DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET STRATÉGIQUE

DIRECTION DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE DES PROJETS INDUSTRIELS ET MINIERS

Rapport d'analyse environnementale pour la modification du décret numéro 701-2004 du 30 juin 2004 relatif à la délivrance d'un certificat d'autorisation en faveur de TransCanada Energy Ltd. pour le projet de centrale de cogénération de Bécancour sur le territoire de la Municipalité de Bécancour

Dossier 3211-12-075

Le 17 juillet 2026

Environnement, Lutte contre les changements climatiques, Faune et Parcs
Québec

ÉQUIPE DE TRAVAIL

Direction de l'évaluation environnementale des projets industriels et miniers:

Chargé(e) de projet :	Madame Camille Garnier
Analyste :	Monsieur Lucius Bossoukpe, direction de l'évaluation environnementale des projets terrestres
Supervision technique :	Madame Annie Bélanger, coordonnatrice-cheffe d'équipe
Supervision administrative :	Madame Maud Ablain, directrice
Révision du texte et éditique :	Madame Rejane Kouakou, adjointe administrative

SOMMAIRE

La centrale de cogénération de Bécancour a été mise en exploitation en 2006 pour un usage en continu. Elle a toutefois été mise à l'arrêt en 2008 et l'est demeuré depuis. Dans le contexte actuel d'évolution du réseau électrique québécois, caractérisé par une augmentation des besoins en puissance en période de pointe, notamment en hiver, Hydro-Québec recherche des sources d'électricité additionnelles. À cet égard, la centrale de cogénération de Bécancour représente une alternative disponible à brève échéance. Or, considérant les nouveaux besoins, il apert que la centrale ne répond plus à son usage initial. En effet, Hydro-Québec requiert désormais des installations capables de démarrer rapidement et de fournir de l'électricité de manière ponctuelle afin d'assurer la stabilité et la fiabilité du réseau.

La présente demande de modification du décret numéro 701-2004 du 30 juin 2004 vise à convertir la centrale de cogénération en une centrale à gaz à cycle simple afin de répondre aux besoins d'électricité d'Hydro-Québec pendant les périodes de pointes hivernales. Cette conversion prévoit l'utilisation de gaz naturel renouvelable pour la production d'électricité. TransCanada Energy Ltd. prévoit également, à la demande d'Hydro-Québec, exploiter la centrale pour au plus 580 heures par année, pour une capacité maximale de production électrique de 394 MW. Au total, les turbines seront en opération 580 heures par année, en incluant les cycles de démarrage et d'arrêts, et les heures de maintenance.

Les principaux enjeux du projet sont la conservation de la qualité de l'air et l'atteinte des objectifs du Québec en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre en 2035 (-37,5 %) et à la carboneutralité en 2050. En ce qui concerne la qualité de l'air, les concentrations totales modélisées pour tous les contaminants considérés dans l'étude respectent les normes et critères présentés à l'annexe K du Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère. Ainsi, l'exploitation de la centrale à cycle simple de TCE, durant les périodes de pointe, n'entraîne pas d'impact significatif au niveau de la qualité de l'air. En ce qui concerne les gaz à effet de serre, l'approvisionnement de 100 % du gaz naturel renouvelable pour l'opération des turbines permet de diminuer les émissions de CO_2 équivalent non biogénique de 92,31 % comparativement au projet précédemment autorisé en 2004. En vertu de l'obligation gouvernementale en matière de consultation des communautés autochtones, le projet a fait l'objet d'une consultation du ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP) auprès des communautés abénakises d'Odanak et de Wôlinak, représentées par le Bureau du Ndakina de la Nation W8banaki.

Le projet visé par la modification du décret permet de répondre à un besoin en énergie du réseau d'Hydro-Québec en période de pointe, tout en réduisant l'intensité des impacts environnementaux grâce à une exploitation limitée et à l'utilisation de gaz naturel renouvelable. De plus, les principaux enjeux identifiés, soit la conservation de la qualité de l'air et l'atteinte des objectifs du Québec en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, sont adéquatement pris en compte et présentent des améliorations significatives par rapport au projet initial autorisé en 2004. Enfin, l'équipe d'analyse considère que la demande de modification du décret est acceptable sur le plan environnemental et recommande son autorisation.

TABLE DES MATIÈRES

Équipe de travail i

Sommaire iii

Liste des tableaux vii

Liste des figures vii

Liste des annexes vii

Introduction 1

1. Projet 2

1.1 Raison d'être du projet 2

1.2 Description générale du projet et de ses composantes 3

1.2.1 Activités existantes 3

1.2.2 Description générale du projet 4

1.2.3 Description des composantes du projet 4

2. Consultation des communautés autochtones 5

3. Analyse environnementale 6

3.1 Analyse de la raison d'être du projet 6

3.2 Choix des enjeux 6

3.3 Analyse en fonction des enjeux retenus 7

3.3.1 Conservation de la qualité de l'air 7

3.3.2 Atteinte des objectifs du Québec en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre en 2035 (-37,5 %) et à la carboneutralité en 2050. 8

3.4 Autres considérations 10

3.4.1 Conservation du climat sonore 10

3.4.2 Matières premières et risques technologiques 10

3.4.3 Milieux humides et hydriques 12

Conclusion 13

Références 15

Annexes 17

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1 CONSOMMATION DU GAZ NATUREL EN COMPARAISON AVEC LE PROJET DE 2004 4

TABLEAU 2 ÉMISSIONS DE GES POUR LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS D'ALIMENTATION EN GNR EN COMPARAISON AVEC LES ÉMISSIONS DE 2004 8

TABLEAU 3 ESTIMATION DES ÉMISSIONS DE GES DU SCÉNARIO 1 (100 % GNR) EN COMPARAISON AVEC LE PROJET DE 2004 ($CO_{2\,ÉQ}$)..... 9

TABLEAU 4 COMPARAISON DES VOLUMES D'ENTREPOSAGE D'HYDROGÈNE ET DES CHANGEMENTS APPORTÉS AUX RÉSERVOIRS D'AMMONIAQUE ENTRE LE PROJET AUTORISÉ EN 2004 ET LA PRÉSENTE MODIFICATION DU PROJET DE 2026 11

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1 SCHÉMA DE PROCÉDÉ SIMPLIFIÉ DU PROJET 2026 – CYCLES SIMPLES 3

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 LISTE DES UNITÉS ADMINISTRATIVES DU MINISTÈRE, DES MINISTÈRES ET DES ORGANISMES GOUVERNEMENTAUX CONSULTÉS 19

ANNEXE 2 CHRONOLOGIE DES ÉTAPES IMPORTANTES DU PROJET..... 21

ANNEXE 3 LOCALISATION DU SITE DU PROJET DE TCE À L'INTÉRIEUR DE PARC INDUSTRIEL ET PORTUAIRE DE BÉCANCOUR..... 22

INTRODUCTION

Le présent rapport constitue l'analyse environnementale de la demande de modification du décret numéro 701-2004 du 30 juin 2004 relatif à la délivrance d'un certificat d'autorisation en faveur de TransCanada Energy Ltd. pour le projet de centrale de cogénération de Bécancour sur le territoire de la Municipalité de Bécancour. La modification vise la conversion de la centrale de cogénération en une centrale de pointe à cycle simple sur le territoire de la Municipalité de Bécancour.

Ce projet nécessite une modification du décret numéro 701-2004 du 30 juin 2004 en vertu de l'article 31.7 de la Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2) puisqu'il concerne des modifications, tant au niveau opératoire qu'au niveau des équipements de la centrale.

De plus, le ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP) a consulté les communautés abénaquises d'Odanak et de Wôlinak via le Bureau du Ndakina de la Nation W8banaki, puisque le projet est susceptible d'affecter leurs droits et intérêts.

Sur la base de l'information recueillie dont la raison d'être du projet, l'analyse effectuée par les spécialistes du MELCCFP et du gouvernement (voir l'annexe 1 qui est la liste des unités du MELCCFP, ministères et organismes consultés) permet d'établir l'acceptabilité environnementale du projet, la pertinence de le réaliser ou non et, le cas échéant, d'en déterminer les conditions d'autorisation. L'information sur laquelle se base l'analyse comporte celle fournie par l'initiateur et celle issue de la consultation des communautés autochtones.

Les principales étapes précédant la production du présent rapport sont consignées à l'annexe 2.

Le présent rapport décrit le projet, présente sa justification et traite des différents enjeux identifiés lors de l'analyse environnementale ainsi que des considérations environnementales ou sociales associées avant de conclure sur l'acceptabilité environnementale du projet.

1. PROJET

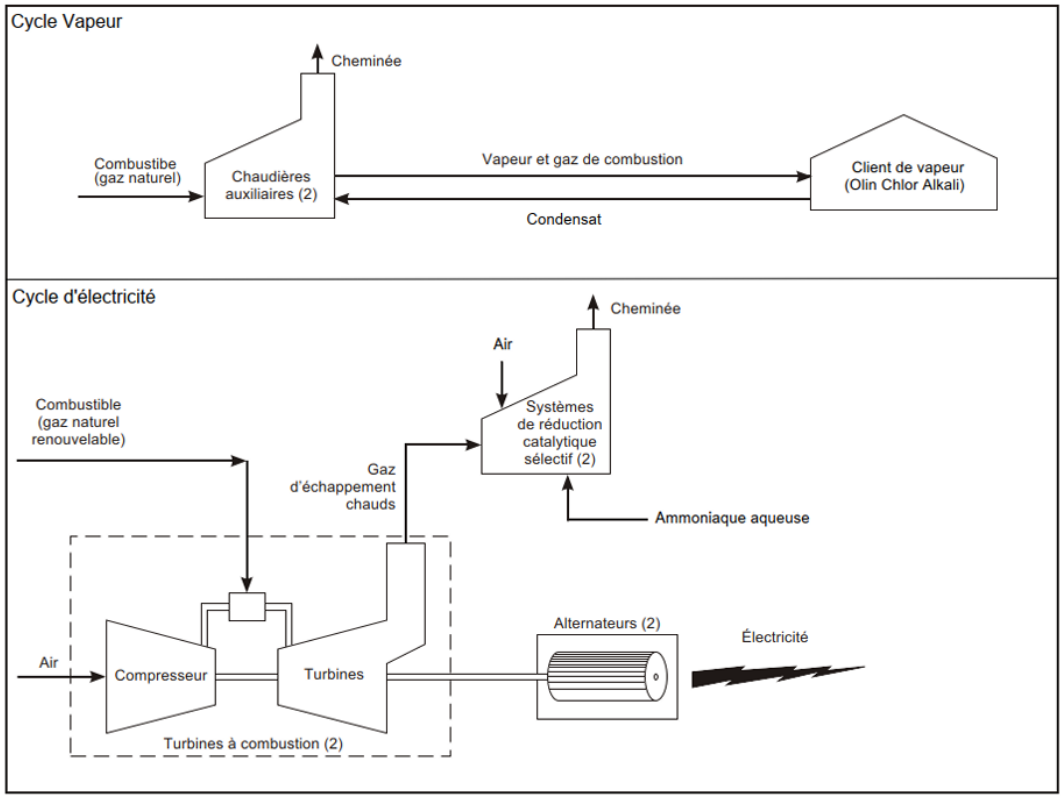
1.1 Raison d'être du projet

Une centrale de cogénération, opérée par TransCanada Energy Ltd (ci-après TCE), est présentement en place au Parc industriel et portuaire de Bécancour (ci-après PIPB). Cette centrale a été autorisée par le décret numéro 701-2004 du 30 juin 2004 pris par le gouvernement du Québec. Elle a été inaugurée en 2006 et opérait de façon continue à une puissance nominale autorisée de 507 MW. En janvier 2008, les activités de production d'électricité de la centrale ont été suspendues et n'ont jamais repris. Depuis, la centrale opère uniquement des chaudières auxiliaires afin de fournir de la vapeur à ses clients industriels du PIPB.

Dans le contexte actuel d'évolution du réseau électrique québécois, caractérisé par une augmentation des besoins en puissance en période de pointe, notamment en hiver, Hydro-Québec requiert désormais des installations capables de démarrer rapidement et de fournir de l'électricité de manière ponctuelle afin d'assurer la stabilité et la fiabilité du réseau. Dans ce contexte, la centrale ne répond plus à son usage initial de sorte que TCE souhaite en modifier les conditions d'opération.

La présente demande de modification du décret numéro 701-2004 du 30 juin 2004 (WSP, 2026a) vise à convertir la centrale de cogénération, présentement à l'arrêt, en une centrale à gaz à cycle simple afin de répondre aux besoins d'électricité d'Hydro-Québec pendant les périodes de pointes hivernales. TCE prévoit utiliser du gaz naturel renouvelable (GNR) pour les besoins opérationnels des turbines pour la production d'électricité, contribuant ainsi à limiter les émissions de gaz à effet de serre (GES) de ses activités. Le cycle de production de vapeur avec les chaudières auxiliaires sera maintenu conformément aux autorisations en vigueur. Un schéma simplifié du projet est présenté à la figure 1. La conversion de la centrale permettra de prolonger la durée de vie de celle-ci de 15 à 25 ans.

FIGURE 1 SCHÉMA DE PROCÉDÉ SIMPLIFIÉ DU PROJET 2026 – CYCLES SIMPLES



Source : Demande de modification du décret n° 701-2004 – Conversion de la centrale de cogénération de Bécancour en une centrale de pointe à cycle simple, figure 2 – WSP, janvier 2026.

1.2 Description générale du projet et de ses composantes

1.2.1 Activités existantes

La centrale de cogénération de Bécancour comprend présentement des équipements destinés à l'opération d'un cycle combiné de production d'électricité, soit 2 turbines à gaz et une turbine à vapeur pour une production de 507 MW. De plus, la centrale opère un cycle de production de vapeur destiné à un client du PIPB. Ce segment de la centrale opère avec du gaz naturel fossile. Depuis la délivrance du décret numéro 701-2004 du 30 juin 2004 pour l'exploitation de la centrale de cogénération, une modification de décret, une autorisation ministérielle et plusieurs modifications d'autorisations ministérielles ont été délivrées :

- **Autorisation ministérielle délivrée le 3 mai 2006** : Exploitation de la centrale de cogénération et programme de surveillance et de suivi environnemental;
- **Modification d'autorisation ministérielle délivrée le 20 décembre 2007** : Exploitation des chaudières auxiliaires en continu à la centrale de cogénération;
- **Modification du décret numéro 701-2004 du 30 juin 2004 délivré le 16 septembre 2009** : Construction et exploitation d'un émissaire d'eaux usées;
- **Modification d'autorisation ministérielle délivrée le 25 novembre 2013** : Mise en application d'un programme révisé de surveillance et de suivi environnemental lors de l'exploitation des chaudières auxiliaires en continu;

- **Modification d'autorisation ministérielle délivrée le 3 novembre 2017** : Modification du programme de surveillance et de suivi afin d'y intégrer notamment des normes de rejet en concentration à l'effluent final.

Depuis 2008, seulement les chaudières auxiliaires opérées pour la production de vapeur sont exploitées.

1.2.2 Description générale du projet

Le projet vise à convertir la centrale de cogénération en une centrale à cycle simple, afin de répondre aux demandes du réseau d'Hydro-Québec lors des périodes de pointes hivernales. Cette conversion prévoit l'utilisation de GNR pour la production d'électricité. TCE prévoit également, à la demande d'Hydro-Québec, exploiter la centrale pour au plus 300 heures par année. L'exploitation de la centrale durant les périodes hivernales nécessite jusqu'à 100 cycles de démarrage et d'arrêts des turbines, (environ 2,2 heures par cycle), pour une capacité maximale de production électrique de 394 MW. Cette capacité maximale représente donc une réduction de 29,9 % par rapport à la capacité maximale autorisée par le décret numéro 701-2004 du 30 juin 2004, soit une capacité maximale de 507 MW.

Environ 60 heures d'opérations supplémentaires seront nécessaires pour la maintenance des équipements. Au total, les turbines seront en opération 580 heures par année, en incluant les cycles de démarrage et d'arrêts et les heures de maintenance. Le tableau 1 présente les différences de consommation de gaz naturel entre le projet autorisé en 2004 et le projet modifié de 2026.

L'opération en continu des chaudières auxiliaires pour la production de vapeur reste inchangée, et ne fait pas partie du projet de conversion présentement à l'étude.

TABLEAU 1 CONSOMMATION DU GAZ NATUREL EN COMPARAISON AVEC LE PROJET DE 2004

Consommation	Projet de 2004	Projet de 2026				% de variation
		Turbines à gaz	Chaudières auxiliaires (inchangé par rapport à 2004)	Systèmes de chauffage (inchangé par rapport à 2004)	Total	
Gaz naturel fossile (m^3/an)	Env. 920 millions	0	69 992 082	591 793	70 583 875	- 92 %
Gaz naturel renouvelable (GNR) (m^3/an)	0	51 136 410	0	0	51 136 410	-
Gaz naturel total (m^3/an)	Env. 920 millions	51 136 410	69 992 082	591 783	121 720 285	- 87 %

Source : Adapté de Demande de modification du décret n° 701-2004 – Conversion de la centrale de cogénération de Bécancour en une centrale de pointe à cycle simple, Tableau 1 – WSP, janvier 2026.

1.2.3 Description des composantes du projet

Afin de convertir la centrale en cycle simple, le projet implique l'abandon du cycle combiné et donc, la mise hors service de plusieurs équipements (turbine à vapeur, chaudières de récupération, tours de refroidissement). Il implique également la modification, le remplacement et l'ajout de nouveaux systèmes, notamment des ajustements aux deux turbines à gaz, la mise en place de deux

cheminées, des systèmes de réduction catalytique sélectif (SCR) haute température, et d'un échangeur de chaleur à l'air (ACHE).

Les deux turbines à gaz seront alimentées au GNR, qui devrait être fourni par le réseau d'Énergir. Un système SCR sera installé à l'extérieur du bâtiment pour chacune des turbines à gaz. Ces nouveaux systèmes sont plus efficaces que ceux installés en 2004 et permettent une réduction des émissions de NO_x comparativement à la configuration initiale. Les cheminées existantes seront démantelées, et deux nouvelles seront construites pour les turbines à gaz. Celles-ci seront installées à l'intérieur des limites du site, et leur hauteur sera diminuée d'environ 15 m, pour une nouvelle hauteur totale de 40 m.

La tour de refroidissement sera remplacée par un ACHE lequel permet d'éviter la surchauffe des équipements critiques et élimine le besoin en eau, comparativement à la tour de refroidissement classique.

Une nouvelle conduite et un nouveau poste de mesure de gaz seront installés sur le site. La conduite prévue sera d'une longueur d'environ 400 m et d'un diamètre d'environ 20 cm. Elle servira à relier les chaudières auxiliaires, alimentées au gaz naturel fossile, à une partie différente du réseau d'Énergir.

Les réservoirs d'hydrogène et d'ammoniaque seront remplacés et déplacés vers le secteur de la tour de refroidissement actuellement en place. La quantité maximale de stockage du réservoir d'ammoniaque (19 %) restera la même que précédemment autorisée en 2004, soit une quantité de 75 m^3. Pour l'hydrogène, le réservoir passera à une quantité maximale de stockage de 2 400 m^3 comparativement à une quantité maximale de 27 kg, en cylindre (2,7 m^3), en 2004.

2. CONSULTATION DES COMMUNAUTÉS AUTOCHTONES

Au nom du gouvernement du Québec, le MELCCFP a l'obligation de consulter et, dans certaines circonstances, d'accommoder les communautés autochtones lorsqu'il envisage des mesures susceptibles d'avoir un effet préjudiciable sur un droit ancestral ou issu de traités, établi ou revendiqué de façon crédible. Le cas échéant, la consultation gouvernementale est effectuée dans le respect du Guide intérimaire en matière de consultation des communautés autochtones (Gouvernement du Québec, 2008), lequel balise les activités gouvernementales relatives à l'obligation de consulter.

Dans le cadre de ce projet, le MELCCFP a effectué une consultation auprès des communautés abénaquises d'Odanak et de Wôlinak, représentées par le Bureau du Ndakina de la nation W8banaki. Le document de la demande de modification de décret, ainsi que tous les documents découlant des analyses de l'acceptabilité environnementale ont été transmis aux représentants de la nation W8banaki aux fins de la consultation. Dès l'amorce de la consultation, le 3 février 2026, les communautés et le bureau du Ndakina ont été invités à faire connaître au MELCCFP leurs préoccupations au regard des impacts potentiels du projet sur l'exercice de ses droits ancestraux ou issus de traités, ainsi que tout commentaire ou question sur le projet.

Une rencontre tripartite entre le MELCCFP, des représentants du Bureau du Ndakina et de l'initiateur a eu lieu en mars 2026. La rencontre a permis à l'initiateur de présenter son projet aux représentants de la nation et d'entamer les discussions entre les deux parties.

Une série de questions et commentaires a été reçue du Bureau du Ndakina et transmis à l'initiateur le 29 avril 2026. Les réponses de l'initiateur à cette série de questions et commentaires ont été reçues le 5 juin 2026, et transmises à la communauté pour validation et commentaires additionnels le 10 juin 2026. Les principales préoccupations transmises par la nation W8banaki concernent les impacts cumulatifs potentiels du projet sur la pratique d'activités traditionnelles sur leur territoire ancestral, les impacts reliés aux rejets d'eau à l'effluent, à la contamination et à la gestion des sols, l'implication de la nation dans les suivis environnementaux réalisés par l'initiateur et la communication avec la nation lors de découvertes archéologiques fortuites sur le site. Ces préoccupations ont été prises en compte dans le cadre de l'analyse environnementale du projet, le Bureau du Ndakina a confirmé, en juillet 2026, ne pas avoir de préoccupation supplémentaire à transmettre.

3. ANALYSE ENVIRONNEMENTALE

3.1 Analyse de la raison d'être du projet

La conversion de la centrale de cogénération à Bécancour en une centrale à cycle simple, opérant à l'aide de GNR, vise à répondre à une demande d'Hydro-Québec. Selon le plan d'action 2035 d'Hydro-Québec, la remise en fonction de la production d'électricité à la centrale de Bécancour assurera le maintien, la stabilité et la fiabilité de son réseau lors des périodes de pointes. Elle permettra ainsi de répondre à la demande en électricité des clients du réseau d'Hydro-Québec, et ce, spécifiquement durant les périodes hivernales. La conversion en cycle simple implique des délais de démarrage et d'arrêt des turbines plus courts, ce qui permet de répondre rapidement aux besoins ponctuels des périodes hivernales. L'opération des turbines en cycle simple permet de maximiser la flexibilité de la centrale et d'assurer un démarrage rapide lorsque requis.

Les besoins en électricité sont en croissance depuis plusieurs années au Québec. L'octroi de blocs énergétiques aux demandeurs est aujourd'hui analysé attentivement et l'ensemble des joueurs est pris en considération afin de faire une attribution judicieuse de la ressource. La centrale de Bécancour est déjà construite et prête à être exploitée rapidement. Elle représente donc une option supplémentaire dans l'offre d'électricité disponible. Considérant la situation énergétique actuelle, jumelée au fait que le projet de conversion permet de répondre à une demande exprimée par Hydro-Québec ainsi que de stabiliser le réseau et de combler les besoins des clients d'Hydro-Québec en périodes de pointes, l'équipe d'analyse est d'avis que la raison d'être du projet est justifiée. Il est à noter que, puisque TCE répond à une demande d'Hydro-Québec et qu'elle est propriétaire de la centrale de Bécancour, aucune variante de projet n'est présentée.

3.2 Choix des enjeux

Lors de l'analyse environnementale du projet, deux enjeux principaux ont été soulevés soit : la conservation de la qualité de l'air et l'atteinte des objectifs du Québec en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

3.3 Analyse en fonction des enjeux retenus

3.3.1 Conservation de la qualité de l'air

Une étude de la dispersion atmosphérique a été réalisée pour évaluer les impacts des émissions provenant de l'exploitation de la centrale à cycle simple.

Un scénario « pire cas » a été retenu pour l'étude de dispersion atmosphérique. Ainsi, dans la modélisation présentée, il est assumé que tous les équipements (turbines, chaudières, système de chauffage et génératrices d'urgence/pompe à incendie) de la centrale fonctionnent à pleine capacité, 24 heures par jour, et ce, tous les jours de l'année. Les résultats présentés sont donc surestimés considérant que la demande de modification de décret prévoit l'exploitation de la centrale pour un total de 580 heures par année, principalement durant la période hivernale, en incluant les périodes de démarrage et d'arrêts, ainsi que les périodes de maintenance des turbines.

Les contaminants atmosphériques émis par le projet proviennent principalement de la combustion du gaz naturel (renouvelable et fossile) des turbines, des chaudières auxiliaires et des équipements de chauffage. Les substances considérées dans l'étude de dispersion atmosphérique sont le monoxyde de carbone (CO), le dioxyde d'azote (NO_2), le dioxyde de soufre (SO_2), les matières particulaires (PMT et $PM_{2.5}$), l'ammoniac (NH_3) et l'acide sulfurique (H_2SO_4). Plusieurs métaux et métalloïdes, composés organiques volatils (COV), hydrocarbures aromatiques polycyclique (HAP) et dioxines et furanes (PDCC/F) ont également été modélisés.

Afin d'estimer les concentrations de NO_2 émises par le projet, un ratio à la source de NO_2/NO_x de 20 % a été utilisé dans l'étude de dispersion atmosphérique. Selon le Guide de la modélisation de la dispersion atmosphérique (MELCCFP, 2025), en absence d'informations spécifiques sur les sources du projet, un rapport de 0,5 est accepté par défaut. TCE a justifié le choix du ratio de 20 % puisque cette valeur est représentative des moteurs à combustion interne fonctionnant au diesel, soit la pompe à incendie et la génératrice d'urgence, ceux-ci étant les principaux contributeurs aux émissions de NO_x (WSP, 2026b). Pour une période d'une heure, la pompe à incendie et la génératrice d'urgence représentent environ 99,8 % des émissions de NO_x modélisées, tandis que les turbines représentent environ 0,002 % pour une même période. À la lumière de la justification présentée par TCE, l'équipe d'analyse considère l'utilisation du rapport de 20 % acceptable.

Enfin, selon la modélisation réalisée, l'ensemble des substances qui pourraient être émises dans l'air par le projet modifié, respecteront les normes et critères de qualité de l'atmosphère du Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère (RAA), et ce, dans le domaine d'application et aux récepteurs sensibles.

> *L'équipe d'analyse considère que le scénario de modélisation et les paramètres retenus sont acceptables et représentent les plus hautes concentrations de contaminants qui pourraient être rejetées dans l'air par le projet de conversion de la centrale de TCE. Les concentrations totales modélisées pour tous les contaminants considérés dans l'étude respectent les normes et critères présentés à l'annexe K du RAA. Ainsi, l'équipe d'analyse est d'avis que l'exploitation de la centrale à cycle simple de TCE, durant les périodes de pointe, n'entraîne pas d'impact significatif au niveau de la qualité de l'air, et considère le projet acceptable relativement aux émissions atmosphériques engendrées par les équipements.*

3.3.2 Atteinte des objectifs du Québec en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre en 2035 (-37,5 %) et à la carboneutralité en 2050.

Le projet de conversion de la centrale prévoit l'utilisation de GNR pour alimenter les turbines. Il est actuellement prévu que le GNR sera fourni via le réseau d'Énergir, qui fournira 100 % du GNR nécessaire pour l'opération des deux turbines. Cette consommation équivaut à un volume de 51 Mm^3/an. Selon des discussions entre TCE et Énergir, ce dernier confirme que le volume de GNR nécessaire pour l'opération des turbines est disponible et que selon leurs prévisions, le volume de GNR sera disponible pour TCE jusqu'en 2033, cet exercice n'ayant pas été effectué au-delà de l'année 2033. Une entente sera conclue entre TCE et Énergir afin d'approvisionner la centrale en GNR. La consommation de GNR pour les deux turbines est basée sur un fonctionnement à pleine capacité sur un total de 300 heures, avec 100 cycles de démarrages et d'arrêts (environ 2,2 heures chacun) et jusqu'à 60 heures d'exploitation pour la maintenance des turbines, pour un total de 580 heures maximal d'opération des turbines par année.

À la demande du MELCCFP, trois scénarios d'approvisionnement en GNR sont présentés dans la demande de modification de décret (100 %, 50 % et 0 %) afin d'évaluer les impacts de l'ensemble des possibilités d'approvisionnement en GNR pour le projet de conversion de la centrale. Les émissions de GES pour les trois scénarios sont présentées au tableau 2 et comparés avec les émissions de GES du projet autorisé en 2004.

TABLEAU 2 ÉMISSIONS DE GES POUR LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS D'ALIMENTATION EN GNR EN COMPARAISON AVEC LES ÉMISSIONS DE 2004

Paramètre	Projet de 2004[1] (t/an)	Projet de 2026[2] (t/an)		
		Scénario 1 100 % GNR Total	Scénario 2 50 % GNR Total	Scénario 3 0 % GNR Total
Dioxyde de carbone (CO_2) biogénique	0	96 034,2	48 017,1	0
Dioxyde de carbone (CO_2) non biogénique	1 725 000	132 556,5	180 573,6	228 590,7
Méthane (CH_4)	2 700	4,5	4,5	4,5
Protoxyde d'azote (N_2O)	14 200	4,0	4,0	4,0
CO_2 eq. non biogénique	1 741 900	133 886,4	181 883,5	229 900,6

Notes : 1 Source : (SNC-Lavalin Environnement, 2003c, tableau 3.9, p. A2-35).
2 Il est à noter que le volume de CO_2 non biogénique présenté pour chaque scénario inclut les émissions correspondant à la production maximale de vapeur avec les chaudières auxiliaires. Leurs émissions réelles des dernières années se situent en deçà de 50 % des émissions présentées ici pour des fins d'évaluation environnementales.

Source : Demande de modification du décret n° 701-2004 – Conversion de la centrale de cogénération de Bécancour en une centrale de pointe à cycle simple, Tableau 11 – WSP, janvier 2026.

Les émissions de GES provenant de la combustion de GNR sont considérées comme des émissions biogéniques. Ainsi, l'utilisation de GNR pour alimenter les turbines permet de diminuer les émissions de CO_2 équivalent non biogéniques, habituellement émis par la combustion de gaz naturel fossile. Le scénario 1, soit l'approvisionnement de 100 % de GNR pour l'opération des turbines est priorisé par TCE. Ainsi, les estimations des émissions de GES détaillées de ce scénario sont présentées dans le tableau 3 et comparées avec les émissions du projet autorisé en 2004.

TABLEAU 3 ESTIMATION DES ÉMISSIONS DE GES DU SCÉNARIO 1 (100 % GNR) EN COMPARAISON AVEC LE PROJET DE 2004 ($CO_{2\,éq}$)

Paramètre	Projet de 2004[1] (t/an)	Projet de 2026[2] (t/an)				% de variation
		Turbines à gaz	Chaudières auxiliaires (depuis 2008)	Autres équipements de la centrale[3]	Total	
Dioxyde de carbone (CO_2) biogénique	0	96 034,2	0	0	96 034,2	-
Dioxyde de carbone (CO_2) non biogénique	1 725 000	0	131 445,1	1 111,4	132 556,5	- 92,31 %
Méthane (CH_4)	2 700	1,9	2,6	0	4,5	- 99,83 %
Protoxyde d'azote (N_2O)	14 200	1,7	2,3	0	4,0	- 99,97 %
CO_2 eq. non biogénique	1 741 900	550,2	132 198,2	1 118	133 866,4	- 92,31 %

Notes : 1 Source : (SNC-Lavalin Environnement, 2003c, tableau 3.9, p. A2-35).
2 Il est à noter que le volume de CO_2 non biogénique présenté pour chaque scénario inclut les émissions correspondant à la production maximale de vapeur avec les chaudières auxiliaires. Leurs émissions réelles des dernières années se situent en deçà de 50 % des émissions présentées ici pour des fins d'évaluation environnementales.
3 Comprend le système de chauffage, la pompe à incendie et la génératrice d'urgence.

Source : Demande de modification du décret n° 701-2004 – Conversion de la centrale de cogénération de Bécancour en une centrale de pointe à cycle simple, Tableau 12 – WSP, janvier 2026.

L'approvisionnement de 100 % du GNR nécessaire pour l'opération des deux turbines permet de diminuer les émissions de CO_2 équivalent non biogénique de 92,31 % comparativement au projet précédemment autorisé en 2004, ce qui représente un effort de diminution de GES considérable. À l'opposé, le scénario 3, soit 0 % de GNR pour l'exploitation des turbines à gaz, démontre que le projet de conversion permet tout de même de diminuer les émissions de GES, en raison de la diminution des heures d'exploitation des turbines à gaz pour la production d'électricité, concentrées principalement durant les périodes hivernales. Enfin, à la grandeur de la province, le projet de conversion de la centrale contribuera à 0,17 % des émissions de GES du Québec, comparativement à une contribution de 1,7 % pour le projet de 2004.

Considérant les différents scénarios présentés dans la documentation, ainsi que la priorisation d'un approvisionnement à 100 % de GNR pour les turbines à gaz par TCE, l'équipe d'analyse considère les efforts de réduction des émissions de GES acceptables pour le projet de conversion de la centrale. Cependant, l'approvisionnement de 100 % de GNR est cruciale pour limiter les impacts de l'exploitation de la centrale. L'équipe d'analyse recommande que le décret permette uniquement l'exploitation des turbines à gaz alimentées à 100 % de GNR.

La remise en fonction des turbines alimentées à 100 % de GNR permet donc au présent projet d'avoir le potentiel de contribuer à la transition énergétique du Québec, en utilisant une énergie dite carboneutre pour assurer la sécurité énergétique de la province. L'utilisation du GNR pour la production d'électricité servira optimalement à la décarbonation du Québec, visant à assurer l'atteinte des objectifs du Québec en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre en 2035 (-37,5 %) et à la carboneutralité en 2050.

Afin d'assurer l'approvisionnement en GNR et de limiter l'impact des émissions de GES du projet, l'équipe d'analyse recommande que TCE soit tenu de confirmer que son entente avec Énergir ou tout autre fournisseur est renouvelée afin de garantir un approvisionnement de GNR à la centrale après 2033, qui lui permette de couvrir ses besoins pour alimenter les turbines avec du gaz naturel renouvelable à 100 %.

Finalement, les émissions de GES du projet modifié seront suivies par le MELCCFP. En effet, en vertu du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, TCE est déjà tenue de déclarer ses émissions en équivalent CO_2 au MELCCFP car les émissions de GES du projet sont supérieures au seuil de déclaration de 10 000 tonnes métriques en équivalent CO_2. Grâce à cette déclaration, le MELCCFP sera en mesure de s'assurer que TCE utilise effectivement 100 % de GNR pour alimenter les turbines de production d'électricité.

3.4 Autres considérations

3.4.1 Conservation du climat sonore

Les impacts du projet sur le climat sonore seront négligeables. En effet, les résultats de la modélisation des émissions sonores projetées, associées à la phase d'exploitation de la centrale, démontrent que celles-ci seront inférieures aux critères applicables de la note *Traitement des plaintes sur le bruit et exigences aux entreprises qui le génèrent* (MDDEP, 2006) (ci-après, NI 98-01). Un seul dépassement de 3 dBA a été modélisé à l'intérieur des limites du PIPB. Dans ce secteur dont le zonage est industriel, le critère de la NI 98-01 est de 70 dBA, et ce, le jour et la nuit. Ce dépassement se retrouve toutefois dans une zone considérée comme non sensible, puisqu'aucun récepteur sensible n'est présent à proximité. Ainsi, aucun impact sur le climat sonore, à l'extérieur des limites du PIPB, n'est anticipé par le projet de conversion de la centrale.

L'équipe d'analyse considère le projet acceptable relativement au bruit, selon les résultats de la modélisation des émissions sonores. L'initiateur s'est engagé à respecter les Lignes directrices relativement aux niveaux sonores provenant d'un chantier de construction industriels (MDDELCC, 2015). L'initiateur s'est également engagé à tenir et à rendre disponible en tout temps, un registre des plaintes comportant les mesures correctrices appliquées pour les phases de construction et d'exploitation.

3.4.2 Matières premières et risques technologiques

La centrale est actuellement alimentée en gaz naturel fossile directement par le réseau d'Énergir. Il en sera de même pour le GNR. Ainsi, aucun entreposage de gaz naturel ne sera présent sur le site. Les réservoirs extérieurs pour l'entreposage de l'ammoniaque et de l'hydrogène seront remplacés et déplacés. Le déplacement de ces réservoirs n'a pas d'impact sur les risques associés à l'entreposage de ces produits. L'initiateur prévoit reprendre les mesures de prévention et de contrôle initialement prévues pour limiter les fuites d'ammoniaque :

- Bassin de rétention de 100 m^2 avec drainage des eaux pluviales de la zone de déchargement vers le bassin de rétention;
- Lit de balles flottantes dans le bassin de rétention pour réduire l'évaporation;
- Abri recouvrant le bassin de rétention et le réservoir;
- Système de récupération des vapeurs lors des activités de ravitaillement;

- Vannes d'arrêt automatiques et manuelles;
- Détecteur de niveau haut sur le réservoir avec alarme visuelle;
- Camion de livraison équipé d'une vanne d'arrêt à fermeture rapide.

Une comparaison des volumes totaux d'entreposage d'hydrogène et des modifications apportées à la conduite d'alimentation des réservoirs d'ammoniaque est présentée au tableau 4.

TABLEAU 4 COMPARAISON DES VOLUMES D'ENTREPOSAGE D'HYDROGÈNE ET DES CHANGEMENTS APPORTÉS AUX RÉSERVOIRS D'AMMONIAQUE ENTRE LE PROJET AUTORISÉ EN 2004 ET LA PRÉSENTE MODIFICATION DU PROJET DE 2026

Hydrogène		
	2004	2026 (modélisé)
Volume total entreposé (m^3)	2,7 (27 kg)	1 668
Nombre de cylindres	54	6
Ammoniaque		
	2004	2026
Diamètre de la conduite (cm)	5	2
Débit de procédé (litres/h)	208	152

Source : Addenda - Demande de modification du décret n° 701-2004 – Conversion de la centrale de cogénération de Bécancour en une centrale de pointe à cycle simple, Tableau 2 et 3 – WSP, juin 2026.

Une analyse des risques technologiques a été présentée pour l'analyse préalable au décret numéro 701-2004 du 30 juin 2004. Celle-ci portait principalement sur les matières dangereuses sur le site, soit l'ammoniaque, l'hydrogène et le gaz naturel. Cette analyse concluait que les risques associés à l'entreposage et à l'utilisation des matières dangereuses sur le site était acceptable. Une mise à jour de la modélisation des conséquences d'un accident a été réalisée en tenant compte des changements apportés à l'entreposage des matières dangereuses.

Pour les modifications apportées aux nouveaux réservoirs d'hydrogène, TCE indique que quatre réservoirs de 278 m^3 seront nécessaires pour l'exploitation de la centrale, pour un total de 1 112 m^3. Cependant, l'analyse de risque a considéré la présence de 6 réservoirs. Deux scénarios ont été modélisés : un scénario évaluant les risques de la rupture d'un des réservoirs représentant un rejet d'hydrogène de 278 m^3 et un scénario conservateur évaluant les risques de la rupture des six réservoirs, représentant le risque lié aux effets dominos et un rejet d'hydrogène total de 1 668 m^3. Les résultats de l'analyse de risques présentée par TCE montrent que le niveau de risque associé à ces deux scénarios est acceptable et que les risques sont contenus à l'intérieur des limites du PIPB.

Les risques associés à la nouvelle conduite de gaz reliant les chaudières auxiliaires au réseau d'Énergir ont également été évalués. Deux scénarios sont présentés : un scénario évaluant les risques de la rupture complète de la conduite, avec un diamètre de rejet de 20 cm, et un scénario évaluant les risques d'une fuite dans la conduite, avec un diamètre de rejet de 2,5 cm. Les résultats

de cette modélisation sont acceptables, puisque ceux-ci auront peu d'impacts au-delà du site du projet, et sont contenus à l'intérieur des limites du PIPB.

> Enfin, des réservoirs extérieurs pour les eaux de procédé et pour le diesel sont déjà en place sur le site. Des mesures de protection sont prévues pour l'entreposage du diesel. Les produits chimiques utilisés pour le traitement de l'eau dans le cycle de production de vapeur des chaudières auxiliaires restent inchangés des produits précédemment approuvés par le MELCCFP. Ceux-ci sont entreposés dans le bâtiment principal de la centrale. *L'équipe d'analyse considère les niveaux de risque présentés dans l'analyse de risques technologiques et les mesures de prévention prévues acceptables. Ainsi, le projet est acceptable relativement aux risques technologiques associés à l'entreposage des matières premières et des produits chimiques. De plus, TCE s'est engagé à présenter une mise à jour du plan d'urgence (PMU) lors du dépôt de la demande d'autorisation ministérielle en vertu de l'article 22 pour l'exploitation de la centrale.*

3.4.3 Milieux humides et hydriques

Aucun plan régional des milieux humides et hydriques (PRMHH) n'est en vigueur sur le territoire de la MRC de Bécancour. Néanmoins, il importe de préciser que le projet de conversion de la centrale ne prévoit pas l'agrandissement des bâtiments ou du site. Ainsi, toutes les modifications du projet seront réalisées à l'intérieur de l'emplacement autorisé en 2004, en dehors des milieux naturels. Aucun milieu humide n'est impacté par les modifications que TCE souhaite apporter à la centrale.

La qualité des rejets d'eaux usées de la centrale est suivie depuis la mise en exploitation de celle-ci en 2006. Malgré l'arrêt de production d'électricité, ce suivi s'est poursuivi en raison de l'exploitation des chaudières auxiliaires utilisées pour la production de vapeur (Autorisation d'exploitation des chaudières auxiliaires en continu daté du 20 décembre 2007). Des objectifs environnementaux de rejet (OER) ont été établis en 2006 et leur respect a été exigé à l'effluent final. Depuis, les rejets d'eaux usées respectent les normes de rejet en concentration à l'effluent final, lesquelles ont été modifiées et autorisées par la modification d'autorisation ministérielle délivrée le 3 novembre 2017, concernant spécifiquement la modification du programme de surveillance et de suivi afin d'intégrer les normes de rejet en concentration à l'effluent final. Ces normes remplacent les OER précédemment établis en 2006.

TCE indique que la reprise de production d'électricité via l'exploitation des turbines à gaz ne modifiera pas la composition ni la quantité des rejets d'eaux usées. Les données moyennes de qualité de l'effluent présentées dans la documentation déposée démontre qu'il n'y a pas de risques pour le milieu aquatique, puisque les normes de rejet en concentration à l'effluent final sont respectées. Ainsi, il n'est pas nécessaire de modifier les normes de rejet en concentration à l'effluent final établit en 2017 pour l'exploitation de la centrale à cycle simple. TCE devra poursuivre ses suivis et respecter les normes de rejet en concentration à l'effluent final.

> *Considérant que la remise en fonction des turbines à gaz n'aura pas d'impact sur la qualité et les débits de l'effluent, et qu'aucun milieu humide ne sera impacté par le projet, l'équipe d'analyse est d'avis que le projet est acceptable relativement aux impacts sur les milieux humides et hydriques.*

CONCLUSION

L'analyse environnementale de la demande de modification du décret numéro 701-2004 du 30 juin 2004, démontre que les impacts associés au projet de conversion de la centrale de cogénération en une centrale de pointe à cycle simple sur le territoire de la Municipalité de Bécancour, sont faibles et respectent les exigences réglementaires applicables. En plus d'avoir des impacts environnementaux limités, la remise en fonction de la production d'électricité à la centrale de Bécancour assurera le maintien, la stabilité et la fiabilité du réseau d'Hydro-Québec lors des périodes de pointes hivernales. Le projet permet ainsi de répondre à un besoin en énergie de pointe du réseau d'Hydro-Québec, tout en réduisant l'intensité des impacts environnementaux potentiels que pourrait avoir la centrale avec les conditions d'exploitation actuelles, et ce grâce à une exploitation limitée dans le temps et à l'utilisation de gaz naturel renouvelable.

Les principaux enjeux identifiés, soit la conservation de la qualité de l'air et l'atteinte des objectifs du Québec en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, sont adéquatement pris en compte et présentent des améliorations significatives par rapport au projet initial autorisé en 2004.

En conséquence, l'équipe d'analyse conclut que la modification du décret est acceptable sur le plan environnemental et recommande son autorisation, sous réserve du respect des conditions relatives à l'approvisionnement en GNR et aux suivis environnementaux.

ORIGINAL SIGNÉ
Camille Garnier, M. Sc.
Chargée de projet
Direction de l'évaluation environnementale des projets industriels et miniers

RÉFÉRENCES

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. 2022. *Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère (Q-2, r. 4.1)*. [En ligne] : Q-2, r. 4.1 - Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère;

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. 2026. *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (Q-2, r. 15)*. [En ligne] : Q-2, r. 15 - Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère;

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, DE LA FAUNE ET DES PARCS. 2025. *Guide de la modélisation de la dispersion atmosphérique*. 63 pages. [En ligne : Guide de la modélisation de la dispersion atmosphérique];

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, ENVIRONNEMENT ET LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. 2015. *Lignes directrices relativement aux niveaux sonores provenant du chantier de construction industriel*. 1 page. [En ligne : Lignes directrices relativement aux niveaux sonores provenant d'un chantier de construction industriel];

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. 2006. *Traitement des plaintes sur le bruit et les exigences aux entreprises qui le génèrent*. 23 pages. [En ligne : Traitement des plaintes sur le bruit et exigences aux entreprises qui le génèrent];

Documents déposés par l'initiateur dans le cadre de la PÉEIE

WSP CANADA INC. 2026a. *Demande de modification du décret n° 701-2004 – Conversion de la centrale de cogénération de Bécancour en une centrale de pointe à cycle simple*. Rapport produit pour TransCanada Energy Ltd, totalisant environ 268 pages incluant 7 annexes.

Lettre de M. Laurent Malépart, de TRANSCANADA ENERGY LTD., à M. Maud Ablain, du ministère du l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs, envoyé le 9 juin 2026, concernant *l'addenda – Demande de modification du décret n° 701-2004 – Conversion de la centrale de cogénération de Bécancour en une centrale de pointe à cycle simple*, totalisant environ 169 pages incluant 1 pièce jointe.

Courriel de M. Laurent Malépart, de TRANSCANADA ENERGY LTD., à M^{me} Camille Garnier, du ministère du l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs, envoyé le 9 juillet 2026 à 8 h 12, concernant l'approvisionnement en gaz naturel, 3 pages.

ANNEXES

ANNEXE 1 LISTE DES UNITÉS ADMINISTRATIVES DU MINISTÈRE, DES MINISTÈRES ET DES ORGANISMES GOUVERNEMENTAUX CONSULTÉS

L'évaluation de l'acceptabilité environnementale du projet a été réalisée par la Direction de l'évaluation environnementale des projets industriels et miniers en collaboration avec les unités administratives concernées du Ministère :

- le Contrôle environnemental du Centre-du-Québec;
- la Direction de l'analyse des impacts des contaminants sur les milieux aquatiques;
- la Direction de l'expertise en décarbonation et efficacité énergétique;
- la Direction générale de l'évaluation environnementale et stratégique;
- la Direction des politiques de l'atmosphère;
- la Direction principale des eaux usées;
- la Direction principale de la qualité de l'air et du climat;
- la Direction régionale de l'analyse et de l'expertise du Centre-du-Québec.

ainsi que les ministères suivants :

- le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie;
- le ministère de la Santé et des Services sociaux;
- le ministère de la Sécurité intérieure.

ANNEXE 2 CHRONOLOGIE DES ÉTAPES IMPORTANTES DU PROJET

Date	Événement
2026-01-22	Réception de la demande de modification de décret
2026-03-20	Transmission des questions et commentaires à l'initiateur de projet
2026-04-29	Transmission des questions et commentaires de la communauté autochtone à l'initiateur de projet
2026-06-05	Réception des réponses aux questions et commentaires de la communauté autochtone
2026-06-09	Réception des réponses aux questions et commentaires
2026-07-14	Réception du dernier avis des ministères et des organismes

ANNEXE 3 LOCALISATION DU SITE DU PROJET DE TCE À L'INTÉRIEUR DE PARC INDUSTRIEL ET PORTUAIRE DE BÉCANCOUR

Source: Google Earth (2026). [En ligne]: Google Earth