification_decret_2026_260423.aprx

La précision des limites et les mesures montrées sur ce document ne doivent pas servir à des fins d'ingénierie ou de délimitation foncière. Aucune analyse foncière n'a été effectuée par un arpenteur-géomètre.



- Limite de propriété
- Infrastructures projetées ou modifiées
- Nouvelle localisation du réservoir d'ammoniaque
- Nouvelle localisation des réservoirs d'hydrogène
- Nouvelle ligne de distribution de gaz naturel
- Conduites existantes de vapeur et de gaz de combustion vers Olin
- Nouvelle conduite d'alimentation en ammoniaque

1. McAsphalt Industries Limited
2. Services de transformation Bécancour (STB)
3. Ancienne localisation du réservoir d'ammoniaque (autorisée en 2004)
4. Ancienne localisation des réservoirs d'hydrogène (autorisée en 2004)
5. Béton provincial
6. Air liquide
7. Alphar
8. Atelier mécanique Simplex

Zones d'impact

Limite inférieure d'inflammabilité (LII)

- Distance jusqu'à la LII : 1,5/F: 14m

Radiation thermique

- Distance jusqu'au seuil de 8 kW/m² : 5/D: 19m
- Distance jusqu'au seuil de 5 kW/m² : 5/D: 21m

Suppression

- Distance jusqu'au seuil de 1 psi : Explosion tardive, 1,5/F : 17m
- Distance jusqu'au seuil de 3 psi : Explosion tardive, 1,5/F: 26m

Infrastructures

- Autoroute
- Régionale
- Locale
- Voie ferrée



TransCanada Énergie Ltd

Conversion de la centrale de cogénération en centrale à cycle simple de pointe

Parc industriel et portuaire de Bécancour

Carte 4
Rayons d'impact des rejets de gaz naturel Scénario 3 – Rupture partielle de la conduite d'alimentation

Sources :
CanVec+, 1/50 000, RNCan, 2014
AQréseau+, réseau routier, MRNF Québec, 2025
SDA, 1/20 000, MRNF Québec, 2025
World Imagery, ESRI, 06/2025
Infrastructures , WSP, 2025-2026

0 45 90 m

Projection : NAD 1983 MTM 8

2026-06-01

Préparation : K. Côté
Dessin : I. El Morabit
Approbation : N. Martet

Fichier : CA0031267_6554_da_modification_decret_2026_260423.aprx
Référence : CA0031267_6554_004_da_gaz_naturel_scenario4_260601

Lien : L:\CLIENT_DATA\QC\TC_ENERGY\CA0031267_6554\01_LVR\da_demande_autorisation\260423_da_modification_decret_2026\CA0031267_6554_da_modification_decret_2026_260423.aprx

La précision des limites et les mesures montrées sur ce document ne doivent pas servir à des fins d'ingénierie ou de délimitation foncière. Aucune analyse foncière n'a été effectuée par un arpenteur-géomètre.

-72°24'40"
-72°24'20"
-72°24'
-72°23'40"
-72°23'20"
46°22'20"
46°22'
46°21'40"

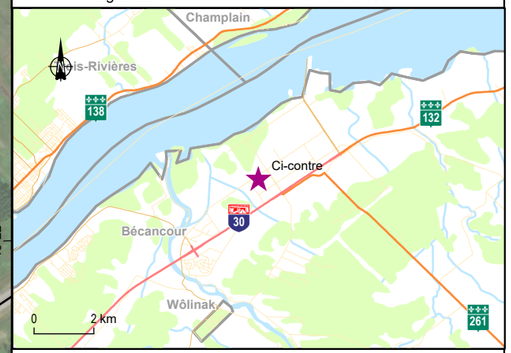
Boulevard Arthur-Sicard
Avenue Pelletier
Rue Victor-Tyndeau
Boulevard Raoul-Duchesne
Avenue Georges-E.-Lindy
Autoroute de l'Acier
Boulevard du Parc-Industriel
Chemin Louis-Allen

1 McAsphalt Industries Limited
2 Services de transformation Bécancour (STB)
3 Ancienne localisation du réservoir d'ammoniaque (autorisée en 2004)
4 Ancienne localisation des réservoirs d'hydrogène (autorisée en 2004)
5 Béton provincial
6 Air liquide
7 Alphar
8 Atelier mécanique Simplex

Limite de propriété
Infrastructures projetées ou modifiées
Nouvelle localisation du réservoir d'ammoniaque
Nouvelle localisation des réservoirs d'hydrogène
Nouvelle ligne de distribution de gaz naturel
Conduites existantes de vapeur et de gaz de combustion vers Olin
Nouvelle conduite d'alimentation en ammoniaque

Zones d'impact
ERPG-3 : 90 m
ERPG-2 : 250 m
ERPG-1 : 680 m

Infrastructures
Autoroute
Régionale
Locale
Voie ferrée



TransCanada Énergie Ltd

Conversion de la centrale de cogénération en centrale à cycle simple de pointe

Parc industriel et portuaire de Bécancour

Carte 5
Scénario normalisé: Rupture complète d'un réservoir d'ammoniaque avec présence de balles flottantes

Sources :
BDTQ, 1/20 000, MRNF Québec, 2007
CanVec+, 1/50 000, RNCan, 2014
AQréseau+, réseau routier, MRNF Québec, 2025
SDA, 1/20 000, MRNF Québec, 2025
ESRI, Wolrd Imagery , 06/2025
Infrastructures , WSP, 2025-2026

0 65 130 m

Projection : NAD 1983 MTM 8

2026-06-01

Préparation : K. Côté
Dessin : I. El Morabit
Approbation : N. Martet

Fichier : CA0031267_6554_da_modification_decret_2026_260423.aprx
Référence : CA0031267_6554_005_da_ammoniaque_norm_260601

wsp

Lien : L:\CLIENT_DATA\QCITC_ENERGY\CA0031267_6554\01_LVR\da_demande_autorisation\260423_da_modification_decret_2026\CA0031267_6554_da_modification_decret_2026_260423.aprx

La précision des limites et les mesures montrées sur ce document ne doivent pas servir à des fins d'ingénierie ou de délimitation foncière. Aucune analyse foncière n'a été effectuée par un arpenteur-géomètre.

-72°24'40"
-72°24'20"
-72°24'
-72°23'40"
-72°23'20"
46°22'20"
46°22'
46°21'40"

Boulevard Arthur-Sicard
Boulevard Robert-Duchesne
Avenue Dumont
Rue Yvon-Thibodeau
Avenue Georges-E.-Lamy
Autoroute des Acadiens
Boulevard du Parc-Industriel

- Limite de propriété
- Infrastructures projetées ou modifiées
- Nouvelle localisation du réservoir d'ammoniaque
- Nouvelle localisation des réservoirs d'hydrogène
- Nouvelle ligne de distribution de gaz naturel
- Conduites existantes de vapeur et de gaz de combustion vers Olin
- Nouvelle conduite d'alimentation en ammoniaque

1. McAsphalt Industries Limited
2. Services de transformation Bécancour (STB)
3. Ancienne localisation du réservoir d'ammoniaque (autorisée en 2004)
4. Ancienne localisation des réservoirs d'hydrogène (autorisée en 2004)
5. Béton provincial
6. Air liquide
7. Alphar
8. Atelier mécanique Simplex

Zones d'impact

- ERPG-3 : 90 m
- ERPG-2 : 260 m
- ERPG-1 : 705 m

Infrastructures

- Autoroute
- Régionale
- Locale
- Voie ferrée



TransCanada Énergie Ltd

Conversion de la centrale de cogénération en centrale à cycle simple de pointe

Parc industriel et portuaire de Bécancour

Carte 6
Scénario alternatif:
Rupture complète de la conduite d'alimentation principale d'ammoniaque

Sources :
BDTQ, 1/20 000, MRNF Québec, 2007
CanVec+, 1/50 000, RNCan, 2014
AQréseau+, réseau routier, MRNF Québec, 2025
SDA, 1/20 000, MRNF Québec, 2025
ESRI, Wolrd Imagery , 06/2025
Infrastructures , WSP, 2025-2026

0 65 130 m

Projection : NAD 1983 MTM 8

2026-06-01

Préparation : K. Côté
Dessin : I. El Morabit
Approbation : N. Martet

Fichier : CA0031267_6554_da_modification_decret_2026_260423.aprx
Référence : CA0031267_6554_006_da_ammoniaque_alternatif_260601

wsp

Lien : L:\CLIENT_DATA\QC\TC_ENERGY\CA0031267_6554\01_LVR\da_demande_autorisation\260423_da_modification_decret_2026\CA0031267_6554_da_modification_decret_2026_260423.aprx

La précision des limites et les mesures montrées sur ce document ne doivent pas servir à des fins d'ingénierie ou de délimitation foncière. Aucune analyse foncière n'a été effectuée par un arpenteur-géomètre.

TCE Bécancour: Conversion 1x0 GE 7F.03

B&V Project Number 422041
PRELIMINARY ESTIMATES
Estimated Performance Summary (Rev. 1)
May 30, 2025

	UNITS	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 4	CASE 5	CASE 6	CASE 7	CASE 8	CASE 9	CASE 10	CASE 11	CASE 12	CASE 13	CASE 14	CASE 15
CASE DESCRIPTION		**-25.1 F/68.5% RH**	**17.2 F/70% RH**	**23 F/70.6% RH**	**35.7 F/77.3% RH**	**44.4 F/74.1% RH**	**60.6 F/76.9% RH**	**73.9 F/70.1% RH**	**92.1 F/43.5% RH**	**-25.1 F/68.5% RH**	**-25.1 F/68.5% RH**	**17.2 F/70% RH**	**23 F/70.6% RH**	**35.7 F/77.3% RH**	**44.4 F/74.1% RH**	**60.6 F/76.9% RH**
CYCLE CONFIGURATION		**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**
Cycle Configuration	-	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle
CTGs in Operation	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CTG Model	-	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3
CTG Fuel Type	-	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas
Load	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Evaporative Cooler Status	on/off	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
AMBIENT CONDITIONS																
Barometric Pressure	psia	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67	14.67
Dry-Bulb Temperature	F	-25.1	17.2	23.0	35.7	44.4	60.6	73.9	92.1	-25.1	-25.1	17.2	23.0	35.7	44.4	60.6
Relative Humidity	%	68.5	70.0	70.6	77.3	74.1	76.9	70.1	43.5	68.5	68.5	70.0	70.6	77.3	74.1	76.9
PLANT PERFORMANCE	**UNITS**	**CASE 1**	**CASE 2**	**CASE 3**	**CASE 4**	**CASE 5**	**CASE 6**	**CASE 7**	**CASE 8**	**CASE 9**	**CASE 10**	**CASE 11**	**CASE 12**	**CASE 13**	**CASE 14**	**CASE 15**
CTG PERFORMANCE PER UNIT																
Gross CTG Output	kW	195,621	189,451	186,540	179,804	182,514	173,865	166,279	154,375	197,000	195,621	189,451	186,540	179,804	182,514	173,865
CTG Heat Consumption (LHV)	MBtu/h	1,780	1,737	1,714	1,664	1,673	1,611	1,558	1,476	1,792	1,780	1,737	1,714	1,664	1,673	1,611
CTG Heat Consumption (HHV)	MBtu/h	1,973	1,926	1,901	1,844	1,854	1,786	1,728	1,636	1,987	1,973	1,926	1,901	1,844	1,854	1,786
Gross CTG Heat Rate (LHV)	Btu/kWh	9,098	9,170	9,191	9,253	9,165	9,268	9,372	9,561	9,098	9,098	9,170	9,191	9,253	9,165	9,268
Gross CTG Heat Rate (HHV)	Btu/kWh	10,086	10,166	10,189	10,258	10,160	10,275	10,390	10,599	10,086	10,086	10,166	10,189	10,258	10,160	10,275
Exhaust Flow	kpph	3,883	3,793	3,757	3,672	3,696	3,580	3,462	3,304	3,911	3,883	3,793	3,757	3,672	3,696	3,580
Exhaust Temperature (Degraded Estimate)	F	1,056	1,094	1,097	1,103	1,103	1,114	1,129	1,147	1,056	1,088	1,126	1,129	1,135	1,135	1,146
DILUTION AIR																
Dilution Air Flow	kpph	1,035	1,267	1,276	1,300	1,320	1,366	1,419	1,478	1,043	1,199	1,437	1,445	1,468	1,491	1,536
STACK																
Stack Exhaust Flow	kpph	4,919	5,061	5,033	4,972	5,016	4,946	4,881	4,782	4,953	5,083	5,230	5,202	5,140	5,187	5,116
Stack Exhaust Temperature	F	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
STACK EXHAUST COMPOSITION																
Nitrogen, N2	mol %	75.7	75.7	75.7	75.5	75.4	75.0	74.5	74.4	75.7	75.8	75.8	75.8	75.6	75.5	75.0
Oxygen, O2	mol %	14.3	14.6	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.9	14.3	14.5	14.8	14.9	14.9	14.9	14.9
Carbon Dioxide, CO2	mol %	3.1	2.9	2.9	2.8	2.8	2.7	2.7	2.6	3.1	3.0	2.8	2.8	2.7	2.7	2.7
Sulfur Dioxide, SO2	mol %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Water, H2O	mol %	6.0	5.8	5.9	6.0	6.2	6.7	7.1	7.2	6.0	5.8	5.7	5.7	5.8	6.0	6.5
Argon, Ar	mol %	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
GROSS PLANT PERFORMANCE (One of Two CTG Basis)																
Gross Plant Output	kW	195,621	189,451	186,540	179,804	182,514	173,865	166,279	154,375	197,000	195,621	189,451	186,540	179,804	182,514	173,865
Gross Plant Heat Rate (LHV)	Btu/kWh	9,098	9,170	9,191	9,253	9,165	9,268	9,372	9,561	9,098	9,098	9,170	9,191	9,253	9,165	9,268
Gross Plant Heat Rate (HHV)	Btu/kWh	10,086	10,166	10,189	10,258	10,160	10,275	10,390	10,599	10,086	10,086	10,166	10,189	10,258	10,160	10,275
TOTAL AUXILIARY POWER SUMMARY (One of Two CTG Basis)																
Total Auxiliary Power & Losses	kW	3,528	3,931	3,936	3,950	4,042	4,090	4,146	4,187	3,553	3,748	4,196	4,203	4,221	4,327	4,380
Total Auxiliary Power & Losses (percent of Gross Output)	%	1.8%	2.1%	2.1%	2.2%	2.2%	2.4%	2.5%	2.7%	1.8%	1.9%	2.2%	2.3%	2.3%	2.4%	2.5%
NET PLANT PERFORMANCE (One of Two CTG Basis)																
Net Plant Output	kW	192,093	185,521	182,605	175,854	178,471	169,775	162,133	150,187	193,447	191,873	185,256	182,338	175,582	178,187	169,485
Total Plant Heat Input (LHV)	MBtu/h	1,780	1,737	1,714	1,664	1,673	1,611	1,558	1,476	1,792	1,780	1,737	1,714	1,664	1,673	1,611
Total Plant Heat Input (HHV)	MBtu/h	1,973	1,926	1,901	1,844	1,854	1,786	1,728	1,636	1,987	1,973	1,926	1,901	1,844	1,854	1,786
Total Plant Fuel Flow	lb/h	86,419	84,352	83,246	80,786	81,223	78,244	75,670	71,665	87,028	86,419	84,352	83,246	80,786	81,223	78,244
Net Plant Heat Rate (LHV)	Btu/kWh	9,265	9,364	9,389	9,461	9,373	9,491	9,612	9,827	9,265	9,276	9,377	9,402	9,476	9,388	9,508
Net Plant Heat Rate (HHV)	Btu/kWh	10,271	10,381	10,408	10,489	10,391	10,522	10,656	10,895	10,271	10,283	10,396	10,424	10,505	10,407	10,540
Net Plant Efficiency (LHV)	%	36.8%	36.4%	36.3%	36.1%	36.4%	35.9%	35.5%	34.7%	36.8%	36.8%	36.4%	36.3%	36.0%	36.3%	35.9%
Net Plant Efficiency (HHV)	%	33.2%	32.9%	32.8%	32.5%	32.8%	32.4%	32.0%	31.3%	33.2%	33.2%	32.8%	32.7%	32.5%	32.8%	32.4%
FUEL CONSUMPTION (One of Two CTG Basis)																
Total Plant Heat Input (LHV)	MBtu/h	1,780	1,737	1,714	1,664	1,673	1,611	1,558	1,476	1,792	1,780	1,737	1,714	1,664	1,673	1,611
Total Plant Heat Input (HHV)	MBtu/h	1,973	1,926	1,901	1,844	1,854	1,786	1,728	1,636	1,987	1,973	1,926	1,901	1,844	1,854	1,786
Total Plant Fuel Flow	lb/h	86,419	84,352	83,246	80,786	81,223	78,244	75,670	71,665	87,028	86,419	84,352	83,246	80,786	81,223	78,244
EMISSIONS	**UNITS**	**CASE 1**	**CASE 2**	**CASE 3**	**CASE 4**	**CASE 5**	**CASE 6**	**CASE 7**	**CASE 8**	**CASE 9**	**CASE 10**	**CASE 11**	**CASE 12**	**CASE 13**	**CASE 14**	**CASE 15**
EMISSIONS PER CTG																
NOx	ppmvd @15% O2	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
NOx	lb/hr	64.5	62.9	62.1	60.3	60.6	58.4	56.4	53.5	64.9	64.5	62.9	62.1	60.3	60.6	58.4
CO	ppmvd @15% O2	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.3	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.4
CO	ppmvd	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
CO	lb/hr	31.8	31.0	30.7	30.0	30.1	29.1	28.0	26.7	32.0	31.8	31.0	30.7	30.0	30.1	29.1
UHC	ppmvd @15% O2	6.2	6.2	6.2	6.3	6.3	6.3	6.3	6.4	6.2	6.2	6.2	6.2	6.3	6.3	6.3
UHC	ppmvw	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
UHC as CH4	lb/hr	15.3	15.0	14.8	14.5	14.6	14.2	13.7	13.1	15.4	15.3	15.0	14.8	14.5	14.6	14.2
VOC	ppmvd @15% O2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3
VOC	ppmvw	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
VOC as CH4	lb/hr	3.1	3.0	3.0	2.9	2.9	2.8	2.7	2.6	3.1	3.1	3.0	3.0	2.9	2.9	2.8
SO_2	lb/hr	2.2	2.1	2.1	2.0	2.1	2.0	1.9	1.8	2.2	2.2	2.1	2.1	2.0	2.1	2.0
CO2	lb/hr	229,804	224,325	221,374	214,841	216,000	208,070	201,220	190,577	231,438	229,804	224,325	221,374	214,841	216,000	208,070
PM 2.5/10 (Front Half Only)	lb/hr	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
PM 2.5/10 (Total)	lb/hr	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
EMISSIONS PER STACK																
NOx	ppmvd @15% O2	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
NOx	lb/hr	28.7	28.0	27.6	26.8	26.9	25.9	25.1	23.8	28.9	28.7	28.0	27.6	26.8	26.9	25.9
CO	ppmvd @15% O2	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.3	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.4
CO	ppmvd	7.0	6.6	6.6	6.5	6.5	6.4	6.3	6.1	7.0	6.8	6.4	6.4	6.3	6.3	6.2
CO	lb/hr	31.8	31.0	30.7	30.0	30.1	29.1	28.0	26.7	32.0	31.8	31.0	30.7	30.0	30.1	29.1
UHC as CH4	ppmvd @15% O2	6.2	6.2	6.2	6.3	6.3	6.3	6.3	6.4	6.2	6.2	6.2	6.2	6.3	6.3	6.3
UHC	ppmvw	5.5	5.3	5.2	5.2	5.2	5.1	5.0	4.9	5.5	5.4	5.1	5.1	5.0	5.0	4.9
UHC	lb/hr	15.3	15.0	14.8	14.5	14.6	14.2	13.7	13.1	15.4	15.3	15.0	14.8	14.5	14.6	14.2
VOC	ppmvd @15% O2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3
VOC	ppmvw	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
VOC as CH4	lb/hr	3.1	3.0	3.0	2.9	2.9	2.8	2.7	2.6	3.1	3.1	3.0	3.0	2.9	2.9	2.8
SO_2	lb/hr	2.2	2.1	2.1	2.0	2.1	2.0	1.9	1.8	2.2	2.2	2.1	2.1	2.0	2.1	2.0
SO3	lb/hr	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Sulfur Mist	lb/hr	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5
CO2	lb/hr	229,804	224,325	221,374	214,841	216,000	208,070	201,220	190,577	231,438	229,804	224,325	221,374	214,841	216,000	208,070
PM 2.5/10 (Front Half Only)	lb/hr	4.9	4.9	4.9	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.9	4.9	4.9	4.9	4.8	4.8	4.8
PM 2.5/10 (Total)	lb/hr	9.0	9.0	9.0	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	9.0	9.0	9.0	9.0	8.9	8.9	8.9
NH3 Slip	lb/hr	13.2	12.9	12.7	12.3	12.4	11.9	11.5	10.9	13.3	13.2	12.9	12.7	12.3	12.4	11.9

Notes:

1. These results are preliminary and should not be used for permitting. No guarantees apply.
3. The emission estimates provided are per stack.
4. CTG Performance, Gross Plant Performance, and Net Plant Performance values are based on 1 CTG in operation. There are 2 CTGs total in the plant.
5. A dry ambient air composition of 0.98%, 78.03% N2, and 20.99% O2 is assumed.
6. Standard Fuel conditions are defined as 60.0 F, 14.73 psia.
7. Combustion turbine performance is based on preliminary estimated data. New and clean CTG performance is shown as provided by GE.
8. Fuel gas composition is based on the Bécancour Pre-FEED Study Project Design Basis fuel gas composition and assumes 0.39 gr sulfur per 100 scf.
9. Post combustion emissions control equipment includes an SCR with 19% aqueous ammonia.
10. Dilution flows are based on achieving an 850 F stack exit temperature.
11. For Case 9 and Case 18, performance was estimated to reflect a CTG shaft limit of 197 MW. Exhaust flow and emission rates in lb/h were adjusted to account for operation at the shaft limit.
10. For Case 10 through Case 18, dilution flows and emissions are based on estimated CTG degraded exhaust temperatures. A CTG exhaust temperature degradation of 32 degrees has been applied.
11. CO2 emissions are based on the specific fuel analysis.
12. All ppm values are based on CH4 calibration gas.

TCE Bécancour: Conversion 1x0 GE 7F.03

B&V Project Number 422041
PRELIMINARY ESTIMATES
Estimated Performance Summary (Rev. 1)
May 30, 2025

	UNITS	CASE 16	CASE 17	CASE 18
CASE DESCRIPTION		**73.9 F/70.1% RH**	**92.1 F/43.5% RH**	**-25.1 F/68.5% RH**
CYCLE CONFIGURATION		**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**	**1x0 7F.03 Cold Day ECP3**
Cycle Configuration	-	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle	1x0 Simple Cycle
CTGs in Operation	-	1	1	1
CTG Model	-	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3	7F.03 Cold Day ECP3
CTG Fuel Type	-	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas
Load	%	100%	100%	100%
Evaporative Cooler Status	on/off	N/A	N/A	N/A
AMBIENT CONDITIONS				
Barometric Pressure	psia	14.67	14.67	14.67
Dry-Bulb Temperature	F	73.9	92.1	-25.1
Relative Humidity	%	70.1	43.5	68.5
PLANT PERFORMANCE	**UNITS**	**CASE 16**	**CASE 17**	**CASE 18**
CTG PERFORMANCE PER UNIT				
Gross CTG Output	kW	166,279	154,375	197,000
CTG Heat Consumption (LHV)	MBtu/h	1,558	1,476	1,792
CTG Heat Consumption (HHV)	MBtu/h	1,728	1,636	1,987
Gross CTG Heat Rate (LHV)	Btu/kWh	9,372	9,561	9,098
Gross CTG Heat Rate (HHV)	Btu/kWh	10,390	10,599	10,086
Exhaust Flow	kpph	3,462	3,304	3,911
Exhaust Temperature (Degraded Estimate)	F	1,161	1,179	1,088
DILUTION AIR				
Dilution Air Flow	kpph	1,586	1,642	1,208
STACK				
Stack Exhaust Flow	kpph	5,048	4,946	5,119
Stack Exhaust Temperature	F	850	850	850
STACK EXHAUST COMPOSITION				
Nitrogen, N2	mol %	74.6	74.5	75.8
Oxygen, O2	mol %	14.9	15.1	14.5
Carbon Dioxide, CO2	mol %	2.6	2.5	3.0
Sulfur Dioxide, SO2	mol %	0.0	0.0	0.0
Water, H2O	mol %	7.0	7.0	5.8
Argon, Ar	mol %	0.9	0.9	0.9
GROSS PLANT PERFORMANCE (One of Two CTG Basis)				
Gross Plant Output	kW	166,279	154,375	197,000
Gross Plant Heat Rate (LHV)	Btu/kWh	9,372	9,561	9,098
Gross Plant Heat Rate (HHV)	Btu/kWh	10,390	10,599	10,086
TOTAL AUXILIARY POWER SUMMARY (One of Two CTG Basis)				
Total Auxiliary Power & Losses	kW	4,441	4,483	3,776
Total Auxiliary Power & Losses (percent of Gross Output)	%	2.7%	2.9%	1.9%
NET PLANT PERFORMANCE (One of Two CTG Basis)				
Net Plant Output	kW	161,839	149,891	193,224
Total Plant Heat Input (LHV)	MBtu/h	1,558	1,476	1,792
Total Plant Heat Input (HHV)	MBtu/h	1,728	1,636	1,987
Total Plant Fuel Flow	lb/h	75,670	71,665	87,028
Net Plant Heat Rate (LHV)	Btu/kWh	9,629	9,847	9,276
Net Plant Heat Rate (HHV)	Btu/kWh	10,675	10,916	10,283
Net Plant Efficiency (LHV)	%	35.4%	34.7%	36.8%
Net Plant Efficiency (HHV)	%	32.0%	31.3%	33.2%
FUEL CONSUMPTION (One of Two CTG Basis)				
Total Plant Heat Input (LHV)	MBtu/h	1,558	1,476	1,792
Total Plant Heat Input (HHV)	MBtu/h	1,728	1,636	1,987
Total Plant Fuel Flow	lb/h	75,670	71,665	87,028
EMISSIONS	**UNITS**	**CASE 16**	**CASE 17**	**CASE 18**
EMISSIONS PER CTG				
NOx	ppmvd @15% O2	9.0	9.0	9.0
NOx	lb/hr	56.4	53.5	64.9
CO	ppmvd @15% O2	7.4	7.4	7.3
CO	ppmvd	9.0	9.0	9.0
CO	lb/hr	28.0	26.7	32.0
UHC	ppmvd @15% O2	6.3	6.4	6.2
UHC	ppmvw	7.0	7.0	7.0
UHC as CH4	lb/hr	13.7	13.1	15.4
VOC	ppmvd @15% O2	1.3	1.3	1.2
VOC	ppmvw	1.4	1.4	1.4
VOC as CH4	lb/hr	2.7	2.6	3.1
SO_2	lb/hr	1.9	1.8	2.2
CO2	lb/hr	201,220	190,577	231,438
PM 2.5/10 (Front Half Only)	lb/hr	4.1	4.1	4.1
PM 2.5/10 (Total)	lb/hr	8.2	8.2	8.2
EMISSIONS PER STACK				
NOx	ppmvd @15% O2	4.0	4.0	4.0
NOx	lb/hr	25.1	23.8	28.9
CO	ppmvd @15% O2	7.4	7.4	7.3
CO	ppmvd	6.1	5.9	6.8
CO	lb/hr	28.0	26.7	32.0
UHC as CH4	ppmvd @15% O2	6.3	6.4	6.2
UHC	ppmvw	4.8	4.7	5.4
UHC	lb/hr	13.7	13.1	15.4
VOC	ppmvd @15% O2	1.3	1.3	1.2
VOC	ppmvw	1.0	0.9	1.1
VOC as CH4	lb/hr	2.7	2.6	3.1
SO_2	lb/hr	1.9	1.8	2.2
SO3	lb/hr	0.3	0.3	0.4
Sulfur Mist	lb/hr	0.5	0.5	0.6
CO2	lb/hr	201,220	190,577	231,438
PM 2.5/10 (Front Half Only)	lb/hr	4.8	4.8	4.9
PM 2.5/10 (Total)	lb/hr	8.9	8.9	9.0
NH3 Slip	lb/hr	11.5	10.9	13.3

Notes:

1. These results are preliminary and should not be used for permitting. No guarantees apply.
3. The emission estimates provided are per stack.
4. CTG Performance, Gross Plant Performance, and Net Plant Performance values are based on
5. A dry ambient air composition of 0.98%, 78.03% N2, and 20.99% O2 is assumed.
6. Standard Fuel conditions are defined as 60.0 F, 14.73 psia.
7. Combustion turbine performance is based on preliminary estimated data. New and clean CTI
8. Fuel gas composition is based on the Bécancour Pre-FEED Study Project Design Basis fuel gas
9. Post combustion emissions control equipment includes an SCR with 19% aqueous ammonia.
10. Dilution flows are based on achieving an 850 F stack exit temperature.
11. For Case 9 and Case 18, performance was estimated to reflect a CTG shaft limit of 197 MW.
10. For Case 10 through Case 18, dilution flows and emissions are based on estimated CTG degr
11. CO2 emissions are based on the specific fuel analysis.
12. All ppm values are based on CH4 calibration gas.

Annexe F

Conversion des taux d’émissions massiques en concentrations (ppmv)

Afin d'évaluer les concentrations des contaminants atmosphériques émis par la turbine, les taux d'émissions massiques du NH_3, des NO_x et du CO ont été convertis en concentrations exprimées en partie par million en volume (ppmv). Cette conversion tient compte du débit massique des gaz de combustion ainsi que de leur composition molaire. Les concentrations obtenues ont ensuite été normalisées à une teneur de référence de 15 % d'oxygène, d'abord sur une base humide, puis sur une base sèche, afin de permettre la comparaison avec les normes d'émissions applicables.
Conformément à l'article 71 du Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère (RAA), la concentration corrigée à 15 % d'oxygène sur une base sèche est calculée selon la formule suivante :
$E = E_a \times (5,9 / (20,9 - A))$
où :
• E est la concentration corrigée (ppmv, base sèche) ;
• E_a est la concentration mesurée sur base sèche non corrigée (ppmv) ;
• A est le pourcentage d'oxygène sur base sèche dans les gaz de combustion au site d'échantillonnage (%), soit 15,21 % dans le présent cas.

Les données ainsi que les valeurs calculées sont présentées aux tableaux 1 et 2 ci-dessous :

Tableau 1 Composition des gaz de combustion des turbines

Composé chimique	Fraction molaire (%)	Masse molaire (g/mol)	Masse molaire moyenne (g/mol)
Diazote N_2	75.7	28	28.58
Oxygène, O_2	14.3	32	
Dioxyde de carbone, CO_2	3.1	44	
Dioxyde de soufre, SO_2	0.0	64	
Eau, H_2O	6.0	18	
Argon, Ar	0.9	40	
Teneur en O_2 sur une base sèche (mol%)	15.21		
Débit massique des gaz (lb/hr)	5196944		

Tableau 2 Concentration et taux d'émissions des contaminants

Paramètres	Substances		
	NH_3	NO_x	CO
Taux d'émissions massique (lb/hr)	13.30	28.90	32.00
Concentration du contaminant à la source (ppmv, base humide)	4.30	3.45	6.28
Concentration corrigée à 15% O2 (ppmv, base humide)	4.46	3.58	6.52
Concentration corrigée à 15% O2 (ppmv, base sèche)	4.75	3.81	6.94

WSP Canada Inc.
11e étage
1600, boulevard René-Lévesque Ouest
Montréal, Quebec H3H 1P9
Canada

T: +1-514-340-0046
F: +1-438-843-8111

wsp.com

Note technique

TransCanada Énergie

Caractérisation environnementale des sols effectuée en 2025 dans le cadre de l'étude géotechnique

Centrale de cogénération de Bécancour

Référence WSP: CA0031267.6554_NT_Rev0
Référence Client: M.002143

Le 5 janvier 2026

Destinataire(s)
Laurent Malépart

1. Mandat, Contexte et Objectifs

WSP Canada Inc. (WSP) a été mandatée par TransCanada Énergie (TCE) pour réaliser une étude géotechnique et géophysique afin de soutenir le projet proposé de conversion de la centrale de cogénération à Bécancour, Québec. Les travaux ont été effectués conformément aux spécifications de TCE intitulées : « TCE Geotechnical Investigation Specification » (dossier B&V no 422041.40.1300), qui ont été complétées par Black & Veatch le 26 mai 2025, ainsi qu'à la proposition de WSP no 2025CA425946_RevA, datée du 27 juin 2025. Le site des travaux est situé au 7005, boulevard Raoul-Duchesne, à Bécancour (Québec) (figure 1).

L'objectif de cette étude était d'évaluer les conditions générales du sol et de la nappe phréatique dans la zone d'étude au moyen de quatre forages et d'essais en laboratoire. De plus, dans le cadre de ce mandat, TCE a demandé que des échantillons de sol soient prélevés dans les quatre forages proposés afin d'évaluer la qualité environnementale des dépôts meubles. WSP comprend que les résultats obtenus serviront à planifier la gestion des sols excavés lors de la construction.

Les résultats obtenus dans le cadre des études géotechnique et géophysique sont présentés dans des documents distincts, tandis que cette note technique présente les résultats pertinents à l'évaluation environnementale des sols.

Cette note technique doit être lue conjointement avec les limitations présentées à l'annexe A, laquelle suit le texte et fait partie intégrante du présent document.

2. Résumé des travaux effectués et méthodologie

Les travaux de terrain effectués dans le cadre des études géotechnique et géophysique sont décrits dans des rapports distincts. Les tâches effectuées dans le cadre du présent mandat ont été effectuées le 7 août 2025 et ont inclus, sans s'y limiter, les tâches suivantes :

- Ajourage à l'emplacement des quatre forages proposés (BH-01 à BH-04);
- Échantillonnage en continu des sols dans les dépôts meubles et dépistage sur le terrain des composés organiques volatils (COV);
- Envoi des échantillons de sol prélevés au laboratoire pour analyse chimique.

Les sous-sections suivantes décrivent la méthodologie utilisée ainsi que le programme analytique, tandis que la figure 1 illustre l'emplacement des forages.

2.1 Ajourage

Avant de commencer les activités de forage, chacun des quatre emplacements de forage a été ajouré au moyen d'une méthode d'excavation par aspiration assistée d'une lance à air comprimé. Cette méthode a été utilisée afin de mettre à découvert, sécuritairement, toute infrastructure souterraine inconnue potentiellement présente aux emplacements des forages. Les travaux d'ajourage ont été réalisés par Badger Infrastructure Solutions sous la supervision du personnel de terrain de WSP.

L'excavation par aspiration a été effectuée jusqu'à l'observation d'un refus d'avancement causé par la présence d'un bloc erratique ou du roc, soit à une profondeur variant entre 0,9 et 1,1 m sous la surface du sol.

À la suite des travaux d'ajourage, les trous ont été remblayés avec un matériau de remblai importé (sable et gravier), et les sols excavés ont été temporairement entreposés sur le site.

2.2 Échantillonnage des sols et dépistage des COV

Des échantillons de sol ont été prélevés en continu sur les parois des trous d'ajourage afin de décrire la stratigraphie et évaluer la teneur en eau, ainsi que pour effectuer le dépistage des COV sur le terrain (voir l'annexe B pour les journaux de forages).

Les échantillons ont été prélevés à l'aide d'une pelle, qui a été nettoyée avant et entre chacun des prélèvements avec une brosse, de l'eau potable et un détergent sans phosphate, puis rincée à l'eau déminéralisée. Le technicien a porté une paire de gants en nitrile dédiée pour la manipulation de chaque échantillon de sol afin d'éliminer tout risque de contamination croisée

entre les échantillons et toute exposition du personnel de terrain aux contaminants potentiellement présents.

Les échantillons de sol prélevés ont été soumis à un dépistage des COV sur le terrain. Les échantillons ont été placés dans un pot en verre muni d'un couvercle vissé. L'embout d'un détecteur à photoionisation (PID) a été inséré dans le pot après avoir soulevé le couvercle. Les mesures des COV ont été prises en continu pendant plusieurs secondes, et la valeur la plus élevée détectée par l'appareil a ensuite été notée. Selon les résultats du dépistage, aucun COV n'a été détecté dans les échantillons de sol.

2.3 Programme analytique

Un total de 9 échantillons de sol, incluant 1 duplicata de terrain, ont été analysés pour les paramètres suivants :

- Hydrocarbures pétroliers C_{10}-C_{50} (HP C_{10}-C_{50});
- Hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP);
- Métaux.

Le programme analytique a été défini par TCE, et WSP a recommandé d'ajouter l'analyse des COV pour certains échantillons de sol. Ainsi, 5 échantillons de sol, incluant 1 duplicata de terrain, ont également été analysés pour les COV.

Les échantillons ont été soumis à Bureau Veritas Canada (2019) Inc. (Bureau Veritas), qui applique les méthodologies recommandées par le Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP) pour les paramètres sélectionnés.

2.4 Programme d'assurance qualité/contrôle de la qualité (AQ/CQ)

Afin de s'assurer que les échantillons et les résultats analytiques puissent être considérés comme valides, représentatifs et reproductibles, WSP a appliqué les mesures d'assurance et de contrôle de la qualité (AQ/CQ) suivantes :

- Le prélèvement et la conservation des échantillons ont été effectués conformément aux procédures opérationnelles normalisées de WSP pour les travaux sur le terrain et aux recommandations du MELCCFP. L'objectif de ces procédures est de minimiser les incertitudes et les biais en obtenant des échantillons représentatifs;
- Un plan de travail spécifique au site a été élaboré et une réunion de démarrage a été tenue;

- Des notes de terrain ont été prises tout au long des travaux;
- Un échantillon prélevé en duplicata sur le terrain a été analysé;
- Les contenants d'échantillons ont été correctement étiquetés et identifiés dans la chaîne de responsabilité;
- Les échantillons ont été conservés dans des glacières avec de la glace jusqu'à leur livraison à Bureau Veritas.

Bureau Veritas dispose également de son propre programme de contrôle de la qualité, incluant des échantillons répliqués en laboratoire, des blancs d'échantillons et des étalons de contrôle. Les résultats du contrôle de la qualité effectué en laboratoire sont inclus dans le certificat analytique fourni à l'annexe C. De plus, les résultats analytiques obtenus pour le duplicata sont présentés dans le tableau 1, à côté des résultats obtenus pour l'échantillon primaire.

3. Résultats

3.1 Critère de référence

Le MELCCFP définit trois niveaux de critères génériques de qualité des sols utilisés pour évaluer la contamination et orienter les décisions de gestion des sols :

- Critère A : Teneurs de fond naturelles pour les paramètres inorganiques et limite de quantification de la méthode analytique pour les paramètres organiques.
- Critère B : Limite maximale acceptable pour des terrains résidentiels, du premier mètre sous les aires de jeu des parcs municipaux et des terrains où se déroulent certains usages institutionnels sensibles.
- Critère C : Limite maximale acceptable pour des terrains industriels, commerciaux, institutionnels (sauf ceux supportant ou destinés à supporter des usages sensibles), récréatifs (pistes cyclables et parcs municipaux, sauf le premier mètre des aires de jeu), de même que pour les terrains formant ou destinés à former l'assiette d'une chaussée ou d'un trottoir en bordure de celle-ci.

Selon le plan de zonage de la Ville de Bécancour, le site est situé dans une zone industrielle. Par conséquent, les critères de qualité des sols applicables au site sont les critères C du MELCCFP. Toutefois, aux fins de la gestion des sols excavés, les résultats analytiques ont également été comparés aux critères A et B du MELCCFP.

3.2 Résultats analytiques des sols

Les résultats analytiques obtenus pour les échantillons de sol prélevés dans les forages sont présentés au tableau 1 et le certificat d'analyse du laboratoire est fourni à l'annexe C.

Comme indiqué au tableau 1, tous les résultats obtenus pour les échantillons de sol prélevés dans les quatre forages (BH-01 à BH-04), y compris le duplicata, sont inférieurs à la limite de détection du laboratoire ou inférieurs aux critères A du MELCCFP.

3.3 Contrôle qualité

Le programme de contrôle de la qualité a inclus un duplicata de terrain, en plus du contrôle effectué par le laboratoire. La qualité du duplicata de terrain est évaluée en fonction de la variation relative en pourcentage (VRP). La VRP quantifie la différence entre les concentrations détectées dans les échantillons primaires et leurs duplicatas. Il est calculé à l'aide de l'équation suivante :

$$\mathrm{VRP} = \frac{|\ C_{\text{primaire}} - C_{\text{duplicata}}\ |}{\left(\frac{C_{\text{primaire}} + C_{\text{duplicata}}}{2}\right)} \times 100$$

Où :

- $C_{primaire}$: Concentration détectée dans l'échantillon primaire
- $C_{duplicata}$: Concentration détectée dans l'échantillon duplicata

Les VRP ont été calculés en tenant compte des éléments suivants :

- Lorsque les concentrations ont été détectées au-dessus de la limite de détection rapportée (LDR) par le laboratoire dans l'échantillon primaire et le duplicata, une VRP a été calculée;
- Lorsque les résultats analytiques ont été rapportés sous la LDR pour les deux échantillons, la VRP a été considérée comme non quantifiable;
- Lorsqu'un paramètre a été détecté au-dessus de la LDR dans un seul échantillon (primaire ou duplicata), une VRP a été calculée en utilisant la concentration détectée et la LDR.

Tous les VRP sont inférieurs à 30 %, ce qui est acceptable selon les recommandations du MELCCFP.

4. Conclusions

Dans le cadre des études géotechniques et géophysiques réalisées par WSP pour le projet proposé de conversion de la centrale de cogénération de TCE à Bécancour (Québec), une caractérisation des sols a été effectuée afin d'évaluer la qualité environnementale des dépôts meubles, plus spécifiquement aux emplacements des forages BH-01 à BH-04. L'étude a inclus des travaux d'ajourage préalablement à la réalisation des forages, l'échantillonnage des sols, le dépistage sur le terrain des COV et l'analyse en laboratoire des HP C_{10}-C_{50}, des HAP, des métaux et des COV.

Selon les résultats du dépistage effectué sur le terrain, aucun COV n'a été détecté dans les échantillons de sol. De plus, tous les échantillons prélevés dans les quatre forages (BH-01 à BH-04), y compris le duplicata, ont montré des concentrations inférieures aux limites de détection du laboratoire ou aux critères A du MELCCFP.

En fonction de ces résultats, aucune contrainte environnementale n'a été identifiée pour la gestion des sols lors des activités de construction, spécifiquement aux emplacements des forages. Si des observations faites sur le terrain pendant les travaux de construction indiquent la présence potentielle d'impacts environnementaux, des analyses supplémentaires pourraient être requises.

PRÉPARÉ PAR



François Blais, ing.
Assistant de projet

5 janvier, 2026
Date

RÉVISÉ PAR

Christiane Forget, ing, M.Sc.A.
Ingénieure en hydrogéologie

5 janvier, 2026
Date

Pièces jointes: Tableau 1: Résultats analytique pour les échantillons de sols
Figure 1: Plan de localisation des forages
Annexe A: Limitations
Annexe B: Rapports de forage
Annexe C: Certificats de laboratoire

Tableau 1 - Résultats analytiques pour les échantillons de sols

Paramètres	Critères MELCCFP			LDR	Nom du forage / Date d'échantillonnage / Nom de l'échantillon / Intervalle de profondeur de l'échantillon (m) / Concentrations (mg/kg)			
					BH-01			
					2025-08-07	2025-08-07	2025-08-07	2025-08-07
	A	B	C		BH-01-EM-01	BH-01-EM-02	DUP-02 (BH-01-EM-02)	BH-01-EM-03
					0,05-0,25	0,25-0,50	0,25-0,50	0,50 - 1,00
Métaux extractibles totaux								
Arsenic (As)	6	30	50	5	< 5	< 5	< 5	< 5
Baryum (Ba)	340	500	2000	5	38	29	26	20
Cadmium (Cd)	1,5	5	20	0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,5
Chrome (Cr)	100	250	800	2	5,8	3,7	4,1	3,2
Cobalt (Co)	25	50	300	2	3,1	< 2	< 2	< 2
Cuivre (Cu)	50	100	500	2	9,5	2	< 2	2,4
Plomb (Pb)	50	500	1000	5	< 5	< 5	< 5	< 5
Manganèse (Mn)	1000	1000	2200	2	180	34	37	41
Mercure (Hg)	0,2	2	10	0,02	< 0,02	< 0,02	< 0,02	< 0,02
Molybdène (Mo)	2	10	40	1	< 1	< 1	< 1	< 1
Nickel (Ni)	50	100	500	1	11	4,5	6	4,8
Sélénium (Se)	1	3	10	1	< 1	< 1	< 1	< 1
Argent (Ag)	2	20	40	0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,5
Étain (Sn)	5	50	300	4	< 4	< 4	< 4	< 4
Zinc (Zn)	140	500	1500	10	27	13	15	12
Composés organiques volatils (COV)								
1,1,1-Trichloroéthane	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
1,1,2,2-Tetrachloroéthane	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
1,1,2-Trichloroéthane	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
1,1-Dichloroéthane	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
1,1-Dichloroéthylène	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
1,2-Dichlorobenzène	0,2	1	10	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
1,2-Dichloroéthane	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
cis-1,2-Dichloroéthylène	-	-	-	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
trans-1,2-Dichloroéthylène	-	-	-	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
1,2-Dichloroéthylène (cis+trans)	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
1,2-Dichloropropane	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
1,3-Dichlorobenzène	0,2	1	10	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
cis-1,3-Dichloropropène	-	-	-	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
trans-1,3-Dichloropropène	-	-	-	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
1,3-Dichloropropène (cis+trans)	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
1,4-Dichlorobenzène	0,2	1	10	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
Benzène	0,2	0,5	5	0,1	-	< 0,1	< 0,1	-
Tétrachlorure de carbone	0,1	5	50	0,1	-	< 0,1	< 0,1	-
Chlorobenzène	0,2	1	10	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
Chloroforme	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
Dichlorométhane	0,3	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
Éthylbenzène	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
Styrène	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
Tétrachloroéthylène	0,3	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
Toluène	0,2	3	30	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
Total_Xylènes	0,4	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
Trichloroéthylène	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-
Chlorure de vinyle	0,4	0,57	0,79	0,02	-	< 0,02	< 0,02	-
Hydrocarbures aromatiques polycicliques (HAP)								
1,3-Diméthylnaphthalène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
1-Méthylnaphthalène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
2,3,5-Triméthylnaphthalène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
2-Méthylnaphthalène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
3-Méthylcholanthrène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
7,12-Diméthylbenzanthracène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Acénaphtène	0,1	10	100	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Acénaphtylène	0,1	10	100	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Anthracène	0,1	10	100	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Benzo(a)anthracène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Benzo(a)pyrène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Benzo(b)fluoranthène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Benzo(j)fluoranthène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Benzo(k)fluoranthène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Benzo(c)phénanthrène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Benzo(ghi)pérylène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Chrysène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Dibenzo(a,h)anthracène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Dibenzo(a,h)pyrène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Dibenzo(a,i)pyrène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Dibenzo(a,l)pyrène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Fluoranthène	0,1	10	100	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Fluorène	0,1	10	100	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Indeno(1,2,3-cd)pyrène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Naphtalène	0,1	5	50	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Phénanthrène	0,1	5	50	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Pyrène	0,1	10	100	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Hydrocarbures pétroliers (C10-C50)	100	700	3500	100	< 100	< 100	< 100	< 100

Notes

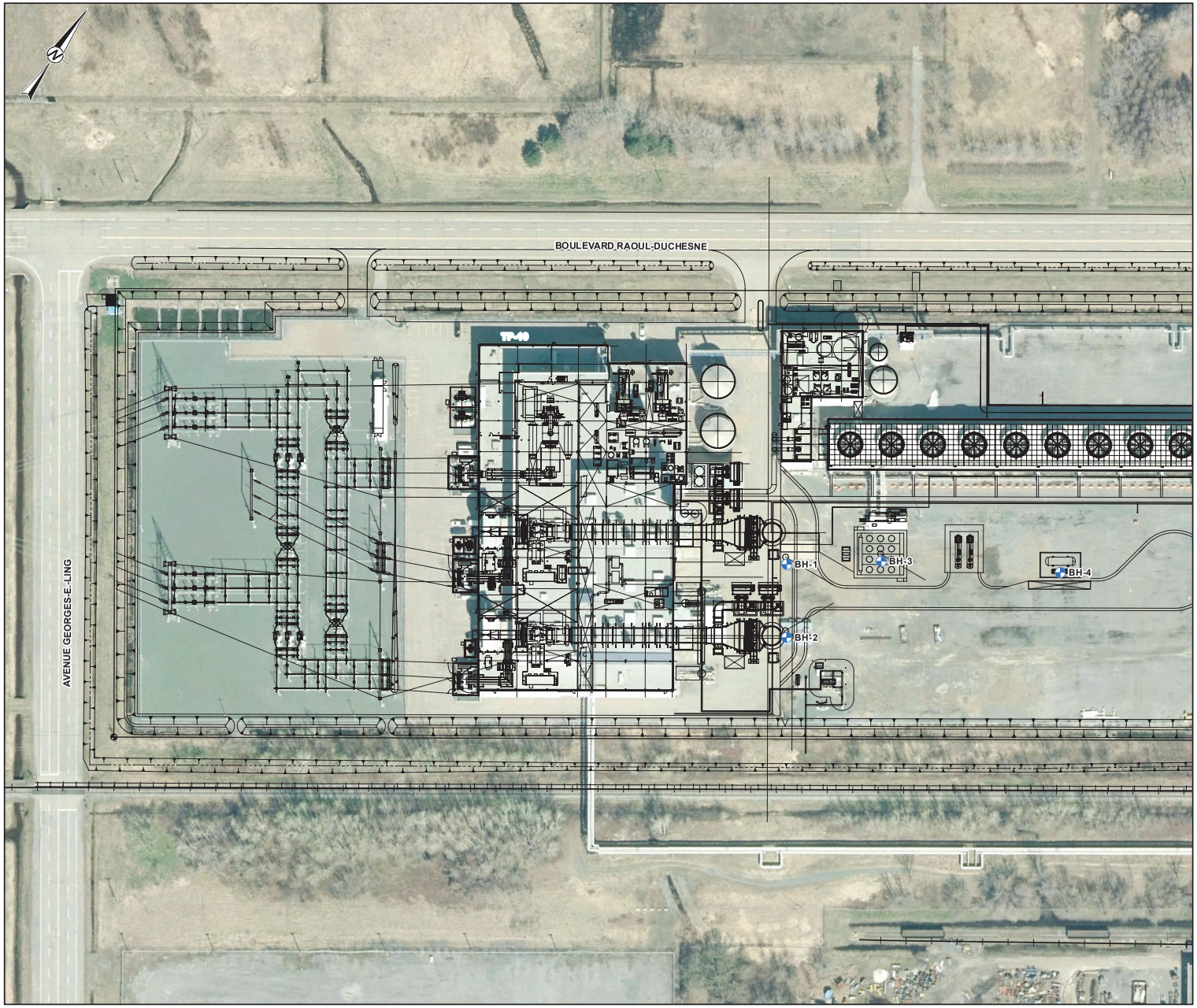
-	: Non analysé ou aucun critère
Valeur	: non détecté
Valeur	: Détecté et sous le critère A du MELCCFP

Tableau 1 - Résultats analytiques pour les échantillons de sols

Paramètres	Critères MELCCFP			LDR	Nom du forage / Date d'échantillonnage / Nom de l'échantillon / Interval de profondeur de l'échantillon (m) / Concentrations (mg/kg)				
					BH-02		BH-03		BH-04
					2025-08-07	2025-08-07	2025-08-07	2025-08-07	2025-08-07
	A	B	C		BH-02-EM-01	BH-02-EM-02	BH-03-EM-01	BH-03-EM-02	BH-04-EM-01
					0,00 - 0,50	0,50 - 1,00	0,00 - 0,35	0,35 - 0,90	0,00 - 0,50
Métaux extractibles totaux									
Arsenic (As)	6	30	50	5	< 5	< 5	< 5	< 5	< 5
Baryum (Ba)	340	500	2000	5	120	91	83	50	82
Cadmium (Cd)	1,5	5	20	0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,5
Chrome (Cr)	100	250	800	2	19	13	8,1	15	11
Cobalt (Co)	25	50	300	2	10	7,8	3,7	6,9	5,6
Cuivre (Cu)	50	100	500	2	26	18	5,1	12	21
Plomb (Pb)	50	500	1000	5	9,5	7,9	< 5	6,8	< 5
Manganèse (Mn)	1000	1000	2200	2	530	300	220	210	290
Mercure (Hg)	0,2	2	10	0,02	< 0,02	< 0,02	< 0,02	< 0,02	< 0,02
Molybdène (Mo)	2	10	40	1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1
Nickel (Ni)	50	100	500	1	28	20	10	18	25
Sélénium (Se)	1	3	10	1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1
Argent (Ag)	2	20	40	0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,5
Étain (Sn)	5	50	300	4	< 4	< 4	< 4	< 4	< 4
Zinc (Zn)	140	500	1500	10	81	47	17	40	91
Composés organiques volatils (COV)									
1,1,1-Trichloroéthane	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
1,1,2,2-Tetrachloroéthane	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
1,1,2-Trichloroéthane	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
1,1-Dichloroéthane	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
1,1-Dichloroéthylène	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
1,2-Dichlorobenzène	0,2	1	10	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
1,2-Dichloroéthane	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
cis-1,2-Dichloroéthylène	-	-	-	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
trans-1,2-Dichloroéthylène	-	-	-	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
1,2-Dichloroéthylène (cis+trans)	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
1,2-Dichloropropane	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
1,3-Dichlorobenzène	0,2	1	10	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
cis-1,3-Dichloropropène	-	-	-	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
trans-1,3-Dichloropropène	-	-	-	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
1,3-Dichloropropène (cis+trans)	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
1,4-Dichlorobenzène	0,2	1	10	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
Benzène	0,2	0,5	5	0,1	-	< 0,1	< 0,1	-	< 0,1
Tétrachlorure de carbone	0,1	5	50	0,1	-	< 0,1	< 0,1	-	< 0,1
Chlorobenzène	0,2	1	10	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
Chloroforme	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
Dichlorométhane	0,3	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
Éthylbenzène	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
Styrène	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
Tétrachloroéthylène	0,3	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
Toluène	0,2	3	30	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
Total_Xylènes	0,4	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
Trichloroéthylène	0,2	5	50	0,2	-	< 0,2	< 0,2	-	< 0,2
Chlorure de vinyle	0,4	0,57	0,79	0,02	-	< 0,02	< 0,02	-	< 0,02
Hydrocarbures aromatiques polycicliques (HAP)									
1,3-Diméthylnaphthalène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
1-Méthylnaphthalène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
2,3,5-Triméthylnaphthalène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
2-Méthylnaphthalène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
3-Méthylcholanthrène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
7,12-Diméthylbenzanthracène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Acénaphtène	0,1	10	100	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Acénaphtylène	0,1	10	100	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Anthracène	0,1	10	100	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Benzo(a)anthracène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Benzo(a)pyrène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Benzo(b)fluoranthène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Benzo(j)fluoranthène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Benzo(k)fluoranthène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Benzo(c)phénanthrène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Benzo(ghi)pérylène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Chrysène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Dibenzo(a,h)anthracène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Dibenzo(a,h)pyrène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Dibenzo(a,i)pyrène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Dibenzo(a,l)pyrène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Fluoranthène	0,1	10	100	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Fluorène	0,1	10	100	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Indeno(1,2,3-cd)pyrène	0,1	1	10	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Naphtalène	0,1	5	50	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Phénanthrène	0,1	5	50	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Pyrène	0,1	10	100	0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Hydrocarbures pétroliers (C10-C50)	100	700	3500	100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100

Notes

-	: Non analysé ou aucun critère
Valeur	: non détecté
Valeur	: Détecté et sous le critère A du MELCCFP



PLAN CLÉ



ÉCHELLE: 1:100,000

LEGENDE

- EMPLACEMENT DES FORAGES (WSP, SEP 2025)
- CHEMIN DE FER
- AMÉNAGEMENT DU SITE

CONFIDENTIEL

0 15 30 60

1:1,500 MÈTRES

NOTE(S)

1. TOUS LES EMPLACEMENTS SONT APPROXIMATIFS

RÉFÉRENCE(S)

1. CONTIENT DES INFORMATIONS SOUS LICENCE EN VERTU DE LA LICENCE DU GOUVERNEMENT OUVERT - QUÉBEC
2. CARTE DE BASE: SOURCES: ESRI, TOMTOM, GARMIN, FAO, NOAA, USGS, © CONTRIBUTEURS D'OPENSTREETMAP ET LA COMMUNAUTÉ DES UTILISATEURS SIG, PROVINCE DE QUÉBEC, MAXAR, MICROSOFT
3. SYSTÈME DE COORDONNÉES: NAD 1983 UTM ZONE 18N

CLIENT

TRANSCANADA ÉNERGIE

PROJET

CARACTÉRISATION ENVIRONNEMENTALE DES SOLS EFFECTUÉE EN 2025 DANS LE CADRE DE L'ÉTUDE GÉOTECHNIQUE - CENTRALE DE COGÉNÉRATION DE BÉCANCOUR

TITRE

PLAN D'EMPLACEMENT DES FORAGES

CONSULTANT

wsp

AAAA-MM-JJ	2025-09-12
DESSINÉ	C. Forget
PROJETÉ	F. Blais
RÉVISÉ	C. Forget
APPROUVÉ	C. Forget

PROJET NO.	CONTRÔLE	REV.	FIGURE
CA0031267.6554	001	0	1

IF THIS MEASUREMENT DOES NOT MATCH WHAT IS SHOWN, THE SHEET SIZE HAS BEEN MODIFIED FROM ANSI B
25mm
0
PATH:

Annexe A
Limitations

Annexe A Limitations

WSP Canada Inc. (« WSP ») a préparé ce rapport uniquement pour son destinataire TransCanada Énergie, conformément à la convention de consultant convenue entre les parties. Advenant qu'une convention de consultant n'ait pas été exécutée, les parties conviennent que les Modalités générales à titre de consultant de WSP régiront leurs relations d'affaires, lesquelles vous ont été fournies avant la préparation de ce rapport.

Ce rapport est destiné à être utilisé dans son intégralité. Aucun extrait ne peut être considéré comme représentatif des résultats de l'évaluation.

Les conclusions présentées dans ce rapport sont basées sur le travail effectué par du personnel technique, entraîné et professionnel, conformément à leur interprétation raisonnable des pratiques d'ingénierie et techniques courantes et acceptées au moment où le travail a été effectué.

Le contenu et les opinions exprimées dans le présent rapport sont basés sur les observations et/ou les informations à la disposition de WSP au moment de sa préparation, en appliquant des techniques d'investigation et des méthodes d'analyse d'ingénierie conformes à celles habituellement utilisées par WSP et d'autres ingénieurs/techniciens travaillant dans des conditions similaires, et assujettis aux mêmes contraintes de temps, et aux mêmes contraintes financières et physiques applicables à ce type de projet.

WSP dénie et rejette toute obligation de mise à jour du rapport si, après la date du présent rapport, les conditions semblent différer considérablement de celles présentées dans ce rapport; cependant, WSP se réserve le droit de modifier ou de terminer ce rapport sur la base d'informations, de documents ou de preuves additionnels.

WSP ne fait aucune représentation relativement à la signification juridique de ses conclusions.

La divulgation de tout renseignement faisant partie du présent rapport relève uniquement de la responsabilité de son destinataire. Si un tiers utilise, se fie, ou prend des décisions ou des mesures basées sur ce rapport, ledit tiers en est le seul responsable. WSP n'accepte aucune responsabilité quant aux dommages que pourrait subir un tiers suivant l'utilisation de ce rapport ou quant aux dommages pouvant découler d'une décision ou mesure prise basée sur le présent rapport.

WSP a exécuté ses services offerts au destinataire de ce rapport conformément à la convention de consultant convenue entre les parties tout en exerçant le degré de prudence, de compétence et de diligence dont font habituellement preuve les membres de la même profession dans la prestation des mêmes services ou de services comparables à l'égard de projets de nature analogue dans des circonstances similaires. Il est entendu et convenu entre WSP et le destinataire de ce rapport que WSP n'offre aucune garantie, expresse ou implicite, de quelque

nature que ce soit. Sans limiter la généralité de ce qui précède, WSP et le destinataire de ce rapport conviennent et comprennent que WSP ne fait aucune représentation ou garantie quant à la suffisance de sa portée de travail pour le but recherché par le destinataire de ce rapport.

En préparant ce rapport, WSP s'est fié de bonne foi à l'information fournie par des tiers, comme indiqué dans le rapport. WSP a raisonnablement présumé que les informations fournies étaient correctes et WSP ne peut donc être tenu responsable de l'exactitude ou de l'exhaustivité de ces informations.

Les bornes et les repères d'arpentage utilisés dans ce rapport servent principalement à établir les différences d'élévation relative entre les emplacements de prélèvement et/ou d'échantillonnage et ne peuvent servir à d'autres fins. Notamment, ils ne peuvent servir à des fins de nivelage, d'excavation, de construction, de planification, de développement, etc.

Les conditions générales d'un site ne peuvent être extrapolées au-delà des zones définies et des emplacements de prélèvement et d'échantillonnage. Les conditions d'un site entre les emplacements de prélèvement et d'échantillonnage peuvent différer des conditions réelles. La précision et l'exactitude de toute extrapolation et spéculation au-delà des emplacements des prélèvements et d'échantillonnage dépendent des conditions naturelles, de l'historique de développement du site et des changements entraînés par la construction et des autres activités sur le site. De plus, l'analyse a été effectuée pour les paramètres chimiques et physiques déterminés seulement, et il ne peut pas être présumé que d'autres substances chimiques ou conditions physiques ne sont pas présentes. WSP ne fournit aucune garantie et ne fait aucune représentation contre les risques environnementaux non décelés ou contre des effets négatifs causés à l'extérieur de la zone définie.

L'original du fichier électronique que nous vous transmettons sera conservé par WSP pour une période minimale de dix ans. WSP n'assume aucune responsabilité quant à l'intégrité du fichier qui vous est transmis et qui n'est plus sous le contrôle de WSP. Ainsi, WSP n'assume aucune responsabilité quant aux modifications faites au fichier électronique suivant sa transmission au destinataire.

Copilot a été utilisée pour enrichir la formulation des idées exprimées dans ce rapport. Cet usage se limite à la clarification du texte et à la bonification du vocabulaire utilisé pour exprimer les opinions de l'auteur.

Ces limitations sont considérées comme faisant partie intégrante du présent rapport.

Annexe B

Rapports de forages

MÉTHODE DE CLASSIFICATION DES SOLS

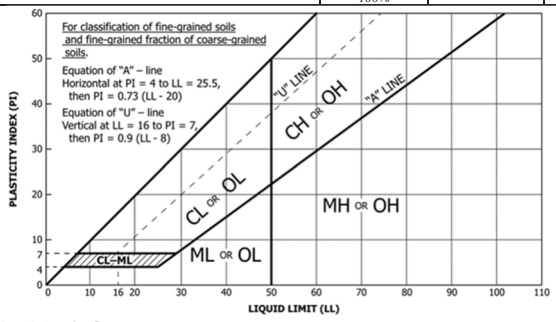
Synthèse des symboles de groupes et des noms de groupes primaires

Organique ou inorganique	Catégorie de sol	Type de sol		Étalement ou Plasticité	$Cu = \frac{D_{60}}{D_{10}}$	$Cc = \frac{(D_{30})^2}{D_{10} x D_{60}}$	Matière organique MO [6,9]	Symbole du groupe selon USCS [3,5,7]	Nom du groupe de sol (desc. primaire) [2]
SOLS INORGANIQUES (contenu organique ≤30% de la masse)	**SOLS À GRAINS GROSSIERS** [1] (Plus de 50%, en masse, des grains ont un diamètre supérieur à 0,075 mm)	GRAVIERS (plus de 50%, en masse, des grains de la fraction grossière sont > 4,75 mm)	Graviers propres avec <5% (en masse) de part. fines [3]	Bien étalé	≥ 4 (et)	≥1 à ≤3	≤ 30 %	GW	GRAVIER bien étalé [4,6]
				Mal étalé	< 4 (et/ou)	<1 ou >3		GP	GRAVIER mal étalé [4,6]
			Graviers avec >12% (en masse) de part. fines [3]	Sous la Ligne A	s/o			GM	GRAVIER SILTEUX [4,6]
				Au-dessus de la Ligne A	s/o			GC	GRAVIER ARGILEUX [4,5,6]
		SABLES (au moins 50%, en masse, des grains de la fraction grossière sont < 4,75 mm)	Sables propres avec <5% (en masse) de part. fines [7]	Bien étalé	≥ 6 (et)	≥1 à ≤3		SW	SABLE bien étalé [6,8]
				Mal étalé	< 6 (et/ou)	<1 ou >3		SP	SABLE mal étalé [6,8]
			Sables avec >12% (en masse) de part. fines [7]	Sous la Ligne A	s/o			SM	SABLE SILTEUX [6,8]
				Au-dessus de la Ligne A	s/o			SC	SABLE ARGILEUX [5,6,8]

Organique ou inorganique	Catégorie de sol	Type de sol	Essai de laboratoire	Indicateurs de terrain					Matière organique MO [B,H]	Symbole du groupe selon USCS [A]	Nom du groupe de sol (desc. primaire) [2]
				Dilatance	Résistance à sec	Éclat	Diamètre du boudin	Ténacité (boudin de 3 mm de Ø)			
INORGANIQUE (contenu organique <30% de la masse)	**SOLS À GRAINS FINS** (≥50% de la masse est inférieure à 0,075 mm)	SILTS (non plastique ou dont les LP et LL sont en dessous de la ligne A sur le Graphique de plasticité ci-dessous) [C]	Limite de liquidité < 50 [D]	Rapide	Nulle à faible	Aucun éclat à mat	3 à 6	Faible; on ne peut pas façonner un boudin de 3 mm	<15%	ML	SILT [H]
				Nulle à lente	Faible à moyenne	Aucun éclat à mat	3 à 6	Faible	15% à 30%	OL	SILT ORGANIQUE
			Limite de liquidité ≥ 50 [D]	Nulle à très lente	Faible à moyenne	Lustré	3 à 6	Faible à moyenne	<15%	MH	SILT PLASTIQUE [H]
				Nulle	Moyenne à élevée	Mat à lustré	1 à 3	Faible à moyenne	15% à 30%	OH	SILT ORGANIQUE
		ARGILES (LP et LL sont au-dessus de la ligne A du diagramme de plasticité ci-dessous) [A]	Limite de liquidité < 50 [D]	Nulle à moyennement lente	Moyenne à élevée	Lustré à brillant	1 à 3	Moyenne	<15%	CL	ARGILE PLASTICITÉ FAIBLE [A,D,E,F,G,H]
				Nulle à très lente	Moyenne à forte	Lustré à brillant	1 à 3	Moyenne	15% à 30%	OL	ARGILE ORGANIQUE [E,F,G]
			Limite de liquidité ≥ 50 [D]	Nulle	Forte à très forte	Brillant	<1	Forte	<15%	CH	ARGILE PLASTICITÉ ÉLEVÉE [E,F,G,H]
				Nulle	Forte	Brillant	<1	Forte	15% à 30%	OH	ARGILE ORGANIQUE [E,F,G]
SOL FORTEMENT ORGANIQUE (teneur en matières organiques >30% de la masse)		Mélanges de tourbe et de sol minéral	Sol assez léger, peut être spongieux, un peu d'eau peut s'écouler en le pressant, un rétrécissement peut se produire suite au séchage à l'air libre. La fraction sableuse est visible. Dilatance lente à rapide. Le boudin est de ténacité faible à l'approche de la limite plastique. Résistance à sec faible à moyenne.						30% à <75%	PT	TOURBE SILTEUSE, TOURBE SABLEUSE
		Tourbe majoritaire, peut contenir un peu de sol minéral, de tourbe fibreuse ou amorphe.	Sol léger et spongieux, beaucoup d'eau peut s'écouler à en le pressant. Fort rétrécissement au séchage (indicateur d'une forte teneur en eau). Structure végétale reconnaissable à altérée.						75% à 100%		TOURBE

Notes pour les sols à grains grossiers :

1. S'applique aux matériaux passant le tamis de 75 mm.
2. Si l'éch. prélevé au terrain renferme des cailloux ou des blocs, ou si les observations de forage révèlent la présence de cailloux ou de blocs, ou les deux, ajouter « avec cailloux », « avec blocs » ou « avec cailloux et blocs » et spécifier dans les notes , si possible, la profondeur et la dimension.
3. Un sol composé de graviers avec 5 à 12 % de fines doit être décrit avec un symbole composé (double sigle séparé par un trait d'union) :
   (GW-GM) GRAVIER bien étalé avec silt,
   (GW-GC) GRAVIER bien étalé avec argile,
   (GP-GM) GRAVIER mal étalé avec silt,
   (GP-GC) GRAVIER mal étalé avec argile.
4. Si le sol contient au moins 15 % de sable (≥15 %), ajouter « avec sable » au Nom du groupe.
5. Si les particules fines se classent comme CL-ML, utiliser un symbole composé (GC-GM) ou (SC-SM) pour le Symbole du Groupe.
6. Si le sol a une teneur en matière organique (MO) 15 % ≤ MO < 30 %, le terme « organique » doit être ajouté après le nom du Groupe. Si le sol a une teneur en matière organique MO comprise entre 3 et 15 % (3 % ≤ MO < 15 %), ajouter « avec des fines organiques » au nom du Groupe. Si le sol contient moins de 3 % de MO, on peut ajouter « traces de fines organiques » au Nom du groupe de sol.
7. Les sables contenant de 5 à 12 % de fines sont décrits avec des symboles composés:
   (SW-SM) SABLE bien étalé avec silt,
   (SW-SC) SABLE bien étalé avec argile,
   (SP-SM) SABLE mal étalé avec silt,
   (SP-SC) SABLE mal étalé avec argile.
8. Si le sol contient ≥15 % de gravier, ajouter « avec gravier » au Nom du Groupe de sol.



Notes pour les sols à grains fins :

- **A.** Si les limites d'Atterberg se situent au-dessus de la ligne A, mais dans la zone « hachurée » du diagramme de plasticité, le sol est une (CL-ML) ARGILE SILTEUSE.
- **B.** Si le sol contient jusqu'à 3 % de mat. organiques (0 %<MO≤3 %), on précise « traces de fines organiques » après le nom du Groupe.
- **C.** Si le sol à grains fin n'est pas plastique (c.-à-d., que la limite de plasticité (w_P) ne peut être mesurée), le sol est un SILT (ML).
- **D.** Optionnel : si le sol a une limite de liquidité (w_L) comprise entre 30 et 50% le nom du groupe primaire pourrait être « (CL) ARGILE PLASTICITÉ MOYENNE; … »
- **E.** Si le sol contient de 15% à 30 % de part. qui sont retenues par le tamis n°200 (+N°200), ajouter « avec sable » ou « avec gravier ».
- **F.** Si le sol contient ≥30 % de sable et +N°200 principalement du sable, ajouter « sableux » au Nom du Groupe.
- **G.** Si le sol contient ≥30 % de gravier et +N° 200, principalement du gravier, ajouter « graveleux » au Nom du groupe.
- **H.** Si le sol a une teneur en matière organique (MO) telle que 3 %≤MO<15 %, ajouter « avec des fines organiques » au Nom du groupe.

ABRÉVIATIONS & TERMINOLOGIE UTILISÉES DANS LES RAPPORTS DE SONDAGE

DIMENSION DES PARTICULES (GRAINS) DES COMPOSANTS

Composant du sol	Description des particules	Millimètres	Pouces (No tamis standard US)
BLOCS	n/a	>300	>12
CAILLOUX	n/a	75 à 300	3 à 12
GRAVIER	Grossier Fin	19 à 75 4,75 à 19	0,75 à 3 (4) à 0,75
SABLE	Grossier Moyen Fin	2,00 à 4,75 0,425 à 2,00 0,075 à 0,425	(10) à (4) (40) à (10) (200) à (40)
SILT/ARGILE	Classé par la plasticité	<0,075	< (200)

DESCRIPTIF DE QUANTITÉ POUR LES COMPOSANTS PRIMAIRES, SECONDAIRES ET MINEURS

% (EN MASSE)	TERME DESCRIPTIF
<5	Utilisez « **traces** »
≥5 À ≤12	Utilisez « **très peu** »
>12 À <30	Utilisez « **peu** »
≥30 À <50	Utilisez « **beaucoup** »
≥50	Utilisez « **majoritairement** »

RÉSISTANCE À LA PÉNÉTRATION

Essai standard de résistance à la pénétration (SPT), N

Le nombre de coups que doit frapper un marteau de 63,5 kg (140 lbs) chutant de 760 mm (30 po) pour enfoncer une cuillère fendue de 50 mm (2 po) de diamètre sur une profondeur de 300 mm (12 po). Les valeurs reportées sont celles relevées sur le terrain et ne sont pas corrigées.

Essai de pénétration au piézocône (CPT)

Un pénétromètre électronique avec une pointe conique de 60° et une surface d'extrémité de 10 cm^2 est enfoncé dans le sol à une vitesse de pénétration de 2 cm/s. Les mesures de la résistance en pointe (q_t), de la pression interstitielle (u) et de la friction latérale sont enregistrées électroniquement tous les 25 mm de pénétration.

Essai de pénétration dynamique au cône (DCPT) - N_{dc}

Le résultat de cet essai est le nombre de coups N_{dc} que doit frapper un marteau de 63,5 kg (140 lbs) chutant sur 760 mm (30 po) pour enfoncer de 300 mm (12 po) un pénétromètre de 50 mm (2 po) de diamètre avec son cône de 60° relié à un train de tiges de taille « A ».

PH : l'échantillonneur s'enfonce avec la pression hydraulique
MAN: l'échantillonneur s'enfonce à la main
PM: l'échantillonneur s'enfonce sous le poids du marteau
PTI: l'échantillonneur s'enfonce sous son propre poids et celui des tiges

ROC

RQD (indice de la qualité du roc)

Qualité du roc	Indice RQD
Très mauvaise	< 25%
Mauvaise	25 à 50%
Moyenne	50 à 75%
Bonne	75 à 90%
Excellente	90 à 100%

ÉCHANTILLONS USUELS

CD	Échantillon prélevé au carottier diamanté
CF	Échantillon prélevé à la cuillère fendue
CR	Carotte de roche
CS	Carotte de sols (ex. forage sonique)
MA	Échantillon manuel
TA	Échantillon prélevé à la tarière
TS	Échantillon prélevé avec un tube à paroi mince (Shelby)
TT	Échantillon prélevé avec un tube transparent
AUTRES TYPES D'ÉCHANTILLON	
EB	Échantillon en bloc
ED	Échantillon Denison
EX-F	Échantillon de fond
EX-P	Échantillon de paroi
EP	Échantillon prélevé avec un échantillonneur à piston
LA	Échantillon par lavage
MC	Éch. californien modifié (noter diam. éch. et poids du marteau)
MS	Éch. avec tube Shelby modifié (pour sols gelés)
TF	Échantillon de tube fendu
TM	Échantillon prélevé avec un tube à paroi mince
TP	Éch. prélevé avec tube Shelby à piston (noter Ø)
TO	Éch. prélevé avec tube Shelby ouvert (noter Ø)

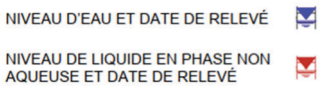
ÉTAT DES ÉCHANTILLONS



CALIBRE DES ÉCHANTILLONS (lettre indiquée au centre des échantillons)

Calibre (CF)	Diamètre int (mm)	Calibre (CR)	Diamètre int (mm)
P	75,9	**PQ**	85,0
H	63,2	**HQ**	63,5
N	50,5	**NQ**	47,6
B	37,8	**BQ**	36,4

INSTALLATION DE TUBES ET DE PUITS



MAT.	Matériel de construction du puits
DIA.	Diamètre du puits
OUV.	Taille de l'ouverture de la crépine
PVC	Polychlorure de vinyle
SCH	Schedule (épaisseur de la paroi de PVC)
SS	Acier inoxydable (stainless steel)

OBSERVATIONS[1]

Odeur		Visuelle	
Symbole	**Terme descriptif**	**Symbole**	**Terme descriptif**
F	Faible	**D**	Disséminé
M	Moyenne	**S**	Saturé
O	Persistante		

1: Les observations consignées sont celles perçues de façon fortuite lors des travaux. Aucun échantillon n'a été senti de manière délibérée.

SOLS NON COHÉRENTS (sols pulvérulents, sans cohésion)

COMPACITÉ

Terme descriptif	Indice N (SPT) = nbre coups/0,3 m)[1,2]
Très lâche	0 à 4
Lâche	4 à 10
Compacte	10 à 30
Dense	30 à 50
Très dense	>50

1. L'Indice N SPT ou N est défini conformément à la norme ASTM D1586 non corrigé avec la charge du mort-terrain
2. La définition des termes de compacité est basée sur les valeurs de N SPT données par Terzaghi, Peck et Mesri (1996). De nombreux facteurs affectent la valeur N SPT enregistrée, notamment l'efficacité du marteau (qui peut être sup. à 60 % pour les marteaux à déclenchement automatique), la charge du mort-terrain, les conditions de la nappe phréatique et la taille des grains. Ainsi, la valeur N enregistrée ne doit être considérée que comme une appréciation approximative de la compacité du sol. Ces facteurs doivent être pris en compte lors de l'évaluation des résultats, et les termes de compacité indiqués ne doivent pas être utilisés pour la conception ou la construction.

CONDITIONS D'HUMIDITÉ DU TERRAIN

Terme	Description
Sec	L'échantillon de sols s'effrite librement entre les doigts
Humide	La teinte du sol est plus foncée qu'à l'état sec et il est plus frais au toucher
Saturé	Même description qu'un sol humide, mais laisse les mains mouillées quand on le manipule

SOLS COHÉRENTS (sols plastiques)

CONSISTANCE

Terme descriptif	Résistance au cisaillement non drainé (kPa)	Indice SPT N = Nbre coups/0,3m)[1 2]
Très molle	<12	0 à 2
Molle	12 à 25	2 à 4
Ferme	25 à 50	4 à 8
Raide	50 à 100	8 à 15
Très raide	100 à 200	15 à 30
Dure	>200	>30

1. L'Indice N SPT ou N est défini conformément à la norme ASTM D1586 non corrigé avec la charge du mort-terrains
2. Les valeurs SPT N ne doivent être prises en compte que pour définir approximativement la consistance ; pour les argiles sensibles (par exemple, les argiles de la mer de Champlain), la valeur estimée de N ne peut décrire la cohérence. Il faut se fier à la mesure directe de la résistance au cisaillement non drainé ou à d'autres observations manuelles.

TENEUR EN EAU

Terme	Description
$w_N < w_P$	Le matériau semble plus sec que sa limite de plasticité
$w_N \sim w_P$	Le matériau semble près de sa limite de plasticité
$w_N > w_P$	Le matériau semble plus mouillé que sa limite de plasticité

PLASTICITÉ

Terme	Limite de liquidité (w_L)
Faible	< 30%
Moyenne	30 à 50 %
Élevée	> 50%

SENSIBILITÉ (CFEM 2023)

Terme	Valeur s_t
Faible	< 8
Moyenne	8 à 30
Élevée	> 30

ESSAIS SUR SOL

AG	Analyse granulométrique par tamisage
SD	Analyse granulométrique par sédimentation
w_N	Teneur en eau
w_P	Limite de plasticité
w_L	Limite de liquidité
I_P	Indice de plasticité
I_L	Indice de liquidité
C	Consolidation œdométrique
σ'_P	Contrainte de préconsolidation effective
C_c	Indice de compression
C_{cr}	Indice de recompression
e_0	Indice des vides initial
k	Perméabilité
AC	Analyse chimique
c_u	Résistance au cisaillement non drainé à l'état intact (laboratoire)
c_r	Résistance au cisaillement non drainé à l'état remanié (laboratoire)
s_u	Résistance au cisaillement non drainé à l'état intact (scissomètre au terrain)
s_r	Résistance au cisaillement non drainé à l'état remanié (scissomètre au terrain)
R	Refus à la pénétration
UU	Essai triaxial, échantillon non consolidé et non drainé
CID	Essai triaxial, éch. consolidation isotropique, drainé
CIU	Essai triaxial, échantillon consolidation isotropique, non drainée avec mesure de la pression interstitielle
D_R	Densité relative des grains solides
DIR	Essai de cisaillement direct
G_S	Densité spécifique
PM	Essai de compaction Proctor modifié
PS	Essai de compaction Proctor standard
MO	Teneur en matières organiques
SO_4	Teneur en sulfates hydrosolubles
T.A.S.	Taux d'agressivité des sols
Cl	Chlorures
γ	Poids volumique
E_R	Rapport d'énergie de battage

ESSAIS SUR ROC

UCS (σ_C)	Essai de résistance à la compression uniaxiale sur carotte de roche
γ	Poids volumique
ν	Coefficient de Poisson
E	Module de déformation linéaire
E_D	Module dilatométrique
E_M	Module pressiométrique

SYMBOLES EMPLOYÉS EN GÉOTECHNIQUE

Les symboles utilisés dans ce rapport sont les suivants :

I.	**GÉNÉRAL**
Pi	3.1416
ln x	logarithme naturel de x
$\log_{10}$	x ou log x, logarithme de x en base 10
g	accélération gravitationnelle
t	temps
II.	**CONTRAINTE et DÉFORMATION**
γ	déformation de cisaillement
Δ	toute variation; par ex. variation de contrainte
ε	déformation linéaire
ε_v	déformation volumétrique
η	coefficient de viscosité
υ	coefficient de Poisson
σ	contrainte totale
σ'	contrainte effective ($\sigma' = \sigma - u$)
σ'_{vo}	contrainte effective d'origine du mort-terrain
σ_1 σ_2, σ_3	contrainte principale (majeure, intermédiaire, mineure)
σ_{oct}	résistance moyenne ou résistance octahédrale = $(\sigma_1+\sigma_2+\sigma_3) / 3$
τ	contrainte de cisaillement
u	pression interstitielle
E	module de déformation
G	module de déformation de cisaillement
K	module de compressibilité volumétrique
III.	**PROPRIÉTÉS DU SOL**
(a)	Coefficients
$\rho(\gamma)$	masse volumique*
$\rho_d(\gamma_d)$	masse volumique sèche*
$\rho_w(\gamma_w)$	densité de l'eau*
$\rho_s(\gamma_s)$	densité des particules solides*
γ'	poids volumique du sol immergé ($'\gamma = \gamma - \gamma_w$)
DR ou Gs	densité relative des particules solides ($DR = \rho_s / \rho_w$)
e	indice des vides
n	porosité
S	degré de saturation

* Le symbole de la masse volumique est ρ
Le symbole du poids volumique est γ
où $\gamma = \rho g$ (= la masse volumique multipliée par l'accélération gravitationnelle)

(a)	**Coefficients (suite)**
w	teneur en eau
w_L	limite de liquidité
w_P	limite de plasticité
I_P	Indice de plasticité = $(w_L - w_P)$
NP	non plastique
w_s	limite de retrait
I_L	Indice de liquidité = $(w - w_P) / I_P$
I_C	Indice de consistance = $(w_L - w) / I_P$
emax	indice des vides à l'état lâche
emin	indice des vides à l'état dense
I_D	Indice de densité = $(e_{max}-e) /(e_{max}-e_{min})$ (formellement la densité relative)
(b)	**Propriétés hydrauliques**
h	charge d'eau (ou tête d'eau)
q	débit du flux
v	vitesse du flux
i	gradient hydraulique
k	conductivité hydraulique (coefficient de perméabilité)
j	force volumique d'écoulement
(c)	**Consolidation (une dimension)**
C_c	indice de compression
Cr	indice de recompression
Cs	indice de gonflement
$C\alpha$	taux de consolidation secondaire
mv	coefficient de compressibilité volumétrique
C_v	coefficient de consolidation (direction verticale)
Ch	coefficient de consolidation (direction horizontale)
T_V	temps (dans l'axe vertical)
U	degré de consolidation
σ'_P	contrainte de préconsolidation
OCR	rapport de surconsolidation = σ'_p / σ'_{vo}
(d)	**Résistance au cisaillement**
τ_p, τ_r	pointe de cisaillement, cisaillement résiduel
ϕ'	angle de frottement interne effectif
δ	angle de frottement au glissement ou au contact
μ	coefficient de frottement = tan δ
c'	cohésion effective
c_u, s_u	résistance au cisaillement non drainé (analyse avec $\phi = 0$)
p	contrainte totale moyenne $(\sigma_1 + \sigma_3) /2$
p'	contrainte effective moyenne $(\sigma'_1 + \sigma'_3) /2$
q	$(\sigma_1 - \sigma_3) /2$ or $(\sigma'_1 - \sigma'_3) /2$
q_u	résistance à la compression non drainée $(\sigma_1 - \sigma_3)$
S_t	sensibilité

Notes :
[1] $\tau = \sigma' \tan '\varphi + c'$
[2] résistance au cisaillement = (résistance à la compression non drainée)/2

RAPPORT DE FORAGE : BH-01

CLIENT :	TransCanada Énergie	DATE - DÉBUT / FIN :	2025-08-07 / 2025-08-18
PROJET :	Investigation géotechnique - Bécancour Firming Resource Project	COORDONNÉES :	N : 5,137,030.6 m E : 389,219.0 m MTM NAD83 Zone 8
N^{O} PROJET :	CA0056771.5946	ÉL. TERRAIN / TUBE :	7.67 m / 7.67 m
LOCALISATION :	Becancour, QC	INC. / AZIMUT :	
ENTREPRENEUR :	Badger Daylighting Limited Partnership George Downing Estate Drilling Limited	ÉQUIPEMENT :	Excavation à l'air et sous vide Foreuse CME-75

PROFONDEUR (m)	MÉTHODE DE FORAGE	STRATIGRAPHIE: NIVEAU (m) / PROFONDEUR	STRATIGRAPHIE: DESCRIPTION	STRATIGRAPHIE: SYMBOLE	ÉCHANTILLONS: TYPE - NUMÉRO	ÉCHANTILLONS: SOUS - ÉCHANTI.	ÉCHANTILLONS: PROFONDEUR	ÉCHANTILLONS: ÉTAT ET CALIBRE	ÉCHANTILLONS: RÉCUPÉRATION (%)	ÉCHANTILLONS: COUPS / 15 cm	ÉCHANTILLONS: N, Nc OU RQD	GRAPHIQUE	ESSAIS DE LABORATOIRE ET IN SITU	INSTALLATION
		7.87										×: N (pen. standard) +: N_{dc} (pen. dynamique) ■: c_u (laboratoire) □: c_R (laboratoire) ▲: s_u (chantier) △: s_R (chantier) W_P W_N W_L 20 40 60 80		
		7.67	Niveau											
0	Excavation à l'air et sous vide	0.00 7.42 0.25 6.67	Remblai - (GP-GM) GRAVIER mal gradué avec silt et sable; principalement du gravier, peu de sable, quelques particules fines silteuses non plastiques; brun (ROCHE CONCASSÉE); non-cohérent, humide, lâche.		EM-01 EM-02 EM-03		0.05 0.25 0.50						AG w_N = 5% AG GSA w_N = 16%	
1	Forage en rotation	1.00	(SP) SABLE mal gradué avec gravier; principalement du sable, peu de gravier, trace particules fines silteuses non plastiques; brun (TILL GLACIAIRE); non-cohérent, saturé, très lâche.		CR-04		1.00	NQ	0		0			
2			Cailloux/Blocs.				1.83							
		5.44			CR-05			NQ	62		14			
		2.23	CALCAIRE ARGILEUX AVEC INTERLITS DE SHALE, non altéré, litage sub-horizontal, gris foncé, à grains très fins à fins, de qualité très mauvaise à moyenne.				2.55							
3					CR-06			NQ	92		49		UCS=14.9 MPa E=1.8 GPa	
4							4.07							
5					CR-07			NQ	96		59		UCS=15.7 MPa E=3.4 GPa	
							5.63							
6					CR-08			NQ	100		67			
7		0.59												
		7.08	Fin du forage.				7.08							
8														

REMARQUE(S) : Niveau d'eau souterraine observée dans le trou ouvert à la fin du forage à environ 0,9 m sous le niveau du sol.

PRÉPARÉ PAR : Brice Campoaré
VÉRIFIÉ PAR : Farah El-Akhras

DATE : 2025-10-27

RAPPORT DE FORAGE : BH-02

CLIENT :	TransCanada Énergie	DATE - DÉBUT / FIN :	2025-08-07 / 2025-08-15
PROJET :	Investigation géotechnique - Bécancour Firming Resource Project	COORDONNÉES :	N : 5,137,007.0 m E : 389,234.9 m MTM NAD83 Zone 8
N^{O} PROJET :	CA0056771.5946	ÉL. TERRAIN / TUBE :	7.59 m / 7.59 m
LOCALISATION :	Becancour, QC	INC. / AZIMUT :	
ENTREPRENEUR :	Badger Daylighting Limited Partnership George Downing Estate Drilling Limited	ÉQUIPEMENT :	Excavation à l'air et sous vide Foreuse CME-75

PROFONDEUR (m)	MÉTHODE DE FORAGE	STRATIGRAPHIE: NIVEAU (m) / PROFONDEUR	STRATIGRAPHIE: DESCRIPTION	STRATIGRAPHIE: SYMBOLE	ÉCHANTILLONS: TYPE - NUMÉRO	ÉCHANTILLONS: SOUS - ÉCHANTI.	ÉCHANTILLONS: PROFONDEUR	ÉCHANTILLONS: ÉTAT ET CALIBRE	ÉCHANTILLONS: RÉCUPÉRATION (%)	ÉCHANTILLONS: COUPS / 15 cm	ÉCHANTILLONS: N, Nc OU RQD	GRAPHIQUE	ESSAIS DE LABORATOIRE ET IN SITU	INSTALLATION
		7.79										×: N (pen. standard) +: N_{dc} (pen. dynamique) ■: c_u (laboratoire) □: c_R (laboratoire) ▲: s_u (chantier) △: s_R (chantier) W_P W_N W_L 20 40 60 80		
		7.59	Niveau											
0	Excavation à l'air et sous vide	0.00	Remblai - (GP-GM) GRAVIER mal gradué avec silt et sable; principalement du gravier, peu de sable fin à grossier, quelques particules fines silteuses non plastiques; brun (ROCHE CONCASSÉE); non-cohérent, humide, lâche.		EM-01		0.00						AG PM w_N = 3%	
		7.09												
		0.50			EM-02		0.50						AG PM MO w_N = 9%	
		6.59												
1		1.00			EM-03		1.00							
		6.45					1.14							
		1.14	(GM) GRAVIER SILTEUX avec sable; principalement du gravier, peu du gravier fin à grossier, peu de fines silteuses non plastiques; quelques fines argileuses à faible plasticité; brun (TILL GLACIAIRE); non-cohérent, humide, lâche.		CR-04			NQ	79		9			
2			(SM) SABLE SILTEUX avec gravier; principalement du gravier fin à grossier, un peu de sable fin à grossier, peu de fines silteuses non plastiques; quelques fines argileuses à faible plasticité; brun (TILL GLACIAIRE); non-cohérent, humide, lâche.				2.64							
3	Forage en rotation		SHALE, non altéré, litage sub-horizontal, gris moyen, aphanitique, de qualité très mauvaise à bonne. Présence d'interlits de calcaire fossilifère.		CR-05			NQ	100		31			
4							4.19							
5					CR-06			NQ	100		87		UCS=43.6 MPa E=10.0 GPa	
							5.58							
6					CR-07			NQ	92		50		UCS=16.7 MPa E=2.5 GPa	
							6.32							
					CR-08			NQ	100		77		UCS=17.2 MPa E=3.0 GPa	
7		0.54												
		7.05	Fin du forage.				7.05							
8														

REMARQUE(S) : Niveau d'eau souterraine observée dans le trou ouvert à la fin du forage à environ 0,9 m sous le niveau du sol.
Présence de remplissage d'argile dans l'échantillon CR-05, d'une épaisseur variant entre 1 et 4 cm.

PRÉPARÉ PAR : Brice Campoaré
VÉRIFIÉ PAR : Farah El-Akhras

WSP_FR_Log-Geo.sty

RAPPORT DE FORAGE : BH-03

CLIENT :	TransCanada Énergie	DATE - DÉBUT / FIN :	2025-08-07 / 2025-08-18
PROJET :	Investigation géotechnique - Bécancour Firming Resource Project	COORDONNÉES :	N : 5,137,052.2 m E : 389,248.9 m MTM NAD83 Zone 8
N^{O} PROJET :	CA0056771.5946	ÉL. TERRAIN / TUBE :	7.78 m / 7.78 m
LOCALISATION :	Becancour, QC	INC. / AZIMUT :	
ENTREPRENEUR :	Badger Daylighting Limited Partnership George Downing Estate Drilling Limited	ÉQUIPEMENT :	Excavation à l'air et sous vide Foreuse CME-75

PROFONDEUR (m)	MÉTHODE DE FORAGE	STRATIGRAPHIE: NIVEAU (m) / PROFONDEUR	STRATIGRAPHIE: DESCRIPTION	STRATIGRAPHIE: SYMBOLE	ÉCHANTILLONS: TYPE - NUMÉRO	ÉCHANTILLONS: SOUS - ÉCHANTI.	ÉCHANTILLONS: PROFONDEUR	ÉCHANTILLONS: ÉTAT ET CALIBRE	ÉCHANTILLONS: RÉCUPÉRATION (%)	ÉCHANTILLONS: COUPS / 15 cm	ÉCHANTILLONS: N, Nc OU RQD	GRAPHIQUE	ESSAIS DE LABORATOIRE ET IN SITU	INSTALLATION
		7.98										×: N (pen. standard) +: N_{dc} (pen. dynamique) ■: c_u (laboratoire) □: c_R (laboratoire) ▲: s_u (chantier) △: s_R (chantier) W_P W_N W_L 20 40 60 80		
0		7.78	Niveau											
	Excavation à l'air et sous vide	0.00 7.43	Remblai - (GP-GM) GRAVIER mal gradué avec silt et sable; principalement du gravier, peu de sable, quelques fines silteuses non plastiques; brun, présence de géotextile à 0,35 m (ROCHE CONCASSÉE); non-cohérent, humide, dense.		EM-01		0.00						AG w_N = 2%	
		0.35 6.88			EM-02		0.35						CHEM AG MO w_N = 15%	
1		0.90 6.43	(SM) SABLE SILTEUX; principalement du sable fin à grossier, quelques fines silteuse non plastiques, quelques fines argileuses à faible plasticité et du gravier; brun (TILL GLACIAIRE); non-cohérent, humide, lâche.				0.90							
2		1.35	Cailloux/Blocs		CR-03			NQ	83		0			
3	Forage en rotation		SHALE AVEC INTERLITS DE CALCAIRE, non altéré, litage sub-horizontal, gris foncé, aphanitique, de qualité très mauvaise à moyenne.				2.59							
4					CR-04			NQ	89		28			
							4.22							
5					CR-05			NQ	96		28			
							5.20							
6					CR-06			NQ	100		53			
		1.04 6.74	Fin du forage.				6.74							
7														
8														

REMARQUE(S) :

PRÉPARÉ PAR : Brice Campoaré
VÉRIFIÉ PAR : Farah El-Akhras

PAGE : 1 de 1
DATE : 2025-10-27

WSP_FR_Log-Geo.sty

RAPPORT DE FORAGE : BH-04

CLIENT :	TransCanada Énergie	DATE - DÉBUT / FIN :	2025-08-07 / 2025-08-18
PROJET :	Investigation géotechnique - Bécancour Firming Resource Project	COORDONNÉES :	N : 5,137,087.4 m E : 389,309.2 m MTM NAD83 Zone 8
N^{O} PROJET :	CA0056771.5946	ÉL. TERRAIN / TUBE :	7.80 m / 7.80 m
LOCALISATION :	Becancour, QC	INC. / AZIMUT :	
ENTREPRENEUR :	Badger Daylighting Limited Partnership George Downing Estate Drilling Limited	ÉQUIPEMENT :	Excavation à l'air et sous vide Foreuse CME-75

PROFONDEUR (m)	MÉTHODE DE FORAGE	STRATIGRAPHIE: NIVEAU (m) / PROFONDEUR	STRATIGRAPHIE: DESCRIPTION	STRATIGRAPHIE: SYMBOLE	ÉCHANTILLONS: TYPE - NUMÉRO	ÉCHANTILLONS: SOUS - ÉCHANTI.	ÉCHANTILLONS: PROFONDEUR	ÉCHANTILLONS: ÉTAT ET CALIBRE	ÉCHANTILLONS: RÉCUPÉRATION (%)	ÉCHANTILLONS: COUPS / 15 cm	ÉCHANTILLONS: N, Nc OU RQD	GRAPHIQUE	ESSAIS DE LABORATOIRE ET IN SITU	INSTALLATION
		8.00										×: N (pen. standard) +: N_{dc} (pen. dynamique) ■: c_u (laboratoire) □: c_R (laboratoire) ▲: s_u (chantier) △: s_R (chantier) W_P W_N W_L 20 40 60 80		
		7.80	Niveau											
0	Excavation à l'air et sous vide	0.00	(GP-GM) GRAVIER mal gradué avec silt et sable; principalement du gravier, peu de sable, quelques fines silteuses non plastiques; brun, (ROCHE CONCASSÉE), présence de béton; non-cohérent, sec.		EM-01		0.00					○	w_N = 10%	0.00
		7.30					0.50							
		0.50			EM-02									
1			Cailloux/Blocs.				1.00							
2					_-03			NQ	0					
3		4.58												
	Forage en rotation	3.22	CALCAIRE ARGILEUX AVEC INTERLITS DE SHALE, non altéré, litage sub-horizontal, gris moyen, à grains très fins à fins, de qualité mauvaise à moyenne.		CR-04		3.22	NQ	88		51		UCS=19.4 MPa E=4.0 GPa	
4							4.19							
5		2.64			CR-05			NQ	96		49			
		5.16	Fin du forage.				5.16							
6														
7														
8														

REMARQUE(S) : L'excavation à l'air et sous vide a été arrêtée à 0,5 m sous le niveau du sol. Le forage a ensuite été poursuivi jusqu'à 5,16 m à travers des cailloux/blocs et du roc à l'aide d'un forage rotatif, tout en récupérant des carottes de roche de type NQ.

PRÉPARÉ PAR : Brice Campoaré
VÉRIFIÉ PAR : Farah El-Akhras

WSP_FR_Log-Geo.sty

Annexe C

Certificats de laboratoire

Votre # de commande: P117996CA001
Votre # du projet: CA0031267.6554
Votre # Bordereau: 183178

Attention: François Blais

WSP Canada Inc. - Montréal
René-Lévesque
1600 René-Lévesque O
local B110
Montréal, QC
CANADA H3H 1P9

Date du rapport: 2025/12/19
Rapport: R3152469
Version: 4 - Révisé

CERTIFICAT D'ANALYSE – RÉVISÉ

DE DOSSIER BUREAU VERITAS: C543793
Reçu: 2025/08/08, 16:15

Matrice: Sol
Nombre d'échantillons reçus: 9

Analyses	Quantité	Date de l' extraction	Date Analysé	Méthode de laboratoire	Méthode d'analyse
COV dans les sols - Preserver au MeOH (1)	5	N/A	2025/08/14	STL SOP-00145	MA.400–COV 2.0 R4 m
HP (C10-C50) dans les sols	7	2025/08/14	2025/08/14	STL SOP-00172	MA.400–HYD. 1.1 R3 m
HP (C10-C50) dans les sols	1	2025/08/14	2025/08/16	STL SOP-00172	MA.400–HYD. 1.1 R3 m
HP (C10-C50) dans les sols	1	2025/08/15	2025/08/16	STL SOP-00172	MA.400–HYD. 1.1 R3 m
Métaux extractibles totaux dans les sols	9	2025/08/13	2025/08/14	STL SOP-00062 STL SOP-00069	MA.200–Mét. 1.2 R9 m
HAP dans les sols	8	2025/08/14	2025/08/15	STL SOP-00178	MA.400–HAP 1.1 R5 m
HAP dans les sols	1	2025/08/15	2025/08/16	STL SOP-00178	MA.400–HAP 1.1 R5 m

Remarques:

Bureau Veritas est certifié ISO/IEC 17025 pour certains paramètres précis des portées d'accréditation. Sauf indication contraire, les méthodes d'analyses utilisées par Bureau Veritas s'inspirent des méthodes de référence d'organismes provinciaux, fédéraux et américains, tels que le CCME, l'EPA, l'APHA ou le ministère de l'environnement du Québec.

Toutes les analyses présentées ont été réalisées conformément aux procédures et aux pratiques relatives à la méthodologie, à l'assurance qualité et au contrôle de la qualité généralement appliqués par les employés de Bureau Veritas (sauf s'il en a été convenu autrement par écrit entre le client et Bureau Veritas). Toutes les données de laboratoire rencontrent les contrôles statistiques et respectent tous les critères de CQ et les critères de performance des méthodes, sauf s'il en a été signalé autrement. Tous les blancs de méthode sont rapportés, toutefois, les données des échantillons correspondants ne sont pas corrigées pour la valeur du blanc, sauf indication contraire. Le cas échéant, sauf indication contraire, l'incertitude de mesure n'a pas été prise en considération lors de la déclaration de la conformité à la norme de référence.

Les responsabilités de Bureau Veritas sont restreintes au coût réel de l'analyse, sauf s'il en a été convenu autrement par écrit. Il n'existe aucune autre garantie, explicite ou implicite. Le client a fait appel à Bureau Veritas pour l'analyse de ses échantillons conformément aux méthodes de référence mentionnées dans ce rapport. L'interprétation et l'utilisation des résultats sont sous l'entière responsabilité du client et ne font pas partie des services offerts par Bureau Veritas, sauf si convenu autrement par écrit. Bureau Veritas ne peut pas garantir l'exactitude des résultats qui dépendent des renseignements fournis par le client ou son représentant.

Les résultats des échantillons solides, sauf les biotes, sont rapportés en fonction de la masse sèche, sauf indication contraire. Les analyses organiques ne sont pas corrigées en fonction de la récupération, sauf pour les méthodes de dilution isotopique.
Les résultats s'appliquent seulement aux échantillons analysés. Si l'échantillonnage n'est pas effectué par Bureau Veritas, les résultats se rapportent aux échantillons fournis pour analyse.
Le présent rapport ne doit pas être reproduit, sinon dans son intégralité, sans le consentement écrit du laboratoire.

Votre # de commande: P117996CA001
Votre # du projet: CA0031267.6554
Votre # Bordereau: 183178

Attention: François Blais

WSP Canada Inc. - Montréal
René-Lévesque
1600 René-Lévesque O
local B110
Montréal, QC
CANADA H3H 1P9

Date du rapport: 2025/12/19
Rapport: R3152469
Version: 4 - Révisé

CERTIFICAT D'ANALYSE – RÉVISÉ

DE DOSSIER BUREAU VERITAS: C543793

Reçu: 2025/08/08, 16:15

Lorsque la méthode de référence comprend un suffixe « m », cela signifie que la méthode d'analyse du laboratoire contient des modifications validées et appliquées afin d'améliorer la performance de la méthode de référence.

Notez: Les données brutes sont utilisées pour le calcul du RPD (% d'écart relatif). L'arrondissement des résultats finaux peut expliquer la variation apparente.

(1) Aucune date d'extraction n'est fournie pour les analyses de F1/BTEX et COV lorsque les sols sont conservés dans le méthanol sur le terrain. La date d'extraction correspond à la date d'échantillonnage à moins d'indication contraire.

Note : Les paramètres inclus dans le présent certificat sont accrédités par le ministère de l'environnement du Québec, à moins d'indication contraire.

clé de cryptage

Veuillez adresser toute question concernant ce certificat d' analyse à:
Sarah Beaudry, Chargée de projets
Courriel: Sarah.Beaudry@bureauveritas.com
Téléphone (438)355-7268

==========

Bureau Veritas a mis en place des procédures qui protègent contre l'utilisation non autorisée de la signature électronique et emploie les «signataires» requis, conformément à l'ISO/CEI17025. Pour la validation spécifique à un groupe de services, veuillez vous référer à la page des Signatures de validation si elle est incluse, sinon disponible sur demande. Pour les noms de validation des analystes/superviseurs spécifiques à un service, veuillez vous référer à la section Résumé de l'analyse si elle est incluse, sinon disponible sur demande. Ce rapport est autorisé par Aglaia Yannakis, Directrice générale, responsable des opérations du laboratoire Environnementale - Québec.

Dossier Bureau Veritas: C543793
Date du rapport: 2025/12/19

WSP Canada Inc. - Montréal
Votre # du projet: CA0031267.6554
Votre # de commande: P117996CA001
Initiales du préleveur: CB

HAP PAR GCMS (SOL)

ID Bureau Veritas					OT2768	OT2768	OT2769	OT2770	OT2771		
Date d'échantillonnage					2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07		
# Bordereau					183178	183178	183178	183178	183178		
	Unités	**A**	**B**	**C**	**BH-01-EM-01**	**BH-01-EM-01 Dup. de Lab.**	**BH-01-EM-02**	**DUP-02**	**BH-01-EM-03**	**LDR**	**Lot CQ**
% HUMIDITÉ	%	-	-	-	4.6	4.6	22	21	12	N/A	N/A
HAP											
Acénaphtène	mg/kg	**0.1**	10	100	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Acénaphtylène	mg/kg	**0.1**	10	100	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Anthracène	mg/kg	**0.1**	10	100	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Benzo(a)anthracène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Benzo(a)pyrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Benzo(b)fluoranthène †	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Benzo(j)fluoranthène †	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Benzo(k)fluoranthène †	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Benzo(c)phénanthrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Benzo(ghi)pérylène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Chrysène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Dibenzo(a,h)anthracène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Dibenzo(a,i)pyrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Dibenzo(a,h)pyrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Dibenzo(a,l)pyrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
7,12-Diméthylbenzanthracène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Fluoranthène	mg/kg	**0.1**	10	100	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Fluorène	mg/kg	**0.1**	10	100	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Indéno(1,2,3-cd)pyrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
3-Méthylcholanthrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Naphtalène	mg/kg	**0.1**	5	50	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Phénanthrène	mg/kg	**0.1**	5	50	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Pyrène	mg/kg	**0.1**	10	100	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
2-Méthylnaphtalène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
1-Méthylnaphtalène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
1,3-Diméthylnaphtalène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
2,3,5-Triméthylnaphtalène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Récupération des Surrogates (%)											
D10-Anthracène	%	-	-	-	91	91	94	90	87	N/A	2679904

LDR = Limite de détection rapportée
Lot CQ = Lot contrôle qualité
Duplicata de laboratoire
N/A = Non Applicable
† Accréditation non existante pour ce paramètre

Bureau Veritas Bureau Veritas 889 Montée de Liesse, Ville St-Laurent, Québec, Canada H4T 1P5 Tel: (514) 448-9001 Fax: (514) 448-9199 Ligne sans frais : 1-877-462-9926

WSP Canada Inc. - Montréal
Votre # du projet: CA0031267.6554
Votre # de commande: P117996CA001
Initiales du préleveur: CB

HAP PAR GCMS (SOL)

ID Bureau Veritas					OT2768	OT2768	OT2769	OT2770	OT2771		
Date d'échantillonnage					2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07		
# Bordereau					183178	183178	183178	183178	183178		
	Unités	A	B	C	BH-01-EM-01	BH-01-EM-01 Dup. de Lab.	BH-01-EM-02	DUP-02	BH-01-EM-03	LDR	Lot CQ
D12-Benzo(a)pyrène	%	-	-	-	103	101	105	101	98	N/A	2679904
D14-Terphenyl	%	-	-	-	81	81	79	75	74	N/A	2679904
D8-Acenaphthylene	%	-	-	-	96	96	98	95	91	N/A	2679904
D8-Naphtalène	%	-	-	-	72	72	74	72	69	N/A	2679904

LDR = Limite de détection rapportée
Lot CQ = Lot contrôle qualité
Duplicata de laboratoire
N/A = Non Applicable

Bureau Veritas Bureau Veritas 889 Montée de Liesse, Ville St-Laurent, Québec, Canada H4T 1P5 Tel: (514) 448-9001 Fax: (514) 448-9199 Ligne sans frais : 1-877-462-9926

WSP Canada Inc. - Montréal
Votre # du projet: CA0031267.6554
Votre # de commande: P117996CA001
Initiales du préleveur: CB

HAP PAR GCMS (SOL)

ID Bureau Veritas					OT2772	OT2773	OT2775	OT2776		
Date d'échantillonnage					2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07		
# Bordereau					183178	183178	183178	183178		
	Unités	**A**	**B**	**C**	**BH-02-EM-01**	**BH-02-EM-02**	**BH-03-EM-01**	**BH-03-EM-02**	**LDR**	**Lot CQ**
% HUMIDITÉ	%	-	-	-	6.8	14	4.0	15	N/A	N/A
HAP										
Acénaphtène	mg/kg	**0.1**	10	100	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Acénaphtylène	mg/kg	**0.1**	10	100	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Anthracène	mg/kg	**0.1**	10	100	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Benzo(a)anthracène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Benzo(a)pyrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Benzo(b)fluoranthène †	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Benzo(j)fluoranthène †	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Benzo(k)fluoranthène †	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Benzo(c)phénanthrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Benzo(ghi)pérylène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Chrysène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Dibenzo(a,h)anthracène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Dibenzo(a,i)pyrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Dibenzo(a,h)pyrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Dibenzo(a,l)pyrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
7,12-Diméthylbenzanthracène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Fluoranthène	mg/kg	**0.1**	10	100	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Fluorène	mg/kg	**0.1**	10	100	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Indéno(1,2,3-cd)pyrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
3-Méthylcholanthrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Naphtalène	mg/kg	**0.1**	5	50	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Phénanthrène	mg/kg	**0.1**	5	50	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Pyrène	mg/kg	**0.1**	10	100	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
2-Méthylnaphtalène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
1-Méthylnaphtalène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
1,3-Diméthylnaphtalène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
2,3,5-Triméthylnaphtalène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679904
Récupération des Surrogates (%)										
D10-Anthracène	%	**-**	-	-	89	90	87	87	N/A	2679904
D12-Benzo(a)pyrène	%	**-**	-	-	100	100	98	97	N/A	2679904

LDR = Limite de détection rapportée
Lot CQ = Lot contrôle qualité
N/A = Non Applicable
† Accréditation non existante pour ce paramètre

Bureau Veritas Bureau Veritas 889 Montée de Liesse, Ville St-Laurent, Québec, Canada H4T 1P5 Tel: (514) 448-9001 Fax: (514) 448-9199 Ligne sans frais : 1-877-462-9926

WSP Canada Inc. - Montréal
Votre # du projet: CA0031267.6554
Votre # de commande: P117996CA001
Initiales du préleveur: CB

HAP PAR GCMS (SOL)

ID Bureau Veritas					OT2772	OT2773	OT2775	OT2776		
Date d'échantillonnage					2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07		
# Bordereau					183178	183178	183178	183178		
	Unités	A	B	C	BH-02-EM-01	BH-02-EM-02	BH-03-EM-01	BH-03-EM-02	LDR	Lot CQ
D14-Terphenyl	%	-	-	-	77	77	79	75	N/A	2679904
D8-Acenaphthylene	%	-	-	-	93	94	92	92	N/A	2679904
D8-Naphtalène	%	-	-	-	70	71	69	69	N/A	2679904

LDR = Limite de détection rapportée
Lot CQ = Lot contrôle qualité
N/A = Non Applicable

Bureau Veritas Bureau Veritas 889 Montée de Liesse, Ville St-Laurent, Québec, Canada H4T 1P5 Tel: (514) 448-9001 Fax: (514) 448-9199 Ligne sans frais : 1-877-462-9926

WSP Canada Inc. - Montréal
Votre # du projet: CA0031267.6554
Votre # de commande: P117996CA001
Initiales du préleveur: CB

HAP PAR GCMS (SOL)

ID Bureau Veritas					OT2778		
Date d'échantillonnage					2025/08/07		
# Bordereau					183178		
	Unités	A	B	C	BH-04-EM-01	LDR	Lot CQ
% HUMIDITÉ	%	-	-	-	3.5	N/A	N/A
HAP							
Acénaphtène	mg/kg	**0.1**	10	100	<0.10	0.10	2680564
Acénaphtylène	mg/kg	**0.1**	10	100	<0.10	0.10	2680564
Anthracène	mg/kg	**0.1**	10	100	<0.10	0.10	2680564
Benzo(a)anthracène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	0.10	2680564
Benzo(a)pyrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	0.10	2680564
Benzo(b)fluoranthène †	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	0.10	2680564
Benzo(j)fluoranthène †	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	0.10	2680564
Benzo(k)fluoranthène †	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	0.10	2680564
Benzo(c)phénanthrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	0.10	2680564
Benzo(ghi)pérylène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	0.10	2680564
Chrysène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	0.10	2680564
Dibenzo(a,h)anthracène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	0.10	2680564
Dibenzo(a,i)pyrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	0.10	2680564
Dibenzo(a,h)pyrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	0.10	2680564
Dibenzo(a,l)pyrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	0.10	2680564
7,12-Diméthylbenzanthracène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	0.10	2680564
Fluoranthène	mg/kg	**0.1**	10	100	<0.10	0.10	2680564
Fluorène	mg/kg	**0.1**	10	100	<0.10	0.10	2680564
Indéno(1,2,3-cd)pyrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	0.10	2680564
3-Méthylcholanthrène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	0.10	2680564
Naphtalène	mg/kg	**0.1**	5	50	<0.10	0.10	2680564
Phénanthrène	mg/kg	**0.1**	5	50	<0.10	0.10	2680564
Pyrène	mg/kg	**0.1**	10	100	<0.10	0.10	2680564
2-Méthylnaphtalène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	0.10	2680564
1-Méthylnaphtalène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	0.10	2680564
1,3-Diméthylnaphtalène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	0.10	2680564
2,3,5-Triméthylnaphtalène	mg/kg	**0.1**	1	10	<0.10	0.10	2680564
Récupération des Surrogates (%)							
D10-Anthracène	%	**-**	-	-	86	N/A	2680564
D12-Benzo(a)pyrène	%	**-**	-	-	91	N/A	2680564

LDR = Limite de détection rapportée
Lot CQ = Lot contrôle qualité
N/A = Non Applicable
† Accréditation non existante pour ce paramètre

Bureau Veritas Bureau Veritas 889 Montée de Liesse, Ville St-Laurent, Québec, Canada H4T 1P5 Tel: (514) 448-9001 Fax: (514) 448-9199 Ligne sans frais : 1-877-462-9926

WSP Canada Inc. - Montréal
Votre # du projet: CA0031267.6554
Votre # de commande: P117996CA001
Initiales du préleveur: CB

HAP PAR GCMS (SOL)

ID Bureau Veritas					OT2778		
Date d'échantillonnage					2025/08/07		
# Bordereau					183178		
	Unités	A	B	C	BH-04-EM-01	LDR	Lot CQ
D14-Terphenyl	%	-	-	-	72	N/A	2680564
D8-Acenaphthylene	%	-	-	-	83	N/A	2680564
D8-Naphtalène	%	-	-	-	80	N/A	2680564

LDR = Limite de détection rapportée
Lot CQ = Lot contrôle qualité
N/A = Non Applicable

Bureau Veritas Bureau Veritas 889 Montée de Liesse, Ville St-Laurent, Québec, Canada H4T 1P5 Tel: (514) 448-9001 Fax: (514) 448-9199 Ligne sans frais : 1-877-462-9926

Dossier Bureau Veritas: C543793
Date du rapport: 2025/12/19

WSP Canada Inc. - Montréal
Votre # du projet: CA0031267.6554
Votre # de commande: P117996CA001
Initiales du préleveur: CB

HYDROCARBURES PAR GCFID (SOL)

ID Bureau Veritas					OT2768	OT2768	OT2769	OT2770	OT2771		
Date d'échantillonnage					2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07		
# Bordereau					183178	183178	183178	183178	183178		
	Unités	**A**	**B**	**C**	**BH-01-EM-01**	**BH-01-EM-01 Dup. de Lab.**	**BH-01-EM-02**	**DUP-02**	**BH-01-EM-03**	**LDR**	**Lot CQ**
% HUMIDITÉ	%	-	-	-	4.6	4.6	22	21	12	N/A	N/A
HYDROCARBURES PÉTROLIERS											
Hydrocarbures pétroliers (C10-C50)	mg/kg	**100**	700	3500	<100	<100	<100	<100	<100	100	2679902
Récupération des Surrogates (%)											
1-Chlorooctadécane	%	**-**	-	-	72	74	70	71	66	N/A	2679902

LDR = Limite de détection rapportée
Lot CQ = Lot contrôle qualité
Duplicata de laboratoire
N/A = Non Applicable

ID Bureau Veritas					OT2772	OT2773	OT2775	OT2776		
Date d'échantillonnage					2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07		
# Bordereau					183178	183178	183178	183178		
	Unités	**A**	**B**	**C**	**BH-02-EM-01**	**BH-02-EM-02**	**BH-03-EM-01**	**BH-03-EM-02**	**LDR**	**Lot CQ**
% HUMIDITÉ	%	-	-	-	6.8	14	4.0	15	N/A	N/A
HYDROCARBURES PÉTROLIERS										
Hydrocarbures pétroliers (C10-C50)	mg/kg	**100**	700	3500	<100	<100	<100	<100	100	2679902
Récupération des Surrogates (%)										
1-Chlorooctadécane	%	**-**	-	-	67	68	73	66	N/A	2679902

LDR = Limite de détection rapportée
Lot CQ = Lot contrôle qualité
N/A = Non Applicable

2025/12/19 11:05

Bureau Veritas Bureau Veritas 889 Montée de Liesse, Ville St-Laurent, Québec, Canada H4T 1P5 Tel: (514) 448-9001 Fax: (514) 448-9199 Ligne sans frais : 1-877-462-9926

HYDROCARBURES PAR GCFID (SOL)

ID Bureau Veritas					OT2778		
Date d'échantillonnage					2025/08/07		
# Bordereau					183178		
	Unités	**A**	**B**	**C**	**BH-04-EM-01**	**LDR**	**Lot CQ**
% HUMIDITÉ	%	-	-	-	3.5	N/A	N/A
HYDROCARBURES PÉTROLIERS							
Hydrocarbures pétroliers (C10-C50)	mg/kg	**100**	700	3500	<100	100	2680562
Récupération des Surrogates (%)							
1-Chlorooctadécane	%	**-**	-	-	86	N/A	2680562

LDR = Limite de détection rapportée
Lot CQ = Lot contrôle qualité
N/A = Non Applicable

Bureau Veritas Bureau Veritas 889 Montée de Liesse, Ville St-Laurent, Québec, Canada H4T 1P5 Tel: (514) 448-9001 Fax: (514) 448-9199 Ligne sans frais : 1-877-462-9926

Dossier Bureau Veritas: C543793
Date du rapport: 2025/12/19

WSP Canada Inc. - Montréal
Votre # du projet: CA0031267.6554
Votre # de commande: P117996CA001
Initiales du préleveur: CB

COV PAR GC/MS (SOL)

ID Bureau Veritas					OT2769	OT2770	OT2773	OT2775	OT2778		
Date d'échantillonnage					2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07		
# Bordereau					183178	183178	183178	183178	183178		
	Unités	A	B	C	BH-01-EM-02	DUP-02	BH-02-EM-02	BH-03-EM-01	BH-04-EM-01	LDR	Lot CQ
% HUMIDITÉ	%	-	-	-	22	21	14	4.0	3.5	N/A	N/A
VOLATILS											
Benzène	mg/kg	**0.2**	0.5	5	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679722
Chlorobenzène	mg/kg	**0.2**	1	10	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Dichloro-1,2 benzène	mg/kg	**0.2**	1	10	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Dichloro-1,3 benzène	mg/kg	**0.2**	1	10	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Dichloro-1,4 benzène	mg/kg	**0.2**	1	10	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Éthylbenzène	mg/kg	**0.2**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Styrène	mg/kg	**0.2**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Toluène	mg/kg	**0.2**	3	30	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Xylènes (o,m,p) †	mg/kg	**0.4**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Chloroforme	mg/kg	**0.2**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Chlorure de vinyle (chloroéthène)	mg/kg	**0.4**	0.57	0.79	<0.020	<0.020	<0.020	<0.020	<0.020	0.020	2679722
Dichloro-1,1 éthane	mg/kg	**0.2**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Dichloro-1,2 éthane	mg/kg	**0.2**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Dichloro-1,1 éthène	mg/kg	**0.2**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Dichloro-1,2 éthène (cis)	mg/kg	**0.2**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Dichloro-1,2 éthène (trans)	mg/kg	**0.2**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Dichloro-1,2 éthène (cis et trans) †	mg/kg	**0.2**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Dichlorométhane	mg/kg	**0.3**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Dichloro-1,2 propane	mg/kg	**0.2**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Dichloro-1,3 propène (cis)	mg/kg	**0.2**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Dichloro-1,3 propène (trans)	mg/kg	**0.2**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Dichloro-1,3 propène (cis et trans) †	mg/kg	**0.2**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Tétrachloro-1,1,2,2 éthane	mg/kg	**0.2**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Tétrachloroéthène	mg/kg	**0.3**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Tétrachlorure de carbone	mg/kg	**0.1**	5	50	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	0.10	2679722
Trichloro-1,1,1 éthane	mg/kg	**0.2**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Trichloro-1,1,2 éthane	mg/kg	**0.2**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Trichloroéthène	mg/kg	**0.2**	5	50	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	0.20	2679722
Récupération des Surrogates (%)											
4-Bromofluorobenzène	%	-	-	-	101	105	100	102	101	N/A	2679722
D10-Ethylbenzène	%	-	-	-	110	117	107	104	111	N/A	2679722
D4-1,2-Dichloroéthane	%	-	-	-	100	96	100	97	91	N/A	2679722

LDR = Limite de détection rapportée
Lot CQ = Lot contrôle qualité
N/A = Non Applicable
† Accréditation non existante pour ce paramètre

2025/12/19 11:05

Bureau Veritas Bureau Veritas 889 Montée de Liesse, Ville St-Laurent, Québec, Canada H4T 1P5 Tel: (514) 448-9001 Fax: (514) 448-9199 Ligne sans frais : 1-877-462-9926

Dossier Bureau Veritas: C543793
Date du rapport: 2025/12/19

WSP Canada Inc. - Montréal
Votre # du projet: CA0031267.6554
Votre # de commande: P117996CA001
Initiales du préleveur: CB

COV PAR GC/MS (SOL)

ID Bureau Veritas					OT2769	OT2770	OT2773	OT2775	OT2778		
Date d'échantillonnage					2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07		
# Bordereau					183178	183178	183178	183178	183178		
	Unités	**A**	**B**	**C**	**BH-01-EM-02**	**DUP-02**	**BH-02-EM-02**	**BH-03-EM-01**	**BH-04-EM-01**	**LDR**	**Lot CQ**
D8-Toluène	%	-	-	-	97	95	98	99	100	N/A	2679722

LDR = Limite de détection rapportée
Lot CQ = Lot contrôle qualité
N/A = Non Applicable

Bureau Veritas Bureau Veritas 889 Montée de Liesse, Ville St-Laurent, Québec, Canada H4T 1P5 Tel: (514) 448-9001 Fax: (514) 448-9199 Ligne sans frais : 1-877-462-9926

Dossier Bureau Veritas: C543793
Date du rapport: 2025/12/19

WSP Canada Inc. - Montréal
Votre # du projet: CA0031267.6554
Votre # de commande: P117996CA001
Initiales du préleveur: CB

MÉTAUX EXTRACTIBLES TOTAUX (SOL)

ID Bureau Veritas					OT2768	OT2769	OT2770	OT2771	OT2772		
Date d'échantillonnage					2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07		
# Bordereau					183178	183178	183178	183178	183178		
	Unités	**A**	**B**	**C**	**BH-01-EM-01**	**BH-01-EM-02**	**DUP-02**	**BH-01-EM-03**	**BH-02-EM-01**	**LDR**	**Lot CQ**
% HUMIDITÉ	%	-	-	-	4.6	22	21	12	6.8	N/A	N/A
MÉTAUX											
Argent (Ag) Extractible Total	mg/kg	**2**	20	40	<0.50	<0.50	<0.50	<0.50	<0.50	0.50	2679409
Arsenic (As) Extractible Total	mg/kg	**6**	30	50	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0	5.0	2679409
Baryum (Ba) Extractible Total	mg/kg	**340**	500	2000	38	29	26	20	120	5.0	2679409
Cadmium (Cd) Extractible Total	mg/kg	**1.5**	5	20	<0.50	<0.50	<0.50	<0.50	<0.50	0.50	2679409
Chrome (Cr) Extractible Total	mg/kg	**100**	250	800	5.8	3.7	4.1	3.2	19	2.0	2679409
Cobalt (Co) Extractible Total	mg/kg	**25**	50	300	3.1	<2.0	<2.0	<2.0	10	2.0	2679409
Cuivre (Cu) Extractible Total	mg/kg	**50**	100	500	9.5	2.0	<2.0	2.4	26	2.0	2679409
Etain (Sn) Extractible Total	mg/kg	**5**	50	300	<4.0	<4.0	<4.0	<4.0	<4.0	4.0	2679409
Manganèse (Mn) Extractible Total	mg/kg	**1000**	1000	2200	180	34	37	41	530	2.0	2679409
Mercure (Hg) Extractible Total	mg/kg	**0.2**	2	10	<0.020	<0.020	<0.020	<0.020	<0.020	0.020	2679409
Molybdène (Mo) Extractible Total	mg/kg	**2**	10	40	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	1.0	2679409
Nickel (Ni) Extractible Total	mg/kg	**50**	100	500	11	4.5	6.0	4.8	28	1.0	2679409
Plomb (Pb) Extractible Total	mg/kg	**50**	500	1000	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0	9.5	5.0	2679409
Sélénium (Se) Extractible Total	mg/kg	**1**	3	10	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	1.0	2679409
Zinc (Zn) Extractible Total	mg/kg	**140**	500	1500	27	13	15	12	81	10	2679409

LDR = Limite de détection rapportée
Lot CQ = Lot contrôle qualité
N/A = Non Applicable

2025/12/19 11:05

Bureau Veritas Bureau Veritas 889 Montée de Liesse, Ville St-Laurent, Québec, Canada H4T 1P5 Tel: (514) 448-9001 Fax: (514) 448-9199 Ligne sans frais : 1-877-462-9926

WSP Canada Inc. - Montréal
Votre # du projet: CA0031267.6554
Votre # de commande: P117996CA001
Initiales du préleveur: CB

MÉTAUX EXTRACTIBLES TOTAUX (SOL)

ID Bureau Veritas					OT2773	OT2775	OT2776	OT2778		
Date d'échantillonnage					2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07	2025/08/07		
# Bordereau					183178	183178	183178	183178		
	Unités	**A**	**B**	**C**	**BH-02-EM-02**	**BH-03-EM-01**	**BH-03-EM-02**	**BH-04-EM-01**	**LDR**	**Lot CQ**
% HUMIDITÉ	%	-	-	-	14	4.0	15	3.5	N/A	N/A
MÉTAUX										
Argent (Ag) Extractible Total	mg/kg	**2**	20	40	<0.50	<0.50	<0.50	<0.50	0.50	2679409
Arsenic (As) Extractible Total	mg/kg	**6**	30	50	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0	5.0	2679409
Baryum (Ba) Extractible Total	mg/kg	**340**	500	2000	91	83	50	82	5.0	2679409
Cadmium (Cd) Extractible Total	mg/kg	**1.5**	5	20	<0.50	<0.50	<0.50	<0.50	0.50	2679409
Chrome (Cr) Extractible Total	mg/kg	**100**	250	800	13	8.1	15	11	2.0	2679409
Cobalt (Co) Extractible Total	mg/kg	**25**	50	300	7.8	3.7	6.9	5.6	2.0	2679409
Cuivre (Cu) Extractible Total	mg/kg	**50**	100	500	18	5.1	12	21	2.0	2679409
Etain (Sn) Extractible Total	mg/kg	**5**	50	300	<4.0	<4.0	<4.0	<4.0	4.0	2679409
Manganèse (Mn) Extractible Total	mg/kg	**1000**	1000	2200	300	220	210	290	2.0	2679409
Mercure (Hg) Extractible Total	mg/kg	**0.2**	2	10	<0.020	<0.020	<0.020	<0.020	0.020	2679409
Molybdène (Mo) Extractible Total	mg/kg	**2**	10	40	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	1.0	2679409
Nickel (Ni) Extractible Total	mg/kg	**50**	100	500	20	10	18	25	1.0	2679409
Plomb (Pb) Extractible Total	mg/kg	**50**	500	1000	7.9	<5.0	6.8	<5.0	5.0	2679409
Sélénium (Se) Extractible Total	mg/kg	**1**	3	10	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	1.0	2679409
Zinc (Zn) Extractible Total	mg/kg	**140**	500	1500	47	17	40	91	10	2679409

LDR = Limite de détection rapportée
Lot CQ = Lot contrôle qualité
N/A = Non Applicable

Bureau Veritas Bureau Veritas 889 Montée de Liesse, Ville St-Laurent, Québec, Canada H4T 1P5 Tel: (514) 448-9001 Fax: (514) 448-9199 Ligne sans frais : 1-877-462-9926

REMARQUES GÉNÉRALES

Les modifications suivantes ont été demandées par Francois Blais le 2025-08-19
Critère Guide 2021 Basses-Terres ajouté au rapport.

Les modifications suivantes ont été demandées par Francois Blais le 2025-08-13
Numéro de projet CACA0031267.6554 changé pour CA0031267.6554

Les modifications suivantes ont été demandées par Francois Blais le 2025-08-11
No de bon de commande CA0031267.6554 changé pour P117996CA001

Rapport révisé: Lle rapport a été traduit en français.
A,B,C: Les critères des sols proviennent de l'annexe 2 du « Guide d'intervention-Protection des sols et réhabilitation des terrains contaminés. MELCC, mai 2021. » et intitulée « Grille des critères génériques pour les sols ».Les critères des sols sont ceux de la province géologique des Basses-Terres du Saint-Laurent.

Les critères A et B pour l'eau souterraine proviennent de l'annexe 7 intitulée « Grille des critères de qualité des eaux souterraines » du guide d'intervention mentionné plus haut. A=Eau de consommation; B=Résurgence dans l'eau de surface

Ces références ne sont rapportées qu'à titre indicatif et ne doivent être interprétées dans aucun autre contexte.

- = Ce composé ne fait pas partie de la réglementation.

COV PAR GC/MS (SOL)

Les résultats bruts non-arrondis sont utilisés dans le calcul du total du Dichloro-1,2 éthène (cis et trans). Ce résultat total est alors arrondi à deux chiffres significatifs.

Les résultats bruts non-arrondis sont utilisés dans le calcul du total du Dichloro-1,3 propène (cis et trans). Ce résultat total est alors arrondi à deux chiffres significatifs.

Les résultats ne se rapportent qu'aux échantillons soumis pour analyse

Bureau Veritas Bureau Veritas 889 Montée de Liesse, Ville St-Laurent, Québec, Canada H4T 1P5 Tel: (514) 448-9001 Fax: (514) 448-9199 Ligne sans frais : 1-877-462-9926

RAPPORT ASSURANCE QUALITÉ

Lot AQ/CQ	Init	Type CQ	Groupe	Date Analysé	Valeur	Réc	Unités
2679409	ST5	Blanc fortifié	Argent (Ag) Extractible Total	2025/08/14		104	%
			Arsenic (As) Extractible Total	2025/08/14		97	%
			Baryum (Ba) Extractible Total	2025/08/14		116	%
			Cadmium (Cd) Extractible Total	2025/08/14		100	%
			Chrome (Cr) Extractible Total	2025/08/14		94	%
			Cobalt (Co) Extractible Total	2025/08/14		99	%
			Cuivre (Cu) Extractible Total	2025/08/14		98	%
			Etain (Sn) Extractible Total	2025/08/14		106	%
			Manganèse (Mn) Extractible Total	2025/08/14		96	%
			Mercure (Hg) Extractible Total	2025/08/14		105	%
			Molybdène (Mo) Extractible Total	2025/08/14		100	%
			Nickel (Ni) Extractible Total	2025/08/14		100	%
			Plomb (Pb) Extractible Total	2025/08/14		106	%
			Sélénium (Se) Extractible Total	2025/08/14		97	%
			Zinc (Zn) Extractible Total	2025/08/14		98	%
2679409	ST5	Blanc de méthode	Argent (Ag) Extractible Total	2025/08/14	<0.50		mg/kg
			Arsenic (As) Extractible Total	2025/08/14	<5.0		mg/kg
			Baryum (Ba) Extractible Total	2025/08/14	<5.0		mg/kg
			Cadmium (Cd) Extractible Total	2025/08/14	<0.50		mg/kg
			Chrome (Cr) Extractible Total	2025/08/14	<2.0		mg/kg
			Cobalt (Co) Extractible Total	2025/08/14	<2.0		mg/kg
			Cuivre (Cu) Extractible Total	2025/08/14	<2.0		mg/kg
			Etain (Sn) Extractible Total	2025/08/14	<4.0		mg/kg
			Manganèse (Mn) Extractible Total	2025/08/14	<2.0		mg/kg
			Mercure (Hg) Extractible Total	2025/08/14	<0.020		mg/kg
			Molybdène (Mo) Extractible Total	2025/08/14	<1.0		mg/kg
			Nickel (Ni) Extractible Total	2025/08/14	<1.0		mg/kg
			Plomb (Pb) Extractible Total	2025/08/14	<5.0		mg/kg
			Sélénium (Se) Extractible Total	2025/08/14	<1.0		mg/kg
			Zinc (Zn) Extractible Total	2025/08/14	<10		mg/kg
2679722	JKB	Blanc fortifié	4-Bromofluorobenzène	2025/08/14		103	%
			D10-Ethylbenzène	2025/08/14		104	%
			D4-1,2-Dichloroéthane	2025/08/14		93	%
			D8-Toluène	2025/08/14		98	%
			Benzène	2025/08/14		107	%
			Chlorobenzène	2025/08/14		117	%
			Dichloro-1,2 benzène	2025/08/14		122	%
			Dichloro-1,3 benzène	2025/08/14		125	%
			Dichloro-1,4 benzène	2025/08/14		126	%
			Éthylbenzène	2025/08/14		114	%
			Styrène	2025/08/14		117	%
			Toluène	2025/08/14		111	%
			Xylènes (o,m,p)	2025/08/14		109	%
			Chloroforme	2025/08/14		114	%
			Chlorure de vinyle (chloroéthène)	2025/08/14		112	%
			Dichloro-1,1 éthane	2025/08/14		109	%
			Dichloro-1,2 éthane	2025/08/14		106	%
			Dichloro-1,1 éthène	2025/08/14		114	%
			Dichloro-1,2 éthène (cis)	2025/08/14		106	%
			Dichloro-1,2 éthène (trans)	2025/08/14		115	%
			Dichloro-1,2 éthène (cis et trans)	2025/08/14		111	%

Bureau Veritas Bureau Veritas 889 Montée de Liesse, Ville St-Laurent, Québec, Canada H4T 1P5 Tel: (514) 448-9001 Fax: (514) 448-9199 Ligne sans frais : 1-877-462-9926

RAPPORT ASSURANCE QUALITÉ (SUITE)

Lot AQ/CQ	Init	Type CQ	Groupe	Date Analysé	Valeur	Réc	Unités
			Dichlorométhane	2025/08/14		98	%
			Dichloro-1,2 propane	2025/08/14		110	%
			Dichloro-1,3 propène (cis)	2025/08/14		111	%
			Dichloro-1,3 propène (trans)	2025/08/14		109	%
			Dichloro-1,3 propène (cis et trans)	2025/08/14		110	%
			Tétrachloro-1,1,2,2 éthane	2025/08/14		111	%
			Tétrachloroéthène	2025/08/14		127	%
			Tétrachlorure de carbone	2025/08/14		125	%
			Trichloro-1,1,1 éthane	2025/08/14		120	%
			Trichloro-1,1,2 éthane	2025/08/14		103	%
			Trichloroéthène	2025/08/14		119	%
2679722	JKB	Blanc de méthode	4-Bromofluorobenzène	2025/08/14		102	%
			D10-Ethylbenzène	2025/08/14		98	%
			D4-1,2-Dichloroéthane	2025/08/14		96	%
			D8-Toluène	2025/08/14		99	%
			Benzène	2025/08/14	<0.10		mg/kg
			Chlorobenzène	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Dichloro-1,2 benzène	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Dichloro-1,3 benzène	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Dichloro-1,4 benzène	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Éthylbenzène	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Styrène	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Toluène	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Xylènes (o,m,p)	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Chloroforme	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Chlorure de vinyle (chloroéthène)	2025/08/14	<0.020		mg/kg
			Dichloro-1,1 éthane	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Dichloro-1,2 éthane	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Dichloro-1,1 éthène	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Dichloro-1,2 éthène (cis)	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Dichloro-1,2 éthène (trans)	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Dichloro-1,2 éthène (cis et trans)	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Dichlorométhane	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Dichloro-1,2 propane	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Dichloro-1,3 propène (cis)	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Dichloro-1,3 propène (trans)	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Dichloro-1,3 propène (cis et trans)	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Tétrachloro-1,1,2,2 éthane	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Tétrachloroéthène	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Tétrachlorure de carbone	2025/08/14	<0.10		mg/kg
			Trichloro-1,1,1 éthane	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Trichloro-1,1,2 éthane	2025/08/14	<0.20		mg/kg
			Trichloroéthène	2025/08/14	<0.20		mg/kg
2679902	A1D	Blanc fortifié	1-Chlorooctadécane	2025/08/14		69	%
			Hydrocarbures pétroliers (C10-C50)	2025/08/14		70	%
2679902	A1D	Blanc de méthode	1-Chlorooctadécane	2025/08/14		68	%
			Hydrocarbures pétroliers (C10-C50)	2025/08/14	<100		mg/kg
2679904	M3L	Blanc fortifié	D10-Anthracène	2025/08/15		90	%
			D12-Benzo(a)pyrène	2025/08/15		102	%
			D14-Terphenyl	2025/08/15		77	%
			D8-Acenaphthylene	2025/08/15		94	%

Bureau Veritas Bureau Veritas 889 Montée de Liesse, Ville St-Laurent, Québec, Canada H4T 1P5 Tel: (514) 448-9001 Fax: (514) 448-9199 Ligne sans frais : 1-877-462-9926

RAPPORT ASSURANCE QUALITÉ (SUITE)

Lot AQ/CQ	Init	Type CQ	Groupe	Date Analysé	Valeur	Réc	Unités
			D8-Naphtalène	2025/08/15		71	%
			Acénaphtène	2025/08/15		73	%
			Acénaphtylène	2025/08/15		92	%
			Anthracène	2025/08/15		64	%
			Benzo(a)anthracène	2025/08/15		85	%
			Benzo(a)pyrène	2025/08/15		76	%
			Benzo(b)fluoranthène	2025/08/15		78	%
			Benzo(j)fluoranthène	2025/08/15		74	%
			Benzo(k)fluoranthène	2025/08/15		76	%
			Benzo(c)phénanthrène	2025/08/15		79	%
			Benzo(ghi)pérylène	2025/08/15		74	%
			Chrysène	2025/08/15		85	%
			Dibenzo(a,h)anthracène	2025/08/15		77	%
			Dibenzo(a,i)pyrène	2025/08/15		73	%
			Dibenzo(a,h)pyrène	2025/08/15		88	%
			Dibenzo(a,l)pyrène	2025/08/15		80	%
			7,12-Diméthylbenzanthracène	2025/08/15		79	%
			Fluoranthène	2025/08/15		70	%
			Fluorène	2025/08/15		84	%
			Indéno(1,2,3-cd)pyrène	2025/08/15		75	%
			3-Méthylcholanthrène	2025/08/15		91	%
			Naphtalène	2025/08/15		65	%
			Phénanthrène	2025/08/15		68	%
			Pyrène	2025/08/15		74	%
			2-Méthylnaphtalène	2025/08/15		72	%
			1-Méthylnaphtalène	2025/08/15		74	%
			1,3-Diméthylnaphtalène	2025/08/15		78	%
			2,3,5-Triméthylnaphtalène	2025/08/15		84	%
2679904	M3L	Blanc de méthode	D10-Anthracène	2025/08/15		90	%
			D12-Benzo(a)pyrène	2025/08/15		102	%
			D14-Terphenyl	2025/08/15		75	%
			D8-Acenaphthylene	2025/08/15		96	%
			D8-Naphtalène	2025/08/15		71	%
			Acénaphtène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			Acénaphtylène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			Anthracène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			Benzo(a)anthracène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			Benzo(a)pyrène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			Benzo(b)fluoranthène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			Benzo(j)fluoranthène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			Benzo(k)fluoranthène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			Benzo(c)phénanthrène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			Benzo(ghi)pérylène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			Chrysène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			Dibenzo(a,h)anthracène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			Dibenzo(a,i)pyrène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			Dibenzo(a,h)pyrène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			Dibenzo(a,l)pyrène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			7,12-Diméthylbenzanthracène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			Fluoranthène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			Fluorène	2025/08/15	<0.10		mg/kg

Bureau Veritas Bureau Veritas 889 Montée de Liesse, Ville St-Laurent, Québec, Canada H4T 1P5 Tel: (514) 448-9001 Fax: (514) 448-9199 Ligne sans frais : 1-877-462-9926

RAPPORT ASSURANCE QUALITÉ (SUITE)

Lot AQ/CQ	Init	Type CQ	Groupe	Date Analysé	Valeur	Réc	Unités
			Indéno(1,2,3-cd)pyrène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			3-Méthylcholanthrène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			Naphtalène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			Phénanthrène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			Pyrène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			2-Méthylnaphtalène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			1-Méthylnaphtalène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			1,3-Diméthylnaphtalène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
			2,3,5-Triméthylnaphtalène	2025/08/15	<0.10		mg/kg
2680562	A1D	Blanc fortifié	1-Chlorooctadécane	2025/08/16		87	%
			Hydrocarbures pétroliers (C10-C50)	2025/08/16		66	%
2680562	A1D	Blanc de méthode	1-Chlorooctadécane	2025/08/16		129	%
			Hydrocarbures pétroliers (C10-C50)	2025/08/16	<100		mg/kg
2680564	M3L	Blanc fortifié	D10-Anthracène	2025/08/16		86	%
			D12-Benzo(a)pyrène	2025/08/16		98	%
			D14-Terphenyl	2025/08/16		73	%
			D8-Acenaphthylene	2025/08/16		83	%
			D8-Naphtalène	2025/08/16		79	%
			Acénaphtène	2025/08/16		80	%
			Acénaphtylène	2025/08/16		85	%
			Anthracène	2025/08/16		66	%
			Benzo(a)anthracène	2025/08/16		72	%
			Benzo(a)pyrène	2025/08/16		79	%
			Benzo(b)fluoranthène	2025/08/16		76	%
			Benzo(j)fluoranthène	2025/08/16		78	%
			Benzo(k)fluoranthène	2025/08/16		84	%
			Benzo(c)phénanthrène	2025/08/16		72	%
			Benzo(ghi)pérylène	2025/08/16		72	%
			Chrysène	2025/08/16		75	%
			Dibenzo(a,h)anthracène	2025/08/16		69	%
			Dibenzo(a,i)pyrène	2025/08/16		63	%
			Dibenzo(a,h)pyrène	2025/08/16		68	%
			Dibenzo(a,l)pyrène	2025/08/16		74	%
			7,12-Diméthylbenzanthracène	2025/08/16		72	%
			Fluoranthène	2025/08/16		77	%
			Fluorène	2025/08/16		78	%
			Indéno(1,2,3-cd)pyrène	2025/08/16		75	%
			3-Méthylcholanthrène	2025/08/16		80	%
			Naphtalène	2025/08/16		78	%
			Phénanthrène	2025/08/16		78	%
			Pyrène	2025/08/16		78	%
			2-Méthylnaphtalène	2025/08/16		77	%
			1-Méthylnaphtalène	2025/08/16		80	%
			1,3-Diméthylnaphtalène	2025/08/16		83	%
			2,3,5-Triméthylnaphtalène	2025/08/16		81	%
2680564	M3L	Blanc de méthode	D10-Anthracène	2025/08/18		100	%
			D12-Benzo(a)pyrène	2025/08/18		115	%
			D14-Terphenyl	2025/08/18		78	%
			D8-Acenaphthylene	2025/08/18		97	%
			D8-Naphtalène	2025/08/18		93	%
			Acénaphtène	2025/08/18	<0.10		mg/kg

Bureau Veritas Bureau Veritas 889 Montée de Liesse, Ville St-Laurent, Québec, Canada H4T 1P5 Tel: (514) 448-9001 Fax: (514) 448-9199 Ligne sans frais : 1-877-462-9926

RAPPORT ASSURANCE QUALITÉ (SUITE)

Lot AQ/CQ	Init	Type CQ	Groupe	Date Analysé	Valeur	Réc	Unités
			Acénaphtylène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			Anthracène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			Benzo(a)anthracène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			Benzo(a)pyrène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			Benzo(b)fluoranthène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			Benzo(j)fluoranthène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			Benzo(k)fluoranthène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			Benzo(c)phénanthrène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			Benzo(ghi)pérylène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			Chrysène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			Dibenzo(a,h)anthracène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			Dibenzo(a,i)pyrène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			Dibenzo(a,h)pyrène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			Dibenzo(a,l)pyrène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			7,12-Diméthylbenzanthracène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			Fluoranthène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			Fluorène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			Indéno(1,2,3-cd)pyrène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			3-Méthylcholanthrène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			Naphtalène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			Phénanthrène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			Pyrène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			2-Méthylnaphtalène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			1-Méthylnaphtalène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			1,3-Diméthylnaphtalène	2025/08/18	<0.10		mg/kg
			2,3,5-Triméthylnaphtalène	2025/08/18	<0.10		mg/kg

Blanc fortifié: Un blanc, d'une matrice exempte de contaminants, auquel a été ajouté une quantité connue d'analyte provenant généralement d'une deuxième source. Utilisé pour évaluer la précision de la méthode.

Blanc de méthode: Une partie aliquote de matrice pure soumise au même processus analytique que les échantillons, du prétraitement au dosage. Sert à évaluer toutes contaminations du laboratoire.

Surrogate: Composé se comportant de façon similaire aux composés analysés et ajouté à l'échantillon avant l'analyse. Sert à évaluer la qualité de l'extraction.

Réc = Récupération

Bureau Veritas Bureau Veritas 889 Montée de Liesse, Ville St-Laurent, Québec, Canada H4T 1P5 Tel: (514) 448-9001 Fax: (514) 448-9199 Ligne sans frais : 1-877-462-9926

PAGE DES SIGNATURES DE VALIDATION

Les résultats analytiques ainsi que les données de contrôle-qualité contenus dans ce rapport ont été vérifiés et validés par:

OCQ#2324-095

Cansu Bolukbas, B.Sc., Chimiste, Montréal, Analyste II

CHIMISTE Julie Rochette 2018-136 QUÉBEC

Julie Rochette, M.Sc., Chimiste, Ste-Foy, Spécialiste Scientifique

CHIMISTE Marie-Claude Poupart 2003-081 QUÉBEC

Marie-Claude Poupart, B.Sc., Chimiste, Montréal, Chef d'équipe

CHIMISTE Noureddine Chafiaai 2007-127 QUÉBEC

Noureddine Chafiaai, B.Sc., Chimiste, Montréal, Chef d'équipe

CHIMISTE Marie Ange Vanessa Seka 2324-033 QUÉBEC

Vanessa Seka, B.Sc., Chimiste, Analyste II

Bureau Veritas a mis en place des procédures qui protègent contre l'utilisation non autorisée de la signature électronique et emploie les «signataires» requis, conformément à l'ISO/CEI17025. Pour la validation spécifique à un groupe de services, veuillez vous référer à la page des Signatures de validation si elle est incluse, sinon disponible sur demande. Pour les noms de validation des analystes/superviseurs spécifiques à un service, veuillez vous référer à la section Résumé de l'analyse si elle est incluse, sinon disponible sur demande. Ce rapport est autorisé par Aglaia Yannakis, Directrice générale, responsable des opérations du laboratoire Environnementale - Québec.

Bureau Veritas Bureau Veritas 889 Montée de Liesse, Ville St-Laurent, Québec, Canada H4T 1P5 Tel: (514) 448-9001 Fax: (514) 448-9199 Ligne sans frais : 1-877-462-9926

C543793
2025/08/08 16:15

Chaîne de responsabilité

d'eCDR
Q183178

Veuillez utiliser ce formulaire en guise de référence de suivi des envois lorsque les instructions concernant le dossier sont transmises électroniquement via l'eCDR (chaîne de responsabilité électronique). Assurez-vous que votre formulaire contient un **code-barres ou qu'un numéro de confirmation d'eCDR** de Bureau Veritas est inscrit dans le coin supérieur droit. Ce numéro permet de lier votre envoi électronique avec vos échantillons. Ce formulaire doit être placé dans la glacière avec vos échantillons.

Dessaisi par				Reçu par			
COMPAORE Brice (MAJUSCULES)	Signature	Date	2025-08-08	Sandulook (MAJUSCULES)	Sandi Cook (Signature)	Date	2025-08-08
		Heure (24 h)	HH:MM			Heure (24 h)	16:15
MAJUSCULES	Signature	Date	AAAA/MM/JJ	MAJUSCULES	Signature	Date	AAAA/MM/JJ
		Heure (24 h)	HH:MM			Heure (24 h)	HH:MM
MAJUSCULES	Signature	Date	AAAA/MM/JJ	MAJUSCULES	Signature	Date	AAAA/MM/JJ
		Heure (24 h)	HH:MM			Heure (24 h)	HH:MM

A moins d'entente contraire, l'envoi d'échantillons et l'utilisation de nos services sont soumis à des conditions générales qui se trouvent au www.bvna.com.

Information pour le tri des échantillons

Échantillonneur	# d'emballages/glacières	Analyse immédiate	Urgent	Micro
		☐	☐	☐

*****LABORATOIRE SEULEMENT*****

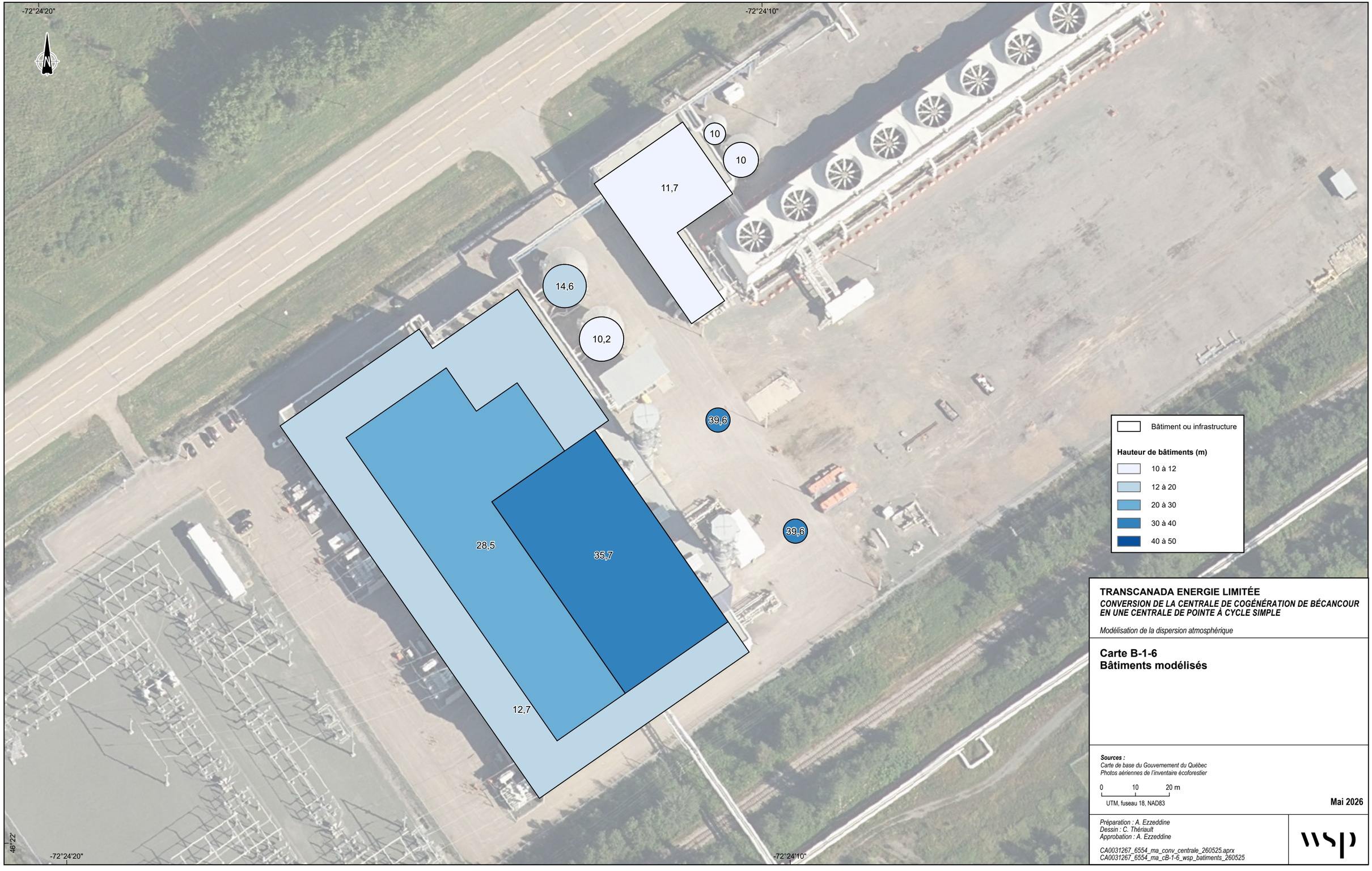
Reçu à

Commentaires

NOVA-2025-08-1024

Sceau de sécurité		Présence de glace	Température °C		
Présent (O/N)	Intact (O/N)	(O/N)	1	2	3
N	N	O	13	12	11

Client
UT854



TRANSCANADA ENERGIE LIMITÉE

CONVERSION DE LA CENTRALE DE COGÉNÉRATION DE BÉCANCOUR EN UNE CENTRALE DE POINTE À CYCLE SIMPLE

Modélisation de la dispersion atmosphérique

Carte B-1-6
Bâtiments modélisés

Sources :
Carte de base du Gouvernement du Québec
Photos aériennes de l'inventaire écoforestier

0 10 20 m
UTM, fuseau 18, NAD83

Mai 2026

Préparation : A. Ezzeddine
Dessin : C. Thériault
Approbation : A. Ezzeddine

CA0031267_6554_ma_conv_centrale_260525.aprx
CA0031267_6554_ma_cB-1-6_wsp_batiments_260525