Confidentiel

TransCanada Énergie Ltd

Demande de modification du décret no 701-2004

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

JANVIER 2026

VERSION FINALE

Référence WSP : CA0031267.6554_002_R_Rev0
Référence TransCanada Énergie Ltd : M002143-WSPEV-EN-APPL-0001-FR



TRANSCANADA ÉNERGIE LTD

DEMANDE DE MODIFICATION DU DÉCRET NO 701-2004

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

CONFIDENTIEL

RÉFÉRENCE WSP : CA0031267.6554_002_R_REV0
RÉFÉRENCE TRANSCANADA ÉNERGIE LTD : M002143-WSPEV-EN-APPL-0001-FR

VERSION FINALE

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

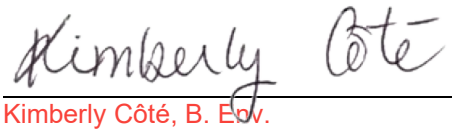
WSP.COM

GESTION DES RÉVISIONS

VERSION	DATE	DESCRIPTION
RevA	2025-11-12	Première version préliminaire pour commentaires
RevB	2025-12-16	2e version préliminaire
Rev0	2026-01-22	Version finale

SIGNATURES

PRÉPARÉ PAR



22 janvier 2026

Kimberly Côté, B. Env.
Professionnelle en gestion environnementale
Gestion environnementale et risques

Date

RÉVISÉ PAR

22 janvier 2026

Jean-François Bélanger, ing. (OIQ nº 5089018)
Directeur de projet
Gestion environnementale et risques

Date

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.

WSP nie toute responsabilité financière quant aux effets du rapport sur une transaction subséquente ou sur la dépréciation de la valeur des biens qu'il peut entraîner, ou encore qui peuvent découler des mesures, des actions et des coûts qui en résultent.

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.

CLIENT

TRANSCANADA ÉNERGIE LTD

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

ÉQUIPE DE RÉALISATION

WSP CANADA INC. (WSP)

Professionnelle en gestion environnementale	Kimberly Côté, B. Env.
Directeur de projet Gestion environnementale et risques	Jean-François Bélanger, ing.

RÉFÉRENCE À CITER

WSP. 2026. *Demande de modification du décret no 701-2004. Conversion de la centrale de cogénération de Bécancour en une centrale de pointe à cycle simple.* . Rapport produit pour TransCanada Énergie Ltd. Référence WSP : CA0031267.6554_002_R_Rev0. 36 pages et annexes.

SOMMAIRE

TransCanada Énergie (TCE), appuyé par Hydro-Québec , propose de remettre en service la centrale de Bécancour, initialement mise en service en 2006 puis la production d'électricité a été suspendue en 2007. Le projet visé par cette demande de modification de décret consiste à convertir la centrale de cogénération en une centrale à cycle simple. Du gaz naturel renouvelable (GNR) sera acquis pour l'ensemble des besoins opérationnels des turbines. En parallèle, il est prévu que les activités qui sont en cours sur le site depuis 2007, soit la production de vapeur pour des clients industriels situés à proximité à partir des chaudières auxiliaires se poursuivent normalement.

Cette conversion s'inscrit dans un contexte de besoins accrus et urgent en électricité durant les surcharges du réseau d'Hydro-Québec et s'aligne avec les objectifs de décarbonation du Québec. La centrale fournira de l'électricité pour au plus 300 heures par an, avec une capacité maximale de 394 MW, soit une réduction de 29,9 % par rapport à la capacité maximale autorisée au décret de 2004. Le projet implique l'abandon du cycle combiné, la mise hors service de plusieurs équipements (turbine à vapeur, chaudières de récupération, tours de refroidissement) et le remplacement ou l'ajout de nouveaux systèmes, notamment deux cheminées, des réducteurs catalytiques sélectifs (SCR) haute température, et un échangeur de chaleur à l'air (ACHE).

Par rapport à la configuration initiale de la centrale, les modifications entraîneront une réduction significative des émissions atmosphériques et de gaz à effet de serre (GES), avec une baisse de 92,31 % des émissions de CO_2 non biogénique. Trois scénarios ont été calculés pour l'opération des turbines, mais seul le scénario à 100 % GNR est retenu pour la présente demande de modification de décret. Le projet prévoit également l'élimination de la consommation d'eau brute et une diminution des rejets d'eaux industrielles usées, tel qu'initialement prévu au décret.

Les impacts sonores ont été modélisés et demeurent conformes aux normes, aux récepteurs sensibles et aux limites du Parc industriel et portuaire de Bécancour. Enfin, la gestion des matières résiduelles et des produits chimiques sera adaptée aux nouvelles opérations, tout en respectant les normes environnementales en vigueur.

Ce projet permettra de prolonger la durée de vie de la centrale de 15 à 25 ans, tout en renforçant la fiabilité du réseau électrique québécois de manière durable et rapide.

TABLE DES MATIÈRES

1 Mise en contexte 1
1.1 Objectifs de la demande 2
2 Description des modifications à l'étude d'impact initiale 3
2.1 Approvisionnement en gaz naturel 3
2.2 Mode d'exploitation 4
2.2.1 Production d'électricité en cycle simple 4
2.2.2 Production de vapeur 4
2.3 Configuration générale 7
2.3.1 Principaux nouveaux équipements 8
3 Modifications liées aux matières premières et produits chimiques 11
4 Modifications liées à la gestion des eaux 19
4.1 Approvisionnement en eau 19
4.2 Traitement de l'eau 19
4.3 Déminéralisation de l'eau 20
4.4 Condensat 20
4.5 Gestion des eaux usées et pluviales 20
4.5.1 Purge des chaudières auxiliaires 21
4.5.2 Effluent des réservoirs de neutralisation 21
4.5.3 Séparateur eau-huile 21
4.5.4 Eaux sanitaires 22
4.5.5 Eaux pluviales 22
4.6 Gestion des eaux souterraines 22
5 Émissions atmosphériques 25
5.1 Modélisation des contaminants atmosphériques 25
5.1.1 Sources et hypothèses 25
5.1.2 Scénario 25
5.1.3 Résultats de la mise à jour de la modélisation atmosphérique 26
5.2 Émissions de gaz à effet de serre 27
6 Modifications liées aux émissions sonores 31
6.1 Sources d'émissions 31
6.2 Impacts sonores 32
6.3 Suivi sonore 32

7 Gestion des sols 33

8 Matières résiduelles 35

Références bibliographiques 37

Tableaux

Tableau 1 Consommation du gaz naturel en comparaison avec le projet de 2004 4

Tableau 2 Changements dans le mode d'exploitation entre 2004 et 2026 5

Tableau 3 Entreposage de produits chimiques – Bâtiment principal[1] 12

Tableau 4 Réservoirs de diesel et entreposage extérieur – différence entre 2004 et 2026 13

Tableau 5 Huiles des transformateurs et principaux circuits de lubrification et hydrauliques – différence entre 2004 et 2026 14

Tableau 6 Produits chimiques qui seront utilisés pour le projet de 2026 15

Tableau 7 Volumes d'approvisionnement – différence entre 2004 et depuis 2008 19

Tableau 8 Comparaison entre les projets de 2004 et depuis 2008 pour les types de rejets d'eau 21

Tableau 9 Données et hypothèses de calcul des émissions atmosphériques 25

Tableau 10 Comparaison des bilans des émissions de contaminants atmosphériques 26

Tableau 11 Émissions de GES pour les différents scénarios d'alimentation en GNR en comparaison avec les émissions de 2004 27

Tableau 12 Estimation des émissions de GES détaillé du scénario 1 (100% GNR) en comparaison avec 2004 ($CO_{2\ éq}$) 28

Tableau 13 Comparaison des contributions du projet aux émissions de GES du Québec 29

Tableau 14 Comparaison des sources d'émissions sonores et de leur nombre entre 2004 et 2026 31

Tableau 15 Comparaison des niveaux sonores 32

Tableau 16 Description et mode de gestion des matières résiduelles - Projet de 2026 35

Figures

Figure 1 Historique des autorisations du projet 2
Figure 2 Schéma de procédé simplifié projet 2026 – cycles simples 6

Annexes

A **Autorisations antérieures**

A-1 Décret 701-2004

A-2 Autorisation d'exploitation (2006) Réf. : 3211-12-75

A-3 Autorisation d'exploitation des chaudières auxiliaires en continu (2007) Réf. : 400456972

A-4 Autorisation d'exploitation des chaudières auxiliaires en continu – programme révisé de surveillance et de suivi environnemental (2013) Réf. : 401086106

A-5 Autorisation d'exploitation des chaudières auxiliaires en continu – programme révisé de surveillance et de suivi environnemental (2017) Réf. : 401635680

B **Diagramme de blocs de procédé**

C **Plans d'agencement général du site**

D **Diagramme d'écoulement – Bilan hydrique**

E **Modélisation des émissions atmosphériques**

F **Estimation des gaz à effet de serre**

G **Modélisation des émissions sonores**

ABRÉVIATIONS ET ACRONYMES

ACHE	Échangeur de chaleur refroidi à l'air (*Air cooled heat exchanger*)
BAPE	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
GES	Gaz à effet de serre
GNR	Gaz naturel renouvelable
HQD	Hydro-Québec Distribution
HRSG	Chaudière de récupération
LQE	Loi sur la qualité de l'environnement
MELCCFP	Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs
Olin	Olin Chlor Alkali Products
PEECC	Module de contrôle électrique et électronique
RAA	Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère
SCR	Réduction catalytique sélective (*Selective catalytic reduction*)
SPIPB	Société du Parc industriel et portuaire de Bécancour
TCE	TransCanada Énergie Ltd

1 Mise en contexte

TransCanada Énergie (TCE) est une filiale de TC Énergie, une entreprise canadienne spécialisée dans les infrastructures énergétiques qui conçoit et exploite des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, ainsi que dans des actifs de production et de stockage d'électricité partout en Amérique du Nord.

Une de ses installations est la centrale de cogénération de Bécancour, au Québec, inaugurée en 2006 à la suite de l'obtention du Décret 701-2004 émis par le gouvernement du Québec conformément à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement prescrite à l'article 31.1 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (LQE).

Le processus d'évaluation environnementale de la centrale de cogénération a débuté le 13 juin 2002 avec le dépôt de l'avis de projet et s'est complété avec l'obtention du décret gouvernemental en juin 2004 (annexe A-1). Des audiences publiques ont été réalisées du 7 octobre au 21 novembre 2003 sous la supervision du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE). À la suite du dépôt des documents par le promoteur, le rapport d'enquête et d'audience publique rendu le 11 mars 2004 conclut que le projet d'exploitation d'une centrale de cogénération à Bécancour n'aurait pas d'effets significatifs sur la qualité de l'air ambiant, sur le climat sonore de même que sur la santé de la population avoisinante.

L'exploitation de la centrale de cogénération a débuté en septembre 2006 après l'obtention du certificat d'autorisation 3211-12-75 (annexe A-2). La puissance autorisée de la centrale est alors de 562 MW d'électricité, basée sur la puissance nominale maximale des équipements installés. Cette puissance autorisée est basée sur une température de l'air égale à 15 °C et une pression atmosphérique de 1 bar (conditions ISO) (SNC-Lavalin Environnement, 2003d).

La puissance nominale autorisée par décret pour la centrale est de 507 MW, peu importe la température de l'air. Selon ces besoins, lorsque la température de l'air était inférieure à 4 °C, Hydro-Québec Distribution (HQD) pouvait demander une livraison cyclable supplémentaire de 40 MW, pour un total de 547 MW (SNC-Lavalin Environnement, 2003d).

La centrale demeure en opération jusqu'au 31 décembre 2007. La baisse des besoins en électricité du marché québécois amène HQD à revoir ses moyens d'approvisionnement. La Régie de l'énergie a approuvé la suspension des activités de production d'électricité de la centrale dès janvier 2008.

Depuis 2008, la centrale opère en continu ses chaudières auxiliaires pour fournir de la vapeur à ses clients industriels (annexe A-3; Réf. : 400456972). En date d'aujourd'hui, la centrale dessert l'entreprise Olin Chlor Alkali Products (Olin), laquelle redistribue une partie de la vapeur à Arkema.

Les autorisations gouvernementales et ministérielles associées au projet sont listées à l'annexe A – *Autorisations antérieures*. La figure 1 présente l'historique des autorisations antérieures du projet.

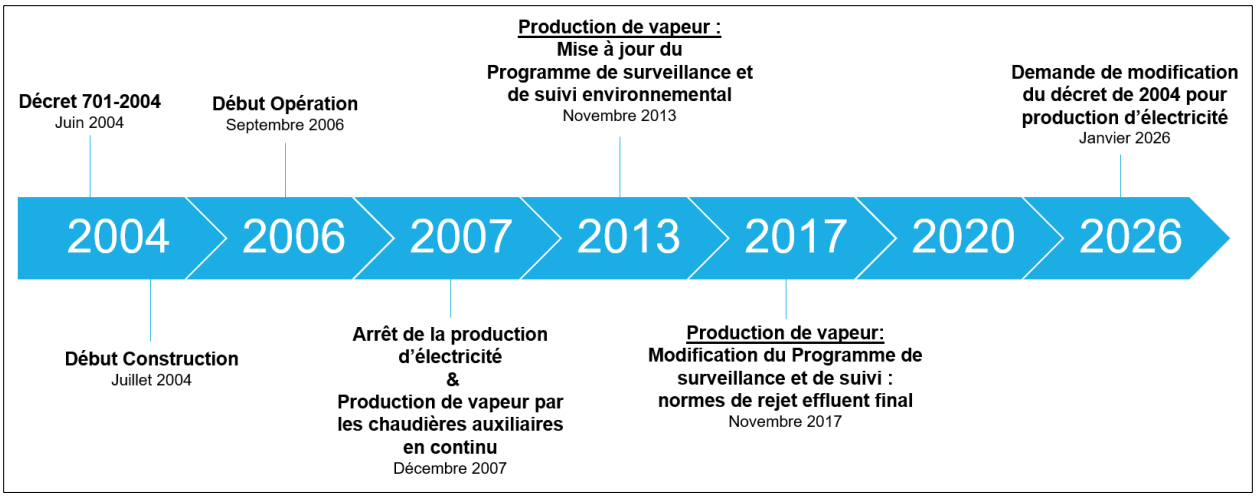


Figure 1 **Historique des autorisations du projet**

1.1 Objectifs de la demande

Selon le plan d'action 2035, Hydro-Québec envisage de remettre en fonction la production d'électricité de la centrale de Bécancour afin de maintenir la stabilité et la fiabilité de son réseau lors des périodes de pointes et utilisant du gaz naturel renouvelable.

Le projet proposé par TCE consiste à convertir la centrale de cogénération (cycle combiné) existante en une centrale à gaz à cycle simple. Du gaz naturel renouvelable (GNR) sera acquis pour l'ensemble des besoins opérationnels des turbines. La production actuelle de vapeur avec les chaudières auxiliaires pour les besoins industriels de Olin sera maintenue avec du gaz naturel fossile (cycle simple). Le projet permettra de prolonger la durée de vie de la centrale de 15 à 25 ans et d'améliorer la fiabilité du réseau.

La conversion implique l'abandon du cycle vapeur de production d'électricité, le démantèlement des conduits de transition des turbines à gaz existants et d'une grande partie des composants 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 plus fonctionnels, seront retirés, tandis que d'autres resteront en place. Des travaux de démantèlement et des modifications au bâtiment principal seront également effectués.

À la demande d'Hydro-Québec, l'exploitation prévue de la centrale sera de l'ordre de 300 heures par année en période de pointe, nécessitant jusqu'à 100 cycles de démarrages et d'arrêts (2,2h par cycle) pour une capacité maximale de production de 394 MW. Il est aussi prévu qu'au plus 60 heures d'opérations supplémentaire seront nécessaires pour des fins de maintenance.

Ce document vise à présenter les modifications prévues aux installations autorisées par le Décret 701--2004 pour permettre d'exploiter la centrale en cycle simple durant les périodes de pointe. Il présente donc une mise à jour des sections pertinentes de l'étude d'impact préparée en 2003-2004.

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

Les principales modifications apportées par le Projet de 2026, par rapport aux documents déposés dans le cadre de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement (Projet de 2004), ont un impact sur les considérations suivantes :

- La production nette d'électricité et de vapeur;
- Le mode d'exploitation;
- La consommation du gaz naturel et d'autres matières premières;
- Les émissions atmosphériques, dont les gaz à effet de serre;
- Les émissions sonores;
- La consommation d'eau industrielle et les débits de rejets d'eaux usées au fleuve via l'émissaire;
- L'ajout/changement de certains équipements et leur localisation.

Les modifications prévues sont décrites dans les sections suivantes.

2.1 Approvisionnement en gaz naturel

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 GNR pour l'opération des turbines. La centrale possède déjà les infrastructures pour le transport du gaz naturel, cependant un poste de mesure distinct ainsi qu'une conduite d'une longueur d'environ 400 mètres devront être installés pour les besoins des chaudières auxiliaires.

La consommation annuelle en GNR pour les turbines à gaz est basée sur 300 heures d'exploitation à pleine capacité en période de pointe, avec 100 cycles de démarrages et d'arrêts d'au plus 2,2 heures chacun, et jusqu'à 60 heures d'exploitation pour fins de maintenance. La consommation annuelle en gaz naturel fossile pour l'exploitation simultanée des chaudières auxiliaires est basée sur la production maximale de vapeur. La consommation annuelle des autres équipements de la centrale a été évaluée sur la consommation réelle du site en 2024 fournie par TCE.

Le tableau 1 présente la comparaison entre la consommation du gaz naturel présentée lors de l'étude d'impact (projet de 2004) et la consommation projetée pour le projet de 2026.

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	Systèmes de chauffage	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	591 793	121 720 285	-87%

2.2 Mode d'exploitation

Le projet de 2026 projette d'exploiter la centrale en cycle simple comparativement au projet de 2004 (voir le tableau 2), et de poursuivre l'opération en continu des chaudières auxiliaires pour la production de vapeur. Le schéma de procédé simplifié est présenté à la figure 2 et le diagramme de bloc de procédé est présenté à l'annexe B.

2.2.1 Production d'électricité en cycle simple

Le gaz sera acheminé vers les deux turbines à combustion où il sera brûlé pour actionner leur alternateur respectif produisant un maximum de 197 MW chacun, pour un total prévu de 394 MW d'électricité. Les gaz d'échappement seront ensuite évacués directement vers le système de réduction catalytique sélectif (SCR[1]) des NO_x, puis vers la cheminée.

La production est simple et rapide, ce qui permet une mise en marche accélérée de la centrale. Elle est idéale pour répondre aux demandes de pointe ou en cas d'imprévus sur le réseau d'électricité d'Hydro-Québec. Ce mode permet une flexibilité opérationnelle qui le rend particulièrement adapté aux variations rapides de la demande.

2.2.2 Production de vapeur

Parallèlement à la production d'électricité, il est prévu que la production de vapeur destinée à Olin se poursuivra conformément au certificat d'autorisation de 2007 et ses modifications, à partir des chaudières auxiliaires. Cette production s'effectue grâce au chauffage du gaz naturel dans les chaudières, où l'eau est transformée en vapeur sous haute pression. Cette vapeur est par la suite acheminée par un réseau de conduites isolées d'une longueur d'environ 4 kilomètres.

La production moyenne de vapeur vers Olin est de 70 tonnes métriques par heure (t.m./h) et la production maximale est de 154,2 t.m./h (voir l'annexe D – *Diagramme d'écoulement – Bilan hydrique*). Ceci est cohérent avec a production maximale autorisée de vapeur selon le certificat d'autorisation de 2017(annexe A-5) qui est de 149 t.m./h en période estivale et environ 155 t.m/h en hiver. Cette production maximale est basée sur une consommation

[1] SCR: Selective catalytic reduction.

annuelle maximale autorisée de gaz naturel à 2 652 000 GJ. Il est important de noter que la production de vapeur et la consommation de gaz naturel peut varier selon la demande du client et qu'en moyenne les chaudières fonctionnent à 30% de leur capacité nominale. Pour cette raison, il est demandé que la consommation annuelle maximale autorisée de gaz naturel pour l'opération des chaudières auxiliaires soit maintenue lors de la remise en production d'électricité de la centrale.

Outre la vapeur, une portion des gaz de combustion continuera d'être envoyée chez Olin. Conformément au certificat d'autorisation de 2017, le volume maximal des gaz de combustion sera de 9 300 t.m./mois. Olin continuera de retourner en moyenne 68 % de la vapeur sous forme de condensat (moyenne des cinq dernières années). Le volume de condensat variera aussi en fonction de la saison et de la demande de vapeur.

Tableau 2 Changements dans le mode d'exploitation entre 2004 et 2026

	Composante du projet	Projet de 2004	Projet de 2026	% de variation
Production d'électricité	Mode d'exploitation	Cycle combiné (turbines à gaz + turbine à vapeur)	Cycle simple (turbines à gaz seulement)	Non applicable
	Capacité maximale de production (MW)	562	394	-29,9 %
	Conditions d'exploitation	En continu	En période de pointe	Non applicable
	Heures maximales d'opération des turbines par année	8 240	580[1]	-93 %
	Combustible	Gaz naturel	Gaz naturel renouvelable	Non applicable
Production de vapeur	Mode d'exploitation	Cycle combiné (turbine à vapeur + chaudières de récupération (HRSG))	Cycle simple (chaudières auxiliaires seulement)	Non applicable
	Capacité de production moyenne des chaudières de récupération (HRSG) (t/h)	160 à 256	Mis en arrêt	Non applicable
	Capacité de production moyenne des chaudières auxiliaires (t/h)	113	70[2]	-38 %
	Utilisation annuelle des deux chaudières auxiliaires	20 %[3]	100 %	+400 %
	Combustible	Gaz naturel	Gaz naturel	Non applicable

Notes : 1 300h de production électrique, 60h de maintenance et 220h pour les 100 cycles de démarrage et d'arrêt.
2 La capacité de production maximale est 154,2 t/h (Voir l'annexe D – *Diagramme d'écoulement – Bilan hydrique)*.
3 Basées sur l'utilisation des chaudières auxiliaires lors d'années d'entretien majeur, celles-ci pouvaient être utilisées simultanément jusqu'à 20 % des heures de l'année. (SNC-Lavalin Environnement, 2003d, Section 3.2.6- Chaudières auxiliaires (modulaires), p. A2-8).

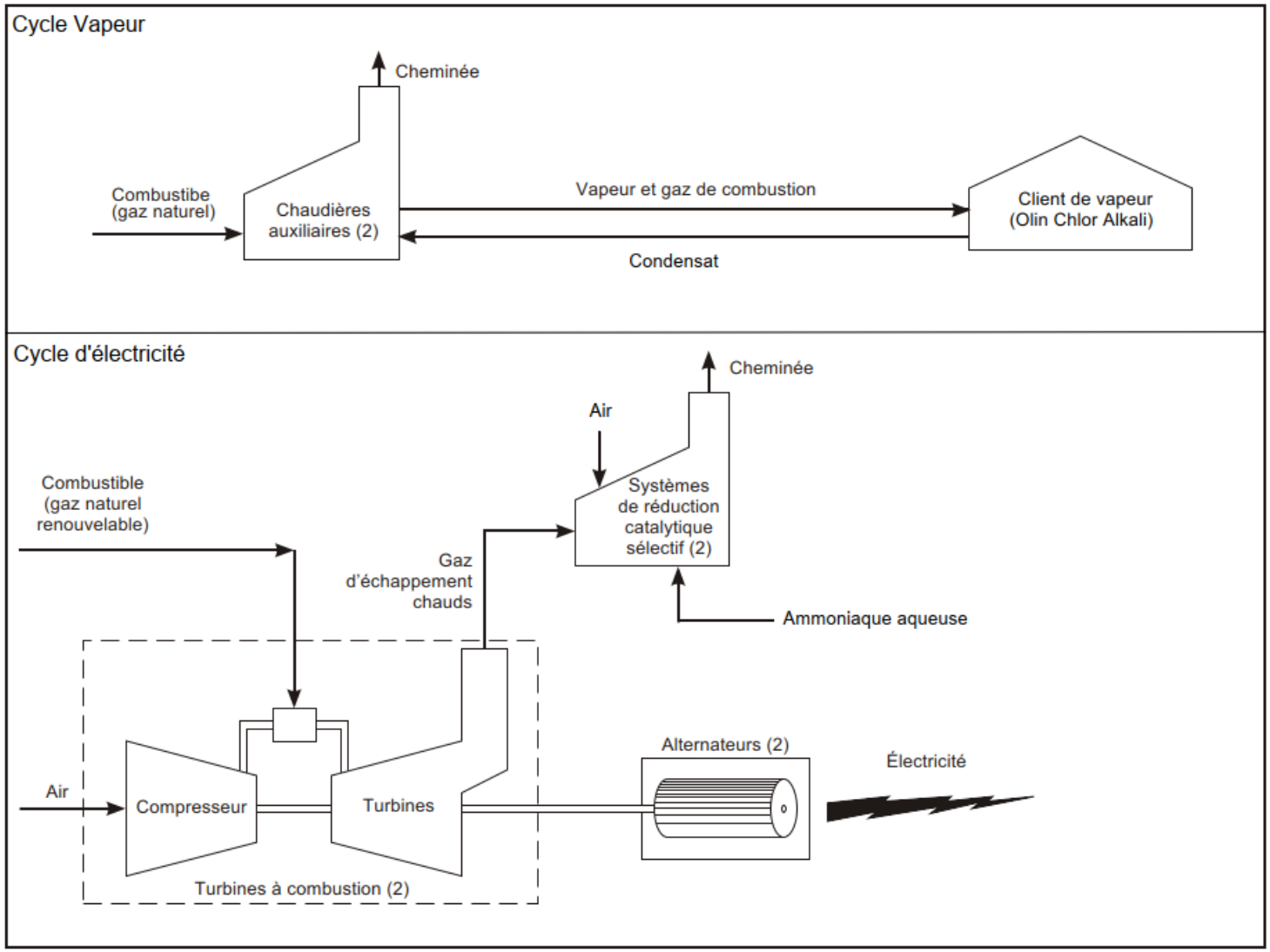


Figure 2 Schéma de procédé simplifié projet 2026 – cycles simples

2.3 Configuration générale

La centrale est localisée sur le lot 3 294 035 du cadastre rénové du Québec. La modification de la centrale ne change pas sa localisation et demeure à l'emplacement autorisé en 2004.

Les modifications suivantes sont prévues aux composantes principales, ainsi que l'identification du maintien de certaines d'entre elles :

- Maintenance majeure des turbines à gaz et de leurs alternateurs;
- Démantèlement des cheminées existantes et ajout de deux nouvelles cheminées pour les turbines à gaz;
- Remplacement des systèmes de réduction catalytique sélectif (SCR) et leurs équipements associés pour les turbines à gaz;
- Mise hors fonction permanente des deux chaudières de récupération (HRSG);
- Mise hors fonction permanente de la turbine à vapeur, de son condenseur et de son transformateur de tension;
- Démantèlement de conduites et composantes internes relatives aux HRSG et à la turbine à vapeur;
- Démantèlement de la tour de refroidissement;
- Ajout d'un nouvel échangeur de chaleur refroidi à l'air (ACHE[2]) et ses équipements associés;
- Maintien des chaudières auxiliaires et leurs infrastructures associées;
- Maintien de la génératrice d'urgence fonctionnant au diesel;
- Maintien du poste de transformation de départ avec les transformateurs élévateurs de tension;
- Maintien et maintenance de la pompe au diesel pour le réseau incendie;
- Remplacement des ventilateurs d'exportation de gaz de combustion et déplacement à l'intérieur du bâtiment;
- Démantèlement du petit bâtiment servant aux ventilateurs existants d'exportation des gaz de combustion;
- Remplacement et déplacement des modules de conditionnement du gaz;
- Remplacement et déplacement des réservoirs de neutralisation;
- Remplacement du réservoir d'ammoniaque et déplacement de l'aire d'entreposage et de déchargement;
- Remplacement du réservoir d'hydrogène et déplacement de l'aire d'entreposage;
- Modification du système de déminéralisation de l'eau et traitement des eaux usées;
- Ajout d'une route et modification du système de gestion des eaux pluviales;
- Ajout d'une conduite de gaz naturel reliée au réseau d'Énergir.

L'annexe C présente les plans d'agencement général du site avec les nouvelles infrastructures prévues.

[2] ACHE : Air cooled heat exchanger.

2.3.1 Principaux nouveaux équipements

Cheminées

Les cheminées seront déplacées d'environ 8 mètres vers l'est par rapport à 2004, et leur hauteur sera diminuée d'environ 15 mètres, atteignant ainsi une nouvelle hauteur totale de 40 mètres (130 pi) au-dessus du niveau du sol.

Systèmes de réduction catalytique sélectif (SCR)

En 2004, le système SCR présenté au décret fonctionnait à basse température, soit entre 80 et 90 °C. Pour le projet de 2026, un nouveau système SCR est prévu et opérera à haute température, soit environ 445 °C.

Chaque turbine à gaz sera équipée de son propre système SCR, installé à l'extérieur du bâtiment de la centrale et rattaché à sa cheminée respective. Un système SCR sera composé de conduits, ventilateurs et filtres de tempérage ainsi que d'un module de vaporisation d'ammoniaque. L'annexe C présente l'agencement projeté de la centrale.

Le fonctionnement à haute température favorise une efficacité accrue de la réduction catalytique permettant que les réactions chimiques soient plus rapides et plus complètes pour la réduction des NO_x. Cette technologie diminue également les risques de colmatage par des sous-produits, tels que des sels d'ammonium, qui peuvent se former sur le catalyseur et nuire à sa performance sur le long terme, ce qui permet de réduire les besoins d'entretien et de prolonger la durée de vie du catalyseur. Ce type de système SCR tolère aussi d'avantage les variations dans la composition du gaz naturel ou les conditions de fonctionnement, ce qui augmente sa fiabilité.

Échangeur de chaleur à l'air

En 2004, une tour de refroidissement était présentée dans le procédé pour refroidir les eaux ayant servi à condenser la vapeur. Principalement pour les HRSG, elle permettait également de refroidir, en circuit fermé, certains équipements auxiliaires tels que les turbines, les alternateurs, le circuit de lubrification, les pompes et les compresseurs. La tour de refroidissement a été mise hors fonction en 2008, lors de l'arrêt de production d'électricité.

Elle sera remplacée par l'échangeur de chaleur refroidi à l'air (ACHE), qui permet de transférer la chaleur contenue dans les fluides (huile, eau de refroidissement, etc.) vers l'air ambiant, via un réseau de tubes et d'ailettes. L'échangeur de chaleur va fonctionner en circuit fermé avec un mélange d'eau et de glycol. Le réservoir d'eau de refroidissement auxiliaire ainsi que les pompes associées seront utilisés pour déplacer le mélange et conduire la chaleur jusqu'à l'échangeur. L'utilisation de l'échangeur plutôt que la tour de refroidissement évite la surchauffe des équipements critiques, tout en éliminant le besoin de ressources hydriques additionnelles pour le refroidissement.

Ventilateurs d'exportation des gaz de combustion

Les ventilateurs d'exportation du gaz de combustion permettent de transporter le gaz de combustion dans les conduits vers Olin. Un bâtiment était dédié à ces ventilateurs à l'extérieur du bâtiment principal et sa position entre maintenant en conflit avec la nouvelle configuration des infrastructures projetées. Les ventilateurs seront déplacés à l'intérieur du bâtiment principal. Ils seront également remplacés par des ventilateurs correspondant aux mêmes spécifications.

Réservoirs d'hydrogène et d'ammoniaque

L'hydrogène est utilisé pour refroidir les alternateurs des turbines à gaz tandis que l'ammoniaque est utilisée dans le procédé comme agent réducteur des NO_x. Le déplacement de ces réservoirs est prévu vers le secteur de la tour de refroidissement actuelle. Leur remplacement est également prévu. Plus d'informations concernant l'aire de déchargement de l'ammoniaque sont disponibles à la section 3.

Conduite de gaz naturel

Suivant les recommandations d'Énergir, un nouveau poste de mesure de gaz sera installé sur le site et une nouvelle conduite de gaz naturel hors sol sera installée pour relier les chaudières auxiliaires à une partie différente de leur réseau. Cette conduite sera d'une longueur d'environ 400 m, d'un diamètre d'environ 20 cm et d'une capacité maximale d'opération de 700 kPa.

3 Modifications liées aux matières premières et produits chimiques

La centrale est alimentée par le réseau d'Énergir et aucun entreposage de gaz naturel n'est présent sur le site.

La centrale utilise un certain nombre de produits chimiques, principalement pour le traitement de l'eau servant à la production de vapeur.

Depuis le décret de 2004, la majorité des produits chimiques ont changé ou ont été retirés notamment en raison du passage de cycle combiné à cycle simple de production de vapeur des chaudières auxiliaires, de l'utilisation de l'eau potable dans le procédé (voir la section 4) et la mise hors fonction permanente des tours de refroidissement. L'acide chlorhydrique et l'hydroxyde de sodium sont désormais les produits dont la consommation est la plus élevée (voir le tableau 3).

Ces produits ont été approuvés par le ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP) au fil des années de production de vapeur et des demandes d'autorisation ministérielle.

Les produits chimiques entreposés dans le bâtiment principal sont présentés au tableau 3. Les produits entreposés dans des réservoirs extérieurs sont quant à eux listés au tableau 4. Ceux-ci sont notamment l'ammoniaque, l'hydrogène, des eaux de procédé et du diesel, pour la génératrice d'urgence et la pompe du système de protection incendie.

Malgré la mise hors fonction permanente des installations liées à la turbine à vapeur et aux chaudières de récupération, le transformateur de tension restera sur le site et sera entreposé comme transformateur de réserve si un bris survient sur un des deux transformateurs de puissance en service. Les équipements à contenance d'huiles hydrauliques ou de lubrifiants sont présentés au tableau 5.

Les modes et les lieux d'entreposage des produits sont identiques à ceux présentés dans la demande initiale de certificat d'autorisation pour l'exploitation de la centrale.

La tableau 6 présente tous les produits et les quantités qui seront utilisés à la centrale lors de la remise en production d'électricité. Les produits chimiques listés dans ce tableau pourraient être sujet à changement au fil des années.

Tableau 3 Entreposage de produits chimiques – Bâtiment principal[1]

Produits chimiques	Utilisation	Mode d'entreposage	Quantité maximale stockée (m^3)	Confinement (m^3)
Acide chlorhydrique (32 %)	Neutralisation des eaux usées	1 réservoir intérieur avec un épurateur de vapeur (014M351)	11,3	Bassin de rétention 13,4 m^3
Hydroxyde de sodium (50 %)	Neutralisation des eaux usées	1 réservoir intérieur (014M401)	7,6	Bassin de rétention 15 m^3
CorrShield MD4103	Inhibiteur de corrosion à base d'eau / Agent de contrôle des dépôts	Barils	NA[2]	-
Hypersperse MDC775 ou équivalent	Prévention de l'entartrage pour l'osmose inverse	1 réservoir modulaire (014M530)	1,5	Bassin de rétention 7,9 m^3
Optisperse HP2100 ou équivalent	Inhibiteur de corrosion pour l'eau des chaudières auxiliaires	1 réservoir modulaire (014M120)	1,5	Berme
Cortrol OS5607 ou équivalent	Désoxygénation (prévention de la corrosion) du condensat	1 réservoir modulaire (114M180)	1,5	Berme
Steamate NA8580 (amines organiques) ou équivalent	Contrôle du pH pour le condensat	1 réservoir modulaire (114M180)	1,5	Berme
Spectrus DT1404 ou équivalent	Enlèvement du chlore résiduel dans l'alimentation de l'appareil d'osmose inverse	1 réservoir modulaire (014M560)	1,5	Bassin de rétention 7,9 m^3
Dioxyde de carbone	Système de protection incendie des turbines à combustion	2 réservoirs intérieurs	2 x 5 400 kg	Aucun
	Dégazage des turbo-génératrices (purge H2)	60 bouteilles maximum	60 x 35 kg	Aucun
Conntect 6000 ou équivalent	Détergent pour le nettoyage des aubes des compresseurs	1 réservoir intérieur (120M112)	0,38	Aucun
Kleen MCT113[3]	Nettoyeur de l'osmose inverse[3]	Barils	0,3	Aucun
Kleen MCT515[3]	Nettoyeur de l'osmose inverse[3]	Barils	0,3	Aucun

Note : 1 Source : Tiré et modifié de (TransCanada Energy, 2017).
2 Le circuit de refroidissement étant fermé, le liquide contenant le CorrShield MD4103 n'a pas besoin d'être remplacé régulièrement. Il n'y a donc pas d'entreposage permanent de ce produit à la centrale.
3 Nettoyage périodique (une fois tous les trois mois et une fois tous les six mois)..

La centrale dispose d'un petit laboratoire destiné à l'analyse de l'eau, où de faibles quantités de réactifs sont présentes. Il y aura également, en quantités limitées, des produits chimiques et des gaz nécessaires à l'étalonnage et au fonctionnement des instruments de mesure et de surveillance, ainsi que des huiles et des graisses servant à la lubrification de divers équipements (à l'exception des turbines).

Les produits chimiques utilisés pour le traitement de l'eau sont conservés à l'intérieur, dans des réservoirs munis de cuvettes de rétention ou dans de petits réservoirs modulaires installés à l'intérieur d'une berme de confinement. Les autres matières considérées comme dangereuses sont stockées dans des contenants ou armoires homologués (huiles

pour turbines, compresseurs et pompes, ainsi que graisses, lubrifiants, aérosols ou autres substances utilisées à l'atelier mécanique, au magasin central et au laboratoire d'analyse d'eau).

Le MELCCFP sera avisé de tout changement de produit chimique qui n'est pas encore autorisé.

Tableau 4 Réservoirs de diesel et entreposage extérieur – différence entre 2004 et 2026

Produit	Utilisation	Mode d'entreposage	Projet de 2004[1]		Projet de 2026[2]	
			Quantité maximale stockée (m^3)	Mesure de protection	Quantité maximale stockée (m^3)	Mesure de protection
Diesel	Génératrice d'urgence	1 réservoir extérieur	7,6	Enceinte confinée	5,7	Double paroi; Détecteur de fuite dans la double paroi
Diesel	Pompe à incendie	1 réservoir intérieur	0	Aucune	1,29	Double paroi
Ammoniaque (19 %)	Système de réduction catalytique	1 réservoir extérieur	75	Cuvette de rétention (superficie de 100 m^2)	75 ou moins	Bassin de rétention avec 110 % de la capacité du réservoir Détecteur de haut niveau sur le réservoir avec alarme visuelle dans la salle de contrôle Aire de déchargement avec drainage vers le bassin Système de récupération des vapeurs
Hydrogène (gaz)	Refroidissement des alternateurs	Cylindres à l'extérieur	27 kg	Aucune	2 400 ou moins	Aucune
Eau de condensat	Eau de procédé	1 réservoir extérieur	Non mentionné	Non mentionné	1900	Aucune
Eau déminéralisée	Eau de procédé	1 réservoir extérieur	1 100	Non mentionné	1	Aucune
Eau de service	Eau de service	1 réservoir extérieur	Non mentionné	Non mentionné	570	Aucune
Eau clarifiée	Eau de procédé	1 réservoir extérieur	Non mentionné	Non mentionné	180	Aucune

Notes : 1 Source : Tiré de (SNC-Lavalin Environnement, 2003c, Tableau 3.3 et Annexe 7-1, section J1.1.1).
2 Source : Tiré et modifié de (TransCanada Energy, 2017).

Comme mentionné à la section 2.3.1, le réservoir d'ammoniaque sera déplacé vers le secteur de l'actuelle tour de refroidissement (voir l'annexe C). Sa capacité sera confirmée pendant la phase d'ingénierie de détails, mais elle ne dépassera pas 75 m^3, soit le volume autorisé en 2004. Il est prévu que le bassin de rétention soit d'au minimum 110 % de la capacité du réservoir.

L'ammoniaque sera livrée à la centrale par camion-citerne et déchargée à une station située à côté du bassin de rétention du réservoir. Cette station de déchargement aura une surface imperméable avec drainage vers le bassin de

rétention du réservoir. Les pompes de transfert de l'ammoniaque seront localisées à l'intérieur de la cuvette de rétention. Un système de récupération des vapeurs vers le camion de livraison sera installé, permettant d'éviter les émissions fugitives, tel que prévu et installé en 2004.

La fréquence de livraison sera inférieure à deux fois par semaine (2004), elle sera plutôt de l'ordre d'une livraison par saison. Ces informations seront confirmées lors de l'ingénierie de détails. Par ailleurs, la consommation d'ammoniaque pour les deux turbines sera approximativement de 88,4 m^3/an.

Tableau 5 Huiles des transformateurs et principaux circuits de lubrification et hydrauliques – différence entre 2004 et 2026

Équipement	Projet 2004[1]		Projet 2026[2]	
	Quantité	Volume d'huile dans le procédé (m^3)	Quantité	Volume d'huile dans le procédé (m^3)
Transformateurs élévateurs de tension[3]	3 (1 turbine à vapeur : 64 m^3; 2 turbines à vapeur : 57 m^3)	178	3	171 (3 x 57)
Transformateurs d'excitation[3]	ND	ND	2	3 (2 x 1,5)
Transformateur d'isolation[4]	ND	ND	2	7 (2 x 3,5)
Transformateurs auxiliaires[3]	2	38 (2 x 19)	2	20 (2 x 10)
Réservoirs et circuits d'huile hydraulique et lubrification des turbines à gaz[5]	2	49 (2 x 24,5)	2	47 (2 x 23,5)
Réservoirs et circuits d'huile hydraulique et lubrification de la turbine à vapeur[5]	1	19 (lubrification) 1,1 (hydraulique)	1	25 (lubrification) 0,16 (hydraulique)
Huile de lubrification pour la génératrice d'urgence	1	0,05	1	0,08

Notes : 1 Source : (SNC-Lavalin Environnement, 2003c, Tableau 3.3)
2 Source : Tiré et modifié de (TransCanada Energy, 2017)
3 Chaque transformateur possède une cuvette de rétention avec lit coupe-feu et un système de déluge d'eau.
4 Le transformateur d'isolation à l'extérieur possède une cuvette de rétention avec lit coupe-feu et système de déluge d'eau tandis que celui à l'intérieur du bâtiment ne possède pas de cuvette de rétention.
5 Les réservoirs sont tous munis d'un détecteur de haut niveau avec alarme visuelle et sonore à la salle de contrôle.

Tableau 6 Produits chimiques qui seront utilisés pour le projet de 2026

Produits chimiques	Usages	Composante du produit chimique	CAS	Proportion	Produits de décomposition	Quantité annuelle	Point de rejet	Norme/suivi
Acide chlorhydrique (HCl) (32 %)	Neutralisation des eaux usées	Chlorures d'hydrogène	7647-01-0	32 %	Aucun produit de décomposition dangereux connu	170 m^3	Réservoir de neutralisation, purge vers le puisard	Suivi en continu du pH, chlore résiduel, température et conductivité + analyses périodiques en laboratoire
Hydroxyde de sodium (NaOH) (50 %)	Neutralisation des eaux usées	Hydroxyde de sodium	1310-73-2	50 %	En cas d'incendie : oxydes de sodium	110 m^3	Réservoir de neutralisation, purge vers le puisard	Suivi en continu du pH, chlore résiduel, température et conductivité + analyses périodiques en laboratoire
CorrShield MD4103	Inhibiteur de corrosion à base d'eau / Agent de contrôle des dépôts	Molybdate de sodium (acide molybdique, sel disodique)	7631-95-0	15-40 %	En cas d'incendie : oxydes de carbone, d'azote et de soufre	Env. 30 L	NA	NA
		Hydroxide de sodium	1310-73-2	1-5 %				
		Méthyl Benzoriazolide de sodium	64665-57-2	1-5 %				
Hypersperse MDC775	Prévention de l'entartrage pour l'osmose inverse	Sodium diéthylènetriamine penta (méthylènephosphonate)	22042-96-2	15-40 %	En cas d'incendie : azote et phosphore	710 kg	Puisard de rétention des eaux usées	Suivi en continu du pH
Kleen MCT113		Acide nitrique	77-92-9	7-13 %		0,25 t.m		

Produits chimiques	Usages	Composante du produit chimique	CAS	Proportion	Produits de décomposition	Quantité annuelle	Point de rejet	Norme/suivi
	Nettoyeur de l'osmose inverse	Acide formique	64-18-6	7-13 %	Aucun produit dangereux de décomposition connu		Réservoir de neutralisation, purge vers le puisard	Suivi en continu du pH
		Acide hydroxyacétique	79-14-1	5-10 %				
		N-hydroxyethylenediamine triacetic acid trisodium salt	139-89-9	5-10 %				
Kleen MCT515	Agent de nettoyage pour membranes (nettoyeur de l'osmose inverse)	Carbonate de potassium	584-08-7	7-13 %	NOx, oxydes de soufre, oxydes de carbone, cyanure d'hydrogène (acide cyanhydrique) en cas d'incendie	0,25 t.m.	Réservoir de neutralisation, purge vers le puisard	Suivi du pH avant envoi au bassin des eaux usées
		Acide N-hydroxyéthylènediamide triacétique, sel trisodique	139-89-9	5-10 %				
		Carbonate de sodium	497-19-8	3-7%				
		Benzène, 1,1'-oxybis-, dérivés de tétrapropylène,sulfonés, sels de sodium	119345-04-9	1-5 %				
		Nitrilotriacétate trisodique (NTA.Na3)	5064-31-3	0,1-1 %				
Lavasol 6	Nettoyage des membranes de l'osmose inverse (Nettoyant (acide))	Acide nitrique	7697-37-2	10-30%	Oxydes nitriques (NOx), Oxydes de soufre (SOx), composés du phosphore	Géré par la firme externe	Réversoir de neutralisation, purge vers le puisard	Suivi en continu du pH
		Acide phosphorique	7664-38-2	10-<13%				
		Acide sulfurique	7664-93-9	5-<7%				

Produits chimiques	Usages	Composante du produit chimique	CAS	Proportion	Produits de décomposition	Quantité annuelle	Point de rejet	Norme/suivi
Lavasol 7	Nettoyage des membranes de l'osmose inverse (Nettoyant (base))	Hydroxyde de potassium	1310-58-3	10-30%	Pas de produits de décomposition dangereux connus	Géré par la firme externe	Réversoir de neutralisation, purge vers le puisard	Suivi du pH avant envoi au puisard de rétention des eaux usées
		Étylenediaminetétraacetate de tétrasodium	64-02-8	7-13%				
Optisperse HP2100 ou 3100	Régulation du pH et inhibiteur de corrosion pour l'eau des chaudières auxiliaires	Hydroxyde de sodium	1310-73-2	1-5 %	Oxydes des éléments	2,5 t.m.	Puisard de rétention des eaux usées	Suivi en continu du pH
Oxisan	Nettoyage des membranes de l'osmose inverse (biocide – assainissant liquide à base d'acide péracétique)	Acide péracétique	79-21-0	1-5%	Oxydes de carbone, de phosphore et de souffre, et oxygène	Géré par la firme externe	Puisard de rétention des eaux usées	Suivi en continu du pH
		Peroxyde d'hydrogène	7772-84-1	15-30%				
		Acide acétique	64-19-7	10-20%				
Solus AP24	Traitement interne des eaux de la chaudière	Phosphinate de sodium	7681-53-0	0,1-1 %	Oxydes de carbone, d'azote, phosphore et soufre en cas d'incendie	1 t.m.	Puisard de rétention des eaux usées	Suivi en continu du pH
Spectrus DT1404	Enlèvement du chlore résiduel dans les osmoses inverses	Bisulfite de sodium	7631-90-5	30-60 %	Oxydes de soufre	2.2 t.m.	Puisard de rétention des eaux usées	Suivi en continu du chlore résiduel
		Sulfite de sodium	7757-83-7	0,1-1,0 %				
Spectrus NX1104		Éthanol	64-17-5	1-5 %	Oxydes de carbone et d'azote, Chlorure	n.d. (au besoin)		Suivi en continu du pH
		Méthanol	67-56-1	0,1-1,0 %				

Produits chimiques	Usages	Composante du produit chimique	CAS	Proportion	Produits de décomposition	Quantité annuelle	Point de rejet	Norme/suivi
	Agent de contrôle microbien à base d'eau	Chlorure d'alkyl (C12-16) Diméthylbenzylammonium	68424-85-1	7-13 %	d'hydrogène, Ammoniaque, Amines volatiles		Puisard de rétention des eaux usées	
		Hydrochlorure de dodécylguanidine	13590-97-1	3-7 %				
Cortrol OS5607	Désoxygénation du condensat	Dihydrazine carbonique	497-18-7	5-10 %	Oxydes de carbone et d'azote	4,4 t.m.	Puisard de rétention des eaux usées	Échantillonnage ponctuel et analyse en laboratoire
Steamate NA8580	Contrôle du pH pour le condensat	Monoéthanolamine	141-43-5	40-70 %	En cas d'incendie : oxydes de carbone et azotés	6,5 t.m.	Puisard de rétention des eaux usées	Échantillonnage ponctuel et analyse en laboratoire
		Cyclohexylamine	108-91-8	7-13 %				
		Diméthylaminopropylamine (DMAPA)	109-55-7	7-13 %				
Ammoniaque aqueux	Système de réduction catalytique sélective (SCR)	Hydroxyde d'ammonium	7664-41-7	19 %	Azote, hydrogène (décomposition thermique sans oxygène)	Env. 88,4 m^3	SCR et cheminée des turbines à gaz	Mesures en continu des émissions
Conntect 6000	Détergent pour le nettoyage des aubes des compresseurs	Ethylene Glycol Monobutyl Ether	111-76-2	10-20 %	En cas d'incendie : Monoxyde et dioxyde de carbone	n.d.	Pompage et disposition par une firme autorisée	Aucun
		Alcools ethoxyles en C9-11	68349-46-3	20-40 %				
		Eau	7732-18-5	60-70 %				
Dioxyde de carbone	Protection incendie et dégazage des turbo-génératrices	Dioxyde de carbone	124-38-9	> 99,5 %	Dioxyde et monoxyde de carbone	n.d.	Non applicable	Non applicable

Notes : Source : Tiré et modifié de (TransCanada Energy, 2025).

4 Modifications liées à la gestion des eaux

L'exploitation de la centrale en cycle simple modifie le diagramme d'écoulement et le traitement de l'eau de la centrale, comme présenté en 2004. La production de vapeur à partir des chaudières auxiliaires est, depuis 2008, la principale source de consommation d'eau de l'usine et le restera lors de la remise en fonction des turbines à gaz, puisque leur opération ne nécessite pas d'eau.

Le *Diagramme d'écoulement – Bilan hydrique* est présenté à l'annexe D.

4.1 Approvisionnement en eau

En 2004, la centrale était approvisionnée en eau brute provenant de la prise d'eau au fleuve Saint-Laurent de la Société du Parc industriel et portuaire de Bécancour (SPIPB). La production de vapeur par les chaudières auxiliaires en cycle simple nécessite moins d'eau que l'exploitation de la centrale en cogénération, c'est pourquoi la source d'approvisionnement en eau a changé. Depuis 2008, l'eau nécessaire à la production de vapeur par les chaudières auxiliaires est achetée à la Ville de Bécancour et provient de son réseau d'eau potable. Il n'est pas prévu modifier cette opération.

Le tableau 7 compare les volumes d'eau nécessaire pour le projet de 2026, en accord avec les conditions de la modification d'autorisation ministérielle de 2017 (voir l'annexe A-5), lesquelles seront reconduites dans le projet de 2026, et les volumes d'eau de 2004.

Tableau 7 Volumes d'approvisionnement – différence entre 2004 et depuis 2008

Type d'approvisionnement	Projet de 2004[1]	Depuis 2008 / Projet de 2026[2]	
		Opération	Maximum
Eau brute (m^3/h)	329	0	0
Eau potable (m^3/h)	0,125	35,9	129,9

Notes : 1 Source : (SNC-Lavalin Environnement, 2003c, section 3.3.1.1 Approvisionnement en eau)
2 Le débit d'eau potable est basé sur la consommation d'eau des cinq dernières années et modifié pour représenter le projet (voir l'annexe D – *Diagramme d'écoulement – Bilan hydrique*).

4.2 Traitement de l'eau

Les équipements de traitement de l'eau brute (filtres multimédias, filtre presse) situés dans le bâtiment de prétraitement ne sont plus utilisés depuis que l'eau potable approvisionne la centrale. Le bassin du clarificateur/épaississeur est utilisé comme réservoir de réception avant son transfert dans le réservoir d'eau clarifiée, puis dans le réservoir d'eau de service. Il n'y a plus de produits chimiques ajoutés à cette étape.

4.3 Déminéralisation de l'eau

Le principal changement dans le système de déminéralisation est que seule l'osmose inverse est utilisée (voir l'annexe D). Les lits résiniques de l'étape du polissage ne sont plus nécessaires puisque l'étape de l'osmose inverse est suffisante pour obtenir la qualité d'eau requise pour le fonctionnement du cycle vapeur.

Ainsi, avant de se rendre aux unités d'osmose, l'eau potable passe par le clarificateur d'eau brute (sans ajout de produits chimiques), par le réservoir d'eau clarifiée et, ensuite, directement vers le réservoir d'eau de service de la centrale. Le réservoir d'eau de service permet d'alimenter l'osmose inverse et le système d'eau de la centrale. Du bisulfite de sodium (Spectrus DT1404) est ajouté à l'eau potable avant qu'elle atteigne les filtres de l'osmose inverse. Après avoir été filtrée, l'eau traverse les deux unités d'osmose inverse, branchées en série, pour la déminéralisation de l'eau et l'enlèvement des impuretés. L'eau déminéralisée est envoyée vers le réservoir d'eau retour de condensat et vers le réservoir d'eau déminéralisée (1 100 m^3). À partir du réservoir de retour de condensat, l'eau passe à travers des filtres, puis vers le dégazeur, et alimente les chaudières auxiliaires.

Le réservoir d'eau déminéralisée alimente les modules d'injection, les panneaux de phosphate, le panneau d'échantillonnage, le remplissage du système d'eau de refroidissement en circuit fermé, le module de lavage des turbines à combustion et le laboratoire. Le diagramme d'écoulement de l'eau est présenté à l'annexe D.

Les membranes des deux unités d'osmose inverse sont nettoyées une à deux fois par année en utilisant, notamment, les produits Kleen MCT113 et Kleen MCT515, ou encore le Lavosol 6, Lavosol 7 et Oxisan. Les eaux de lavage des osmoses inverses passent par le réservoir de neutralisation avant d'être sont dirigées vers le puisard de rétention des eaux usées.

Un diagramme d'écoulement plus détaillé pourra être présenté, au besoin, dans la demande d'autorisation pour l'exploitation de la centrale.

4.4 Condensat

Le retour de condensat de Olin est acheminé vers le réservoir de condensat (1 900 m^3) avant d'être redirigé vers un filtre, puis le dégazeur et les chaudières auxiliaires. Les produits chimiques Cortrol OS5607 et Steamate NA8580 sont utilisés dans le réservoir de condensat pour la désoxygénation et le contrôle du pH.

4.5 Gestion des eaux usées et pluviales

Une comparaison des rejets projetés avec ceux de 2004 est présentée dans le tableau 8. Les rejets d'eaux sont également présentés au *Diagramme d'écoulement - Bilan hydrique* de l'annexe D.

Tableau 8 Comparaison entre les projets de 2004 et depuis 2008 pour les types de rejets d'eau

Type de rejet	Projet de 2004[1]	Depuis 2008 / Projet de 2026	
		Opération	Maximum
Eaux usées de procédé traitées (m^3/h)	Environ 57	16,8	50,4
Eaux usées sanitaires (m^3/h)	0,125	1	1
Eaux pluviales (m^3/j)	Max 10 000	Max 10 000	

Notes : 1 Source : (SNC-Lavalin Environnement, 2003c, section 3.8.2 Gestion des eaux usées et des eaux de ruissellement et figure 3.3)

Les effluents compris dans les eaux usées de procédé sont :

- L'effluent des réservoirs de purges des chaudières auxiliaires;
- L'effluent du réservoir de neutralisation;
- L'effluent du séparateur eau-huile.

De façon intermittente, il y a aussi un effluent provenant du bassin de la tour de refroidissement, maintenu en fonction malgré la démolition de la tour, ainsi qu'un effluent d'eaux usées, sans hydrocarbures, provenant principalement de drains de plancher.

Il est à noter que le certificat d'autorisation délivré en novembre 2017 (voir l'annexe A-5) autorise la modification du programme de surveillance et de suivi intégrant, notamment, des normes de rejet en concentration à l'effluent final.

4.5.1 Purge des chaudières auxiliaires

La purge en continu des chaudières auxiliaires s'écoule entre 1,8 m^3/h et 7,8 m^3/h (voir l'annexe D).

Les additifs permettant de réguler le pH de l'eau et de prévenir la corrosion et les dépôts de minéraux dans les chaudières sont les produits Optisperse HP2100 et Solus AP24 (voir le tableau 3).

4.5.2 Effluent des réservoirs de neutralisation

Les réservoirs de neutralisation recueillent les eaux usées des éviers du laboratoire principalement et nécessitent l'injection d'acide chlorhydrique (HCl) ou d'hydroxyde de sodium (NaOH) pour les neutraliser. Lorsque ces eaux sont neutralisées, elles sont rejetées (environ 1,1 m^3/h) au puisard de rétention des eaux usées.

4.5.3 Séparateur eau-huile

La centrale possède un séparateur eau-huile; un réservoir souterrain à double paroi composé de trois compartiments qui permettent de séparer l'huile de l'eau. Il a une capacité d'environ 1 900 L d'huile. Il est équipé d'un système permettant de détecter les fuites entre les doubles parois et d'une sonde de niveau d'huile dans le compartiment

d'huile. Contrairement au projet de 2004 qui prévoyait l'installation d'un séparateur eau-huile d'un débit de 20 m^3/h et d'un rejet maximal en huile et graisse de 15 mg/l, le système de traitement des eaux huileuses, actuellement installé à la centrale et autorisé, est conçu pour traiter un débit de 9 m^3/h d'eau huileuse à une concentration de 1 000 ppm à l'entrée, avec une concentration maximale de 2 ppm à la sortie. L'effluent du séparateur sera d'au maximum de 4 m^3/h.

Le séparateur eau-huile recueille principalement les eaux suivantes :

- Les eaux de lavage des aires drainées à l'intérieur du bâtiment principal ainsi que de diverses utilisations pouvant générer de l'eau huileuse (panneaux d'échantillonnage, entretien des douches d'urgence, eaux de nettoyage);
- Les eaux pluviales provenant de la vidange des cuvettes des transformateurs et du réservoir d'ammoniaque, le cas échéant.

Les aires drainées à l'intérieur du bâtiment principal vers le séparateur sont le module de contrôle électrique et électronique (PEECC), les pompes de condensat, les pompes d'eau d'alimentation et d'eau de refroidissement en circuit fermé, les pompes à vide, les compresseurs d'air, les modules de conditionnement du gaz, les modules d'injection de phosphate aux chaudières et les modules d'huile de graissage.

4.5.4 Eaux sanitaires

Les eaux usées sanitaires générées à la centrale sont rejetées dans le réseau d'égout de la SPIPB. Aucun changement majeur n'est prévu pour ce rejet malgré la légère augmentation du débit de rejet présenté au tableau 8. Les points de rejet des eaux sanitaires (éviers, toilettes) sont localisés dans le secteur administratif du bâtiment principal de la centrale.

4.5.5 Eaux pluviales

Aucun changement majeur n'est prévu à la gestion des eaux pluviales. La construction d'un chemin pour accéder aux aires de déchargement et d'entreposage des réservoirs d'hydrogène et d'ammoniaque va nécessiter l'aménagement de fossés à raccorder au système de gestion des eaux pluviales existant.

La construction des nouvelles infrastructures ne sera pas une source de contamination des eaux pluviales, des mesures d'atténuation lors de la construction seront présentées dans la demande d'autorisation ministérielle à cet effet.

4.6 Gestion des eaux souterraines

Selon les analyses effectuées lors des études environnementales d'avant-projet en 2003, le terrain a une pente variant de 5 à 10 % et la direction des eaux souterraines suit un axe sud-est — nord-ouest vers le fleuve Saint-Laurent (SNC-Lavalin Environnement, 2003b, annexe D).

L’échantillonnage de l’eau souterraine se poursuivra conformément au certificat d’autorisation 76-17-01-02560-15 (401 086 106) daté du 25 novembre 2013 (voir l’annexe A-4) et modifié en 2017 (voir l’annexe A-5) via les puits d’observation PO-1 et PO-2.

5 Émissions atmosphériques

5.1 Modélisation des contaminants atmosphériques

Une modélisation des émissions atmosphériques des contaminants de niveau 2 a été effectuée pour évaluer la conformité des émissions à l'annexe K du Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère (RAA). Celle-ci est présentée à l'annexe E – *Modélisation de émissions atmosphériques*.

Les substances principales modélisées sont les matières particulaires (PMT et $PM_{2.5}$), le monoxyde de carbone (CO), le dioxyde d'azote (NO_2), le dioxyde de soufre (SO_2), l'ammoniaque (NH_3), l'acide sulfurique (H_2SO_4), ainsi que 14 métaux et métalloïdes provenant des gaz de combustion.

5.1.1 Sources et hypothèses

Les principaux changements associés au projet par rapport au décret de 2004 en ce qui concerne les sources d'émissions atmosphériques sont le nombre d'heures de fonctionnement des turbines à gaz et leur mode d'exploitation ainsi que le nombre d'heures de fonctionnement des chaudières auxiliaires. Le tableau 9 présente un résumé des sources, références et heures de fonctionnement utilisées pour la modélisation. Ces informations sont également présentées à la section 4 de l'annexe E.

Tableau 9 Données et hypothèses de calcul des émissions atmosphériques

Sources	Méthodes de calcul des émissions	Heures de fonctionnement
Turbines à gaz	Facteurs d'émissions de AP-42 et Données du fabricant (General Electric)	360 heures en fonctionnement et 220 heures en démarrages et arrêts (100 démarrages & 100 arrêts)
Chaudières auxiliaires	Facteurs d'émissions de AP-42 Capacité nominale de chacune des chaudières	24/24, 365 jours
Système de chauffage	Facteurs d'émissions de AP-42 Consommation de gaz naturel en 2024 fournie par le client	Dépend du besoin
Génératrice d'urgence	Facteurs d'émissions de AP-42	24 heures annuelles (2 heures par mois)
Pompe incendie	Facteurs d'émissions de AP-42	26 heures annuelles (0,5 heure chaque semaine)

5.1.2 Scénario

La modélisation atmosphérique présente un seul scénario d'exploitation conservateur, représentant les conditions d'exploitation normales d'opération de la centrale. Comme mentionné à la section 3.3.2 de l'annexe E, il est assumé pour des fins de modélisation atmosphérique, que la centrale peut fonctionner à pleine capacité, 24 heures par jour, 7 jours par semaine, et ce, pendant toute l'année.

Les équipements ont été considérés comme pouvant fonctionner simultanément, même si ce n'est pas la réalité (voir la section 3.3.2 de l'annexe E).

5.1.3 Résultats de la mise à jour de la modélisation atmosphérique

Les émissions atmosphériques sont conformes aux normes et critères de rejets applicables. Aucun contaminant ne dépasse les concentrations mentionnées à l'annexe K du RAA. Les résultats sont conformes au domaine d'application et aux récepteurs sensibles, comme le présente le tableau 8 de l'annexe E.

Le tableau 10 présente une comparaison des bilans des émissions atmosphériques entre les projets de 2004 et 2026.

Tableau 10 Comparaison des bilans des émissions de contaminants atmosphériques

Contaminant	Projet de 2004[1] (t/an)	Projet de 2026 (t/an)								% de variation
		Turbines à gaz (fonctionnement)	Turbines à gaz (démarrage & arrêt)	Turbines à gaz (fonctionnement + démarrage & arrêts)	Chaudières auxiliaires	Système de chauffage	Génératrice d'urgence	Pompe incendie	Total	
Monoxyde de carbone (CO)	320	10,45	14,63	25,08	53,56	0,80	0,06	0,01	79,51	-75%
Oxydes d'azote (NO_x, en NO_2)	220	9,44	31,24	40,68	31,88	0,47	0,16	0,03	73,22	-67%
Matières particulaires (MP)	170	2,94	1,18	4,12	4,85	0,07	0,01	0,00	9,05	-95%
Dioxyde de soufre (SO_2)	37	0,72	2,73	3,45	0,38	0,01	0,00	0,00	3,84	-90%
Composés organiques totaux (COT)	150	1,38	0,84	2,22	7,01	0,10	-	-	9,34	-94%
Composés organiques volatils (COV)	40	1,38	0,84	2,22	3,51	0,05	-	-	5,78	-86%
Ammoniaque	40	4,34	2,65	7,00	-	-	-	-	7,00	-83%
H_2SO_4	10	0,13	0,13	0,26	-	-	-	-	0,26	-97%

Note : 1 Source : (SNC-Lavalin Environnement, 2003c, tableau 3.6, p. A2-31).

Les résultats de la modélisation pour le projet de 2026 présentent une diminution significative des émissions de contaminants dans l'atmosphère par rapport au projet autorisé en 2004.

5.2 Émissions de gaz à effet de serre

Les émissions des gaz à effet de serre (GES) ont été comptabilisées en fonction de la consommation de gaz naturel de la centrale. Les calculs et la méthodologie sont disponibles à l'annexe F – *Estimation des gaz à effet de serre*.

Le scénario d'alimentation visé pour les turbines est le scénario 1 dont l'alimentation considérée est de 100% de gaz naturel renouvelable (GNR). Les deux autres scénarios alternatifs, soit 50% de GNR et 0% de GNR, sont présentés pour des fins d'évaluations environnementales.

Les émissions pour les différents scénarios sont présentées au tableau 11.

Tableau 11 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

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.

Le tableau 12 présente l'estimation des émissions totales de GES détaillé pour le scénario 1 (100% GNR) et sa comparaison avec les émissions de 2004.

Tableau 12 Estimation des émissions de GES détaillé du scénario 1 (100% GNR) en comparaison avec 2004 ($CO_{2\ éq}$)

Paramètre	Projet de 2004[1] (t/an)	Projet de 2026 (t/an)[2]				% 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	0,0	4,5	- 99,83 %
Protoxyde d'azote (N_2O)	14 200	1,7	2,3	0,0	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 les chaudières auxiliaures inclut les émissions correspondant à la production maximale de vapeur. 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 (voir l'annexe F – *Estimation de gaz à effet de serre*).

L'acquisition de gaz naturel renouvelable pour l'exploitation des turbines permet de considérer les émissions reliées à cette combustion comme des émissions biogéniques. Cet effort de diminution des GES, combiné à un très faible nombre d'heures d'opération des turbines, permet de diminuer de 92,31 % les émissions de CO_2 équivalent non biogéniques par rapport au projet de 2004.

La contribution du projet de 2026 aux émissions de GES du Québec est également présentée et comparée à la contribution du projet de 2004 au tableau 13 (voir également la section 4.3 de l'annexe F).

Tableau 13 Comparaison des contributions du projet aux émissions de GES du Québec

Projet (année)	Émissions de GES du Québec		Émissions de GES du projet (t CO_2 éq./an)			Contribution du projet aux émissions de GES du Québec[1]
	Année de référence	Tonnes CO_2éq	100% de GNR	50% de GNR	0% de GNR	
2004	2001	90 millions	1 540 000[2]			1,7 %[2]
2026	2022	79,3 millions	133 886,4	-	-	0,17 %
			-	181 883,5	-	0,23%
			-	-	229 900,6	0,29 %

Notes : 1 Il est à noter que le volume de CO_2 non biogénique présenté pour les chaudières auxiliaures inclut les émissions correspondant à la production maximale de vapeur. Leurs émissions réelles des dernières années se situent en deçà de 50% des émissions présentées ici pour des fins d'évaluation environnementales.

2 Source : (SNC-Lavalin Environnement, 2003c, section 3.8.1.6 Gaz à effet de serre (bilan net global du projet : 1,74 millions de tonnes de CO_2 éq. en soutrayant les émissions de Norsk Hydro et PCI = 1,54 millions de tonnes de CO_2 éq.)).

Le tableau 13 illustre une diminution de 12 % des émissions globales de GES du Québec sur 21 ans. Il est observé que la contribution du projet de 2026, scénarios confondus, sur les émissions du Québec est nettement inférieur à celui observé en 2004.

6 Modifications liées aux émissions sonores

Une modélisation du climat sonore a été effectuée pour évaluer la conformité sonore des activités d'exploitation de la centrale; les résultats sont présentés à l'annexe G – *Modélisation des émissions sonores*. Étant donné la publication récente des lignes directrices relatives à la gestion du bruit environnemental, celles-ci ont été examinées, toutefois la modélisation a été réalisée en tenant compte de la Note d'instruction 98-01.

La modélisation prend en compte plusieurs paramètres tels que la topographie du site, les effets d'écran des bâtiments et les caractéristiques des nouvelles sources. Le modèle est basé sur le plan d'implantation des nouveaux équipements et des équipements existants (voir l'annexe C – *Plans d'agencement général du site*).

Le bruit ambiant du milieu a été modifié depuis 2004 et de nouveaux relevés ont été réalisés en juillet 2024 aux zones habitées les plus rapprochées permettant ainsi de déterminer les critères sonores à respecter pour la centrale (voir la section 2.1 de l'annexe G).

6.1 Sources d'émissions

Avec le Projet 2026, de nouvelles sources seront installées sur le site de l'usine et certaines seront retirées. Le tableau 14 présente une comparaison du nombre et du type de sources entre les deux projets.

Tableau 14 Comparaison des sources d'émissions sonores et de leur nombre entre 2004 et 2026

Équipements	Nombre		Commentaires
	Projet de 2004[1]	Projet de 2026	
Turbine à gaz (multiples sources)	2	2	Les mêmes sources ont été reprises, soit l'air de combustion, la sortie de cheminée et le joint d'expansion des cheminées.
Transformateur élévateur de tension	3	2	Le transformateur élévateur de tension pour la turbine à vapeur sera mis hors fonction de manière permanente. Les transformateurs auxiliaires (2), d'excitation (2), d'isolation (2) et du bâtiment de contrôle électrique des tours de refroidissement (2) ont été ajoutés comme sources.
Tour de refroidissement (8 cellules, 200 hp/cell)	1	0	Cet équipement sera mis en fonction de manière permanente et probablement démoli.
Chaudières auxiliaires	2	2	Opération en continu depuis 2008
Ventilateur de toit	Env. 15	15	Cette source a été ventilée selon les ventilateurs d'extraction du bâtiment (3), les unités d'air frais (Air Makeup) (5) et les unités de traitement de l'air (7).
Salle des turbines (multiples sources)	18	9	Toutes les sources associées aux chaudières de récupération (HRSG) ont été retirées des sources puisque ces équipements seront mis hors fonction de manière permanente.

Équipements	Nombre		Commentaires
	Projet de 2004[1]	Projet de 2026	
Salle de la turbine à vapeur (multiples sources)	2	0	Les équipements de cette salle seront mis hors fonction de manière permanente.
Ventilateur de tempérage du SCR	0	2	Équipement ajouté.
Échangeur de chaleur refroidi à l'air (12 unités) (ACHE)	0	1	Équipement ajouté.
Pompe incendie – échappement	0	1	Équipement ajouté à la modélisation bien que déjà présente sur le site.

Note : 1 Source : (SNC-Lavalin Environnement, 2003b, Annexe G-6).

6.2 Impacts sonores

Les résultats de la modélisation démontrent qu'aucun dépassement n'est anticipé aux récepteurs sensibles (résidences) (voir le tableau 15) ni aux limites du Parc industriel et portuaire de Bécancour. Un léger dépassement est observé au point récepteur L10 à la limite de propriété de la centrale.

Tableau 15 Comparaison des niveaux sonores

	Projet de 2004	Projet de 2026
	Avec mesure d'atténuation	Avec mesure d'atténuation
Points récepteurs sensibles (zones habitées)	Conforme	Conforme
Limite du Parc industriel et portuaire de Bécancour	Conforme	Conforme
Limite de propriété	Conforme	Acceptable[1]

Note : 1 Bien que le niveau de bruit calculé est supérieur à la valeur guide de la NI 98-01 au point L10, celui-ci demeure à l'intérieur des limites du PIPB pour lequel le zonage (IV) prévoit un critère de 70 dBA de jour et de nuit. Ce point est dans une zone non sensible et aucune activité sensible (résidence, institution, etc.) se trouve à proximité du point L10 (voir la section 4.3 de l'annexe G) .

La source contribuant le plus au climat sonore projeté pour 2026 est les sorties de cheminées des turbines à gaz. Les cheminées sont déjà projetées avec un silencieux sur la sortie de chacune d'elles afin de diminuer au maximum les émissions sonores.

Les courbes isophones situent les dépassements sonores au niveau de la limite de propriété (voir l'annexe C de l'annexe G – *Modélisation des émissions sonores*).

6.3 Suivi sonore

Aucun suivi n'est prévu aux résidences étant donné qu'aucun dépassement n'est anticipé aux récepteurs sensibles.

7 Gestion des sols

Des travaux d'excavation de sols seront à prévoir pour la construction et l'installation de certains équipements. Le roc se situant à une profondeur d'environ 1,4-1,5 m sur le site de la centrale, les volumes anticipés des sols à gérer sont faibles. Ceux-ci seront gérés conformément à l'annexe 5 – Grille de gestion des sols excavés du Guide d'intervention – Protection des sols et réhabilitation des terrains contaminés du MELCCFP.

Dans le but de planifier la gestion des sols excavés pendant la construction des nouvelles infrastructures, une évaluation environnementale des sols a été réalisée conjointement à une étude géotechnique sur le site. Huit (8) échantillons ont été prélevés dans quatre (4) trous de forage situés aux emplacements projetés des cheminées des turbines à gaz, de l'échangeur de chaleur refroidi à l'air ainsi que du secteur de l'aire d'entreposage d'ammoniaque aqueuse.

Les paramètres analysés sont les hydrocarbures pétroliers (C10-C50), les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), les métaux ainsi que des mesures de composés organiques volatils (COV).

Selon les résultats du dépistage sur le terrain, aucun COV n'a été détecté dans les échantillons de sol. De plus, tous les échantillons prélevés dans les quatre forages, y compris le duplicata, présentaient des concentrations inférieures aux limites de détection du laboratoire ou au critère A du MELCCFP.

8 Matières résiduelles

Les matières résiduelles dangereuses sont entreposées dans des conteneurs et cabinets approuvés à cet effet. La majorité d'entre eux sont installés à l'intérieur des bâtiments, à des endroits accessibles pour les équipes d'urgence, et sont munis d'un système de rétention à la base. Les conteneurs installés à l'extérieur sont munis d'un couvercle pour les protéger des intempéries. Les matières incompatibles sont entreposées séparément et les dangers liés aux matières entreposées sont indiqués.

Le tableau 16 présente les modes de gestion et de disposition des matières résiduelles des divers équipements en opération à la centrale. Considérant les nouveaux modes opératoires, soit l'utilisation d'eau potable dans la production de vapeur et le fonctionnement de la centrale en cycle simple, certains équipements ne seront plus utilisés et certaines matières résiduelles ne seront plus produites. Celles-ci sont surlignées en gris et identifiées avec le statut « abandonné ».

Tableau 16 Description et mode de gestion des matières résiduelles - Projet de 2026

Équipement	Matières générées	Mode de gestion	Statut de l'équipement - Projet de 2026
Bassin de rétention	Boue (eau, particules solides entraînées par les eaux pluviales)	Caractérisation et disposition vers un site approprié en fonction des résultats	Utilisé
Filtre-presse	Boue (eau, particules solides dans l'eau brute)	Caractérisation et disposition vers un site approprié en fonction des résultats	Abandonné
Bassin des tours de refroidissement (zone de prétraitement de l'eau)	Boue (particules, débris)	Caractérisation et disposition vers un site approprié en fonction des résultats	Utilisé
Clarificateur / Épaississeur	Boue (particules, débris)	Caractérisation et disposition vers un site approprié en fonction des résultats	Abandonné
Unité d'osmose inverse	Solution de nettoyage	Neutralisation et rejet au puisard d'eaux usées	Utilisé
Lavage des ailettes des turbines	Traces d'huile et particules de carbone	Disposition par une firme autorisée	Utilisé
Équipement de filtration du gaz naturel	Liquide (eau, traces d'hydrocarbures, particules)	Disposition par une firme autorisée	Utilisé
Chaudière de récupération	Catalyseur (matériel à base de TiO2)	Disposition par une firme autorisée	Abandonné
Séparateur d'huile	Huile et sédiments contaminés	Disposition par une firme autorisée	Utilisé
Divers	Filtres, huiles et graisses usées, antigel, batteries, etc.	Disposition par une firme autorisée	Utilisé
	Bois et matériaux	Récupérés et recyclés	Utilisé
	Déchets domestiques	Disposition par une firme autorisée	Utilisé

Il n’y aura pas de changement dans la méthode de suivi et le mode de gestion pour les équipements qui seront utilisés par rapport à l’étude d’impact. Le suivi de ces matières sera détaillé dans la demande d’autorisation d’exploitation de la centrale.

Références bibliographiques

BEAULIEU. 2021. *Guide d'intervention – Protection des sols et réhabilitation des terrains contaminés.* Ministère de l'Environnement et de la lutte contre les changements climatiques, Québec, mai 2021, 326 p. Guide d'intervention − Protection des sols et réhabilitation des terrains contaminés (3e version)

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. 2004. *Gazette officielle du Québec. Partie 2*. Décret 701-2004, 30 juin 2004. 136e année, no 29. 21 juillet 2004.

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (MDDELCC). 2017. *Modification de certificat d'autorisation – Loi sur la qualité de l'environnement (RLRQ, chapitre Q-2, article 122.2)*. *Exploitation des chaudières auxiliaires en continu à la centrale cogénération.* Centrale de cogénération de Bécancour. Réf. 7610-17-01-02560-15/ 401 635 680. 3 novembre 2017. 2 pages.

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS (MDDEFP). 2013. *Modification de certificat d'autorisation – Loi sur la qualité de l'environnement (RLRQ, chapitre Q-2, article 122.2)*. *Exploitation des chaudières auxiliaires en continu à la centrale cogénération.* Centrale de cogénération de Bécancour. Réf. 7610-17-01-02560-15/ 401 086 106. 25 novembre 2013. 2 pages.

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS (MDDEP). 2007. *Certificat d'autorisation - Exploitation des chaudières auxiliaires en continu à la centrale cogénération.* Centrale de cogénération de Bécancour. Réf. 7610-17-01-02560-15/400 456 972. 20 décembre 2007. 2 pages.

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS (MDDEP). 2006. *Certificat d'autorisation - Exploitation de la centrale de cogénération sur le territoire de la Ville de Bécancour*. Centrale de cogénération de Bécancour. Réf. 3211-12-75. 3 mai 2006. 3 pages.

SNC-LAVALIN ENVIRONNEMENT. 2003a. *Étude d'impact sur l'environnement, Centrale de cogénération.* Bécancour, Québec. Volume 1-Rapport principal. Rapport produit pour TransCanada Energy Ltd. Dossier 603215. Mai 2003. Pagination multiple.

SNC-LAVALIN ENVIRONNEMENT. 2003b. *Étude d'impact sur l'environnement, Centrale de cogénération.* Bécancour, Québec. Volume 2-Cartes, dessins et Annexes. Rapport produit pour TransCanada Energy Ltd. Dossier 603215. Mai 2003. Pagination multiple.

SNC-LAVALIN ENVIRONNEMENT. 2003c. *Étude d'impact sur l'environnement, Centrale de cogénération.* Bécancour, Québec. Volume 3-Addenda-Réponses au ministère de l'Environnement du Québec. Rapport produit pour TransCanada Energy Ltd. Dossier 603215. Août 2003. Pagination multiple.

SNC-LAVALIN ENVIRONNEMENT. 2003d. *Étude d'impact sur l'environnement, Centrale de cogénération.* Bécancour, Québec. Volume 4-Complément d'information soumis au ministère de l'Environnement du Québec. Rapport produit pour TransCanada Energy Ltd. Dossier 603215. Septembre 2003. 16 pages.

SNC-LAVALIN ENVIRONNEMENT. 2003e. *Étude d'impact sur l'environnement, Centrale de cogénération.* Bécancour, Québec. Résumé. Rapport produit pour TransCanada Energy Ltd. Dossier 603215. Août 2003. 36 pages.

TRANSCANADA ENERGY. 2025. *Synthèse des produits chimiques utilisés.* Centrale de cogénération de Bécancour. Mars 2025. 3 pages.

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.

TRANSCANADA ENERGY. 2013. *Demande de modification du certificat d'autorisation d'exploitation des chaudières auxiliaires en continu – Programme révisé de surveillance et suivi environnemental*. Centrale de Cogénération de Bécancour. 28 octobre 2013. 31 pages et annexes.

ANNEXE

A

AUTORISATIONS ANTÉRIEURES

ANNEXE

A-1 *DÉCRET 701-2004*

DÉCRET

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC

NUMÉRO 701-2004

CONCERNANT 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

30 JUIN 2004

---oooOooo---

ATTENDU QUE la section IV.1 du chapitre I de la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., c. Q-2) prévoit une procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement pour certains projets de construction, certains ouvrages, certaines activités, certaines exploitations, certains travaux exécutés suivant un plan ou un programme, dans les cas visés par règlement du gouvernement;

ATTENDU QUE le gouvernement a édicté le Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement (R.R.Q., 1981, c. Q-2, r. 9) et ses modifications subséquentes;

ATTENDU QUE le paragraphe *l* du premier alinéa de l'article 2 du Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement assujettit à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement la construction et l'exploitation subséquente d'une centrale thermique fonctionnant aux combustibles fossiles, d'une puissance supérieure à 5 MW;

ATTENDU QUE TransCanada Energy Ltd. a l'intention de réaliser le projet de centrale thermique par cogénération de Bécancour d'une puissance nominale de 507 MW;

ATTENDU QUE TransCanada Energy Ltd. a déposé auprès du ministre de l'Environnement, le 13 juin 2002, un avis de projet conformément aux dispositions de l'article 31.2 de la Loi sur la qualité de l'environnement;

ATTENDU QUE TransCanada Energy Ltd. a déposé auprès du ministre de l'Environnement, le 30 mai 2003, une étude d'impact sur l'environnement concernant ce projet, conformément aux dispositions de l'article 31.2 de la Loi sur la qualité de l'environnement;

701-2004

ATTENDU QUE cette étude d'impact a été rendue publique par le ministre de l'Environnement, le 7 octobre 2003, conformément aux dispositions de l'article 31.3 de la Loi sur la qualité de l'environnement;

ATTENDU QUE ce projet a franchi l'étape d'information et de consultation publiques prévue par le Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement;

ATTENDU QUE, durant la période d'information et de consultation publiques prévue à la procédure, qui s'est tenue du 7 octobre au 21 novembre 2003, trois demandes d'audience publique ont été adressées au ministre de l'Environnement relativement à ce projet;

ATTENDU QUE le ministre de l'Environnement a confié au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement un mandat d'enquête et d'audience publique, qui s'est déroulé du 17 novembre 2003 au 17 mars 2004, et que ce dernier a déposé son rapport le 11 mars 2004;

ATTENDU QUE le rapport du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement conclut que le projet augmenterait de façon substantielle les émissions de gaz à effet de serre au Québec, ce qui aurait pour effet de réduire sa marge de manœuvre face au Protocole de Kyoto, même si les émissions par unité d'énergie électrique produite au Québec demeureraient bien en deçà de celles qui ont cours ailleurs au Canada et aux États-Unis;

ATTENDU QUE le rapport du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement conclut que sur le plan des enjeux locaux, le projet de centrale de cogénération n'aurait pas d'effet significatif sur la qualité de l'air ambiant, sur le climat sonore de même que sur la santé de la population;

ATTENDU QUE le ministère de l'Environnement a produit son rapport sur l'analyse environnementale de ce projet;

ATTENDU QUE ce rapport conclut que ce projet pourrait être acceptable dans la mesure où la production de gaz à effet de serre puisse être compensée;

701-2004

ATTENDU QUE ce rapport conclut que la technologie proposée par TransCanada Energy Ltd. est considérée comme un mode de production thermique d'électricité d'une grande efficacité pour limiter les émissions de gaz à effet de serre partout en Amérique du Nord;

ATTENDU QUE la fermeture des chaudières de Norsk Hydro et PCI combinée à l'utilisation d'un convertisseur catalytique sélectif ou SCR par la centrale auront effet de diminuer les émissions d'oxydes d'azote (NO_x) et d'oxydes de soufre (SO_2) et ainsi, d'améliorer la qualité de l'air de la région de Bécancour,

ATTENDU QUE l'article 31.5 de la Loi sur la qualité de l'environnement prévoit que le gouvernement peut, à l'égard d'un projet soumis à la section IV.1 du chapitre I de cette loi, délivrer un certificat d'autorisation pour la réalisation d'un projet avec ou sans modification et aux conditions qu'il détermine, ou refuser de délivrer le certificat d'autorisation;

ATTENDU QUE la Régie de l'énergie a reconnu par sa décision D-2002-17 du 21 janvier 2002 que l'accroissement de la demande justifiait le lancement d'un appel d'offres public par Hydro-Québec pour la production de 600 MW augmentés par la suite à 1 200 MW;

ATTENDU QU'Hydro-Québec, à la suite de l'appel d'offres A/O 2002-01, a retenu la proposition de TransCanada Energy Ltd. aux conditions fixées dans l'appel d'offres;

ATTENDU QUE la Régie de l'énergie recommande au gouvernement, dans son rapport de juin 2004, l'autorisation immédiate du projet de centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada Energy Ltd. afin d'assurer l'approvisionnement en électricité des québécois;

ATTENDU QU'il y a lieu de délivrer un certificat d'autorisation avec conditions en faveur de TransCanada Energy Ltd. relativement au projet de centrale par cogénération de Bécancour pour répondre aux besoins énergétiques du Québec;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre de l'Environnement :

701-2004

QU'un certificat d'autorisation soit délivré en faveur de TransCanada Energy Ltd. relativement au projet de centrale par cogénération de Bécancour, aux conditions suivantes :

CONDITION 1 : DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Réserve faite des conditions prévues au présent certificat, le projet de centrale par cogénération de Bécancour , autorisé par ledit certificat, doit être conforme aux modalités et mesures prévues dans les documents suivants :

- TRANSCANADA ENERGY LTD. *Étude d'impact sur l'environnement. Centrale de cogénération. Bécancour, Québec. Volume 1. Rapport principal*, préparé par SNC•Lavalin, mai 2003, pagination multiple;

- TRANSCANADA ENERGY LTD. *Étude d'impact sur l'environnement. Centrale de cogénération. Bécancour, Québec. Volume 2. Cartes, dessins et annexes*, préparé par SNC•Lavalin, mai 2003, pagination multiple;

- TRANSCANADA ENERGY LTD. *Étude d'impact sur l'environnement. Centrale de cogénération. Bécancour, Québec. Volume 3. Addenda. Réponses au ministère de l'Environnement du Québec*, préparé par SNC-Lavalin, août 2003, pagination multiple;

- TRANSCANADA ENERGY LTD. *Étude d'impact sur l'environnement. Centrale de cogénération. Bécancour, Québec. Volume 4. Complément d'information soumis au ministère de l'Environnement du Québec*, préparé par SNC•Lavalin, septembre 2003, pagination multiple;

- Lettre de M. Corey Goulet, de TransCanada Energy Ltd., datée du 18 septembre 2003, à M. Robert Joly, du ministère de l'Environnement, au sujet de l'installation d'un système de réduction catalythique (SCR);

- Lettre de M. Corey Goulet, de TransCanada Energy Ltd., datée du 29 juin 2004, à Mme. Diane Gagnon, du ministère de l'Environnement, concernant les engagements relatifs aux émissions d'oxydes d'azote, d'ammoniac et de monoxyde de carbone provenant de chaque groupe turbine à combustion – chaudière de récupération, au contrôle du panache de vapeur de la tour de refroidissement, au suivi des émissions atmosphériques des chaudières modulaires, aux normes et exigences minimales de suivi applicables au rejet final de la centrale et au réservoir d'ammoniaque.

701-2004

Si des indications contradictoires sont contenues dans ces documents, les plus récentes prévalent;

CONDITION 2 : PLAN D'URGENCE

TransCanada Energy Ltd. doit compléter son plan d'urgence en consultation avec les municipalités concernées, le ministère de la Sécurité publique, le ministère de l'Environnement et, au besoin, avec les industries voisines. Ce plan devra être déposé au ministre de l'Environnement avant la mise en exploitation de la centrale;

CONDITION 3 : PROGRAMMES DE SUIVI ENVIRONNEMENTAL

TransCanada Energy Ltd. doit compléter le programme de surveillance environnementale des activités de construction de la centrale élaboré dans l'étude d'impact et le déposer au ministre de l'Environnement avec sa première demande de certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement;

TransCanada Energy Ltd. doit compléter le programme de suivi environnemental de l'exploitation de la centrale élaboré dans l'étude d'impact et le déposer au ministre de l'Environnement avec la demande du certificat d'autorisation pour l'exploitation de la centrale prévu à l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement.

Le Greffier du Conseil exécutif

** PAGE TOTALE.06 **

ANNEXE

A-2 *AUTORISATION D'EXPLOITATION (2006) RÉF. : 3211-12-75*

Ministère du
Développement durable,
de l'Environnement
et des Parcs
Québec
Direction des évaluations environnementales

Le 3 mai 2006

Monsieur Corey Goulet
TransCanada Energy Ltd.
450, 1st Street S.W.
Calgary (Alberta) T2P 5H1

Objet : Certificat d'autorisation n° 8 : Exploitation de la centrale de cogénération et programme de surveillance et de suivi environnemental Centrale de cogénération de Bécancour (3211-12-75)

Monsieur,

Par la présente, il nous fait plaisir de vous transmettre le certificat d'autorisation concernant l'exploitation de la centrale de cogénération de Bécancour et le programme de surveillance et de suivi environnemental. Nous vous invitons à informer la Direction régionale de l'analyse et de l'expertise de la Mauricie et du Centre-du-Québec de la date de mise en exploitation de la centrale et particulièrement des dates de mises à l'essai des équipements en communiquant avec ce bureau au numéro de téléphone (819) 293-4122.

Nous tenons à souligner qu'à titre de détenteur du certificat d'autorisation, il vous appartient de vous assurer de l'application des différentes mesures environnementales prévues dans les documents qui y sont cités et du respect des plans et devis relatifs à ce projet.

Nous vous demandons de déposer, en une copie, tous vos rapports à la direction régionale du Ministère. Par contre, le premier rapport annuel de surveillance et de suivi environnemental de même que les rapports de suivi du climat sonore, de l'efficacité énergétique, des panaches de vapeur et de l'eau souterraine devront être déposés, en deux copies, à la Direction des évaluations environnementales.

...2

Édifice Marie-Guyart, 5e étage, boîte 83
675, boulevard René-Lévesque Est
Québec (Québec) G1R 5V7

Téléphone : (418) 521-3933 poste 4649
Télécopieur : (418) 644-8222
Internet : http://www.mddep.gouv.qc.ca
Courriel : robert.joly@mddep.gouv.qc.ca

Ce papier contient 20% de fibres recyclées après consommation.

Nous vous invitons à communiquer avec nous pour toute question relative à ce dossier.

Veuillez agréer, Monsieur, l'expression de nos sentiments distingués.

Le chef du Service des projets industriels et en milieu nordique,

Robert Joly

p.j.

c.c. Mme Isabelle Olivier, directrice, Centre de contrôle environnemental de La Mauricie et du Centre-du-Québec.
Mme Stéphanie H. Wilson, TransCanada Energy Ltd, Bécancour.
M. Jocelyn Roy, directeur, Direction régionale de l'analyse et de l'expertise de La Mauricie et du Centre-du-Québec.

Ministère du
Développement durable,
de l'Environnement
et des Parcs
Québec

Québec, le 3 mai 2006

CERTIFICAT D'AUTORISATION

TransCanada Energy Ltd.
450, 1st Street S.W.
Calgary (Alberta) T2P 5H1

N/Réf. : 3211-12-75

Objet : Exploitation de la centrale de cogénération sur le territoire de la Ville de Bécancour

Mesdames,
Messieurs,

À la suite de la demande de certificat d'autorisation datée du 30 septembre 2005, reçue le 3 octobre 2005 et complétée le 25 avril 2006, ainsi qu'à la décision du gouvernement par le décret numéro 701-2004 du 30 juin 2004, d'autoriser le projet de centrale de cogénération de Bécancour sur le territoire de la Ville de Bécancour, j'autorise, conformément à l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., c. Q-2), le titulaire ci-dessus mentionné à réaliser les activités suivantes :

> L'exploitation d'une centrale de cogénération incluant le programme de surveillance et de suivi environnemental.

L'ensemble des activités sont réalisées dans la Ville de Bécancour. La centrale de cogénération est construite sur le lot 708-130 du cadastre officiel de la paroisse de Notre-Dame-de-la-Nativité-de-Bécancour. Les conduites reliant la centrale aux usines clientes et la conduite d'eau usée sont construites sur les lots 708-3, 708-5, 708-6, 708-7, 708-8, 708-13, 708-29, 708-30, 708-35, 708-36, 708-37, 708-73-1 et une partie des lots 708-1, 708-19 du même cadastre.

Les documents énumérés à la condition 1 du décret numéro 701-2004 du 30 juin 2004 et les documents suivants font partie intégrante du présent certificat d'autorisation :

- Lettre de M. Corey Goulet, de TransCanada Energy Ltd., à M. Robert Joly, du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, datée du 30 septembre 2005 et reçue le 3 octobre 2005 transmettant la demande de certificat d'autorisation n° 8 concernant l'exploitation de la centrale de cogénération, 2 p. incluant deux pièces jointes;

- Demande de certificat d'autorisation - Exploitation de la centrale. TransCanada Energy Ltd., Centrale de cogénération, Bécancour, Québec. SNC Lavalin Environnement, septembre 2005, 29 pages, 2 annexes;

- Demande de certificat d'autorisation - Programme de surveillance et de suivi environnemental. TransCanada Energy Ltd., Centrale de cogénération, Bécancour, Québec. SNC Lavalin Environnement, septembre 2005, 14 pages, 4 annexes;

- Lettre de M. Corey Goulet, de TransCanada Energy Ltd., à M. Robert Joly, du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, datée du 28 février 2006, reçue le 6 mars 2006 concernant l'efficacité énergétique de la centrale;

- Lettre de M. Corey Goulet, de TransCanada Energy Ltd., à M. Robert Joly, du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, datée du 13 mars 2006, reçue le 14 mars 2006 transmettant des informations supplémentaires sur les produits chimiques utilisés lors de l'exploitation et lors de la mise en service;

- Lettre de M. Corey Goulet, de TransCanada Energy Ltd., à M. Robert Joly, du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, datée du 27 mars 2006, reçue le 28 mars 2006 transmettant le plan de mesure d'urgence;

- Lettre de M. Corey Goulet, de TransCanada Energy Ltd., à M. Robert Joly, du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, datée du 11 avril 2006, reçue le 12 avril 2006 transmettant les versions finales de la demande de certificat d'autorisation pour l'exploitation de la centrale et le programme de surveillance et de suivi environnemental incluant deux pièces jointes;

- Demande de certificat d'autorisation - Exploitation de la centrale. TransCanada Energy Ltd., Centrale de cogénération, Bécancour, Québec. SNC Lavalin Environnement, version finale, avril 2006, 38 pages, 6 annexes;

- Demande de certificat d'autorisation - Programme de surveillance et de suivi environnemental. TransCanada Energy Ltd, Centrale de cogénération, Bécancour, Québec. SNC Lavalin Environnement, version finale, avril 2006, 21 pages, 4 annexes;

— Lettre de M. Corey Goulet, de TransCanada Energy Ltd., à M. Robert Joly, du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, datée du 20 avril 2006, reçue le 25 avril 2006 transmettant les pages modifiées de la demande de certificat d'autorisation pour l'exploitation de la centrale et le programme de surveillance et de suivi environnemental, 1 page et annexes.

Dans le cas de conflit entre les dispositions des documents ci-dessus mentionnés, les dispositions les plus récentes prévalent.

Le projet devra être réalisé et exploité conformément à cette demande de certificat d'autorisation et à ces documents.

En outre, ce certificat d'autorisation ne dispense pas le titulaire d'obtenir toute autre autorisation requise par toute loi ou tout règlement le cas échéant.

Pour le ministre,

Guy Demers
Directeur des évaluations environnementales

ANNEXE

A-3 *AUTORISATION D'EXPLOITATION DES CHAUDIÈRES AUXILIAIRES EN CONTINU (2007) RÉF. : 400456972*

Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs
Québec

ER CE BORD EN PREMIER DANS LA MACHINE

télécopier

ice: Jacques Otis
u télécopieur: 819-294-1283
e pages: 3
Laure Tardif
20/12/2007
agnie:
télécopieur:
ige: S.V.P. m'informer rec.
Merci!
Notocollant de télécopie 7909F

Nicolet, le 20 décembre 2007

CERTIFICAT D'AUTORISATION

TransCanada Energy Ltd
450, 1st Street SW
Calgary (Alberta) T2P 5H1

N/Réf. : 7610-17-01-02560-15
400 456 972

Objet : Exploitation des chaudières auxiliaires en continu à la centrale de cogénération

Mesdames,
Messieurs,

À la suite de votre demande de certificat d'autorisation datée du 17 décembre 2007 et reçue dûment complétée le 19 décembre 2007, j'autorise, conformément à l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement (LRQ, chapitre Q-2), le titulaire mentionné ci-dessus à réaliser le projet décrit ci-dessous :

> Exploitation des chaudières auxiliaires en continu à la centrale de cogénération, située sur le lot 708-130 du cadastre officiel de la paroisse de Notre-Dame-de-la-Nativité-de-Bécancour, dans la ville de Bécancour, faisant partie de la municipalité régionale de comté de Bécancour.

Le document suivant fait partie intégrante du présent certificat d'autorisation :

- Lettre adressée au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, datée du 17 décembre 2007, signée par M. Corey Goulet, vice-président, Projets énergétiques, TransCanada Energy Ltd, et à laquelle était joint :
  - Document intitulé : « Centrale de cogénération de Bécancour – Changement des modalités d'opération durant la suspension temporaire de la production d'électricité pour Hydro-Québec », signé le 14 décembre 2007 par M. Jacques Otis, directeur de la centrale, 17 pages et 2 annexes.

...2

CERTIFICAT D'AUTORISATION

N/Réf. : 7610-17-01-02560-15
400 456 972

Le 20 décembre 2007

En cas de divergence entre l'information fournie, la plus récente prévaudra.

Le projet devra être réalisé et exploité conformément à ce document.

En outre, ce certificat d'autorisation ne dispense pas le titulaire d'obtenir toute autre autorisation requise par toute loi ou tout règlement le cas échéant.

Pour la ministre,

LSTM/LT/sa

Luc St-Martin, ing.
Directeur régional de l'analyse et de l'expertise de la Mauricie et du Centre-du-Québec

ANNEXE

A-4 *AUTORISATION D'EXPLOITATION DES CHAUDIÈRES AUXILIAIRES EN CONTINU – PROGRAMME RÉVISÉ DE SURVEILLANCE ET DE SUIVI ENVIRONNEMENTAL (2013) RÉF. : 401086106*

Ministère du
Développement durable,
de l'Environnement,
de la Faune et des Parcs
Québec

Nicolet, le 25 novembre 2013

MODIFICATION DE
CERTIFICAT D'AUTORISATION
Loi sur la qualité de l'environnement
(RLRQ, chapitre Q-2, article 122.2)

TransCanada Energy Ltd.
450, 1st Street South West
Calgary (Alberta) T2P 5H1

N/Réf. : 7610-17-01-02560-15
401 086 106

Objet : Exploitation des chaudières auxiliaires en continu à la centrale de cogénération

Mesdames,
Messieurs,

La présente modification concerne le certificat d'autorisation délivré le 20 décembre 2007 en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (RLRQ, chapitre Q-2), à l'égard du projet décrit ci-dessous :

> Exploitation des chaudières auxiliaires en continu à la centrale de cogénération située sur le lot 3 294 035 du cadastre du Québec (ancien lot n° 708-130 du cadastre de la paroisse de Notre-Dame-de-la-Nativité-de-Bécancour), dans la ville de Bécancour, faisant partie de la municipalité régionale de comté de Bécancour.

À la suite de votre demande du 23 octobre 2013, reçue le 30 octobre 2013 et complétée le 18 novembre 2013, j'autorise, en vertu de l'article 122.2 de ladite Loi, les modifications suivantes :

> Mise en application d'un programme révisé de surveillance et de suivi environnemental lors de l'exploitation des chaudières auxiliaires en continu.

Le document suivant fait partie intégrante de la présente modification :

- Document intitulé « Demande de modification de certificat d'autorisation – Centrale de cogénération de Bécancour », daté du 28 octobre 2013, signé le 15 octobre 2013 par MM Yves Garant, M. Sc., EP, et Steeve Lafontaine, directeur, TransCanada Energy Ltd., incluant les annexes.

En cas de divergence entre l'information fournie, la plus récente prévaudra.

La modification devra être réalisée conformément à ce document.

En outre, cette modification de certificat d'autorisation ne dispense pas le titulaire d'obtenir toute autre autorisation requise par toute loi ou tout règlement, le cas échéant.

Pour le ministre,

CT/LT/vs

Céline Tremblay
Directrice régionale de l'analyse
et de l'expertise de la Mauricie
et du Centre-du-Québec

ANNEXE

A-5 *AUTORISATION D'EXPLOITATION DES CHAUDIÈRES AUXILIAIRES EN CONTINU – PROGRAMME RÉVISÉ DE SURVEILLANCE ET DE SUIVI ENVIRONNEMENTAL (2017) RÉF. : 401635680*

Ministère
du Développement durable,
de l'Environnement
et de la Lutte contre les
changements climatiques
Québec

Nicolet, le 3 novembre 2017

MODIFICATION DE
CERTIFICAT D'AUTORISATION
Loi sur la qualité de l'environnement
(RLRQ, chapitre Q-2, article 122.2)

TransCanada Energy Ltd.
450, 1st Street South West
Calgary (Alberta) T2P 5H1

N/Réf. : 7610-17-01-02560-15
401635680

Objet : Exploitation des chaudières auxiliaires en continu à la centrale de cogénération

Mesdames,
Messieurs,

La présente modification concerne le certificat d'autorisation délivré le 20 décembre 2007 et modifié le 25 novembre 2013 en vertu de l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement (RLRQ, chapitre Q 2), à l'égard du projet décrit ci-dessous :

> Exploitation des chaudières auxiliaires en continu à la centrale de cogénération située sur le lot 3 294 035 du cadastre du Québec, dans la ville de Bécancour, faisant partie de la municipalité régionale de comté de Bécancour.

À la suite de votre demande du 18 juillet 2017, reçue le 24 juillet 2017 et complétée le 30 octobre 2017, j'autorise, en vertu de l'article 122.2 de ladite Loi, les modifications suivantes :

> Modification du programme de surveillance et de suivi afin d'y intégrer notamment des normes de rejet en concentration à l'effluent final.

Les documents suivants font partie intégrante de la présente modification :

- Lettre datée du 18 juillet 2017, signée par Mme Christine R. Johnston, TransCanada Energy Ltd., concernant la demande de modification de certificat d'autorisation et comprenant le document intitulé « Demande de modification de certificat d'autorisation - Centrale de cogénération de Bécancour », daté du 14 juillet 2017, signé par Mme Marie Blanchette et M. Steeve Lafontaine, TransCanada Energy Ltd., incluant les annexes.

- Lettre datée du 4 octobre 2017, signée par Mme Christine R. Johnson, TransCanada Energy Ltd., concernant le remplacement des annexes 3 et 4 de la demande de modification de certificat d'autorisation de la centrale de cogénération de Bécancour.

En cas de divergence entre l'information fournie, la plus récente prévaudra.

La modification devra être réalisée conformément à ces documents.

En outre, cette modification de certificat d'autorisation ne dispense pas le titulaire d'obtenir toute autre autorisation requise par toute loi ou tout règlement, le cas échéant.

Pour la ministre,

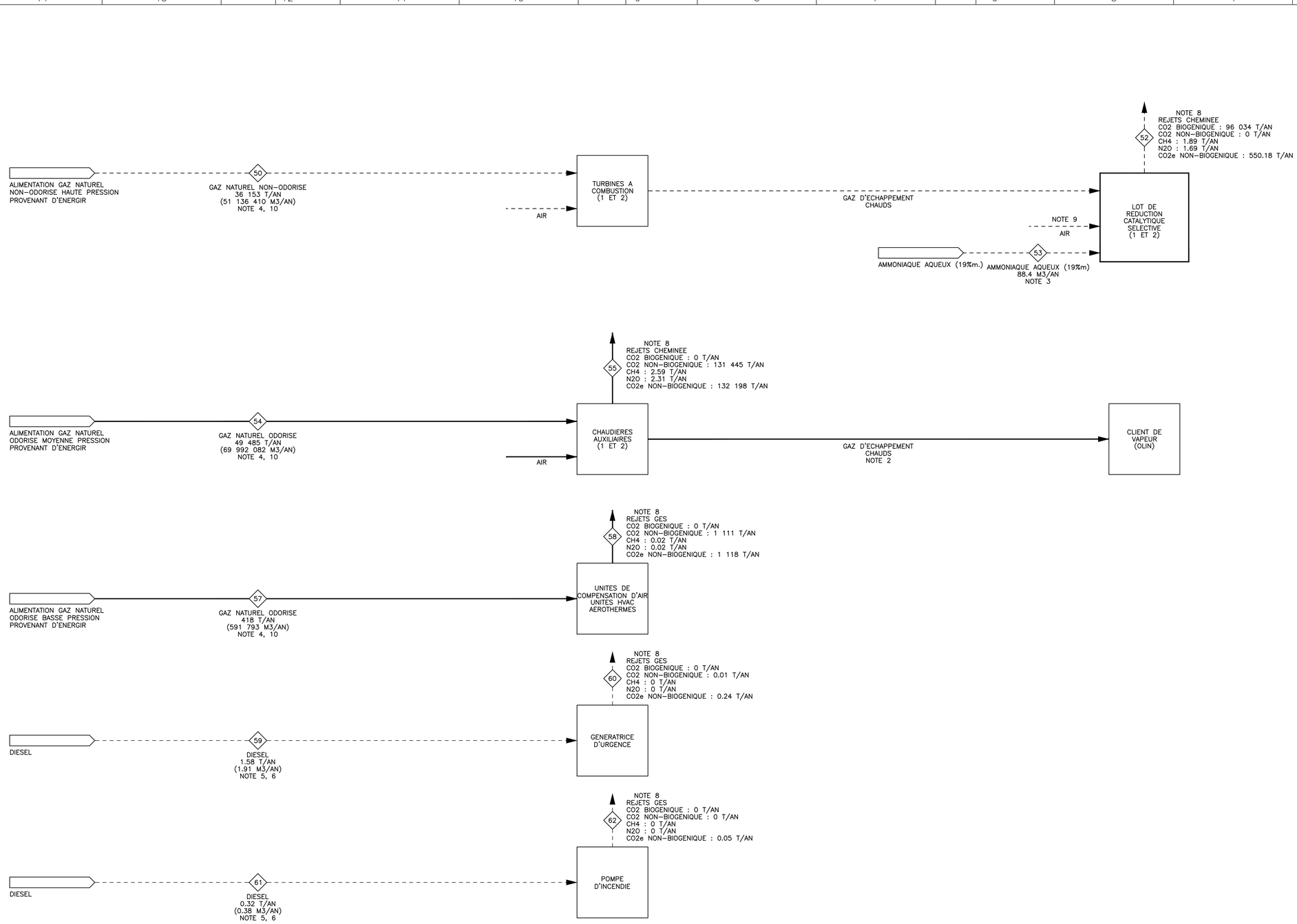
CT/LT/lr

Céline Tremblay
Directrice régionale de l'analyse
et de l'expertise de la Mauricie
et du Centre-du-Québec

ANNEXE

B

DIAGRAMME DE BLOCS DE PROCÉDÉ



NOTES:

NOTES GENERALES :

1. LES DEBITS DE GAZ NATUREL, DIESEL ET DES REJETS ATMOSPHERIQUES PROVIENNENT DE LA NOTE TECHNIQUE (M002143-WSPEV-EN-ASMT-0003-FR-REV3).
2. L'ENTIERETE DES GAZ D'ECHAPPEMENT CHAUDS DES CHAUDIERES AUXILIAIRES N'EST PAS TOUJOURS ENVOYE CHEZ LE CLIENT. UN DEBIT MOYEN D'ENVIRON 350 NM3 PAR JOUR EST DIRIGE VERS LE CLIENT.
3. LA CONSOMMATION ANNUELLE D'AMMONIAQUE AQUEUX 19%M. EST BASEE SUR 580 HEURES D'OPERATION.
4. LES DEBITS VOLUMETRIQUES DU GAZ NATUREL SONT DEFINIS A UNE TEMPERATURE DE 20°C ET UNE PRESSION ABSOLUE DE 101.325 KPA.
5. LE DEBIT DE DIESEL EST CALCULE EN CONSIDERANT UN POTENTIEL CALORIFIQUE DE 38.3 MJ/L.
6. LE DEBIT MASSIQUE DU DIESEL EST CALCULE EN CONSIDERANT UNE MASSE VOLUMIQUE DE 830 KG/M3.
7. LE CAS PRESENTE POUR LES DIFFERENTS EQUIPEMENTS CORRESPOND UNIQUEMENT AU SCENARIO MAXIMAL D'EMMISSIONS ATMOSPHERIQUES.
8. POUR LES REJETS ATMOSPHERIQUES, UNIQUEMENT LES GES SONT REPORTES ET NON LA TOTALITE DES CONTAMINANTS.
9. LA QUANTITE D'AIR SERA DEFINIE EN PHASE D'INGENIERIE DETAILLEE.
10. COMPOSITION DU GAZ NATUREL NON-ODORISE ET DU GAZ NATUREL ODORISE.

COMPOSITION DU GAZ NATUREL PROVENANT D'ENERGIR

	VOL %
N_2	1.86
CO_2	0.70
METHANE	95.39
ETHANE	1.79
PROPANE	0.17
i-BUTANE	0.03
n-BUTANE	0.03
PENTANE ET PLUS	0.03

LEGEND / LEGENDE:

EXISTANT

NOUVEAU

CONTINU	INTERMITTENT

POUR DEMANDE DE PERMIS
2026-01-22
CE DOCUMENT NE DOIT PAS ÊTRE UTILISÉ
À DES FINS DE CONSTRUCTION
(OU DE FABRICATION OU D'INSTALLATION)

DESSINS DE RÉFÉRENCE / REFERENCE DRAWINGS

DESSIN No / DRAWING No	TITRE / TITLE

RÉVISION / REVISION

RÉV REV	DATE	DESCRIPTION / DESCRIPTION
A	2026-01-19	EMIS POUR REVUE / ISSUE FOR REVIEW
00	2026-01-22	EMIS POUR PERMIS / ISSUED FOR PERMIT

APPROBATION / APPROVAL

CODE PROJET PROJECT CODE	DESSINATEUR DRAFTER	VÉRIFICATEUR DRAFTING CHECKER	CONCEPTEUR DESIGNER	VÉRIF. CONCEPTEUR DESIGN CHECKER	CHARGÉ PROJET PROJECT MANAGER	COMPAGNIE COMPANY
31267.6554	AJ	–	BJ/JFB	GPR	NB	WSP
31267.6554	AJ	–	BJ/JFB	GPR	NB	WSP

INGÉNIEUR / RPT
PROFESSIONAL ENGINEER/RPT
BARBARA JARAMILLO, Ing. OIQ 6043620
JEAN-FRANÇOIS BELANGER, Ing. OIQ 5089018
2026-01-22
00 2026-01-22
RÉV/REV DATE

PERMIS / APPROBATION ING
PERMIT/ ENG APPROVAL
DATE
NUMERO DE PERMIS:
PERMIT NUMBER:

TC Énergie
TRANS-CANADA BECANCOUR
FW/FIA 345 | CHAÎNAGE/CHAINAGE: | DISCIPLINE 01

DIAGRAMME D'ECOULEMENT
PRINCIPAUX EQUIPEMENTS ET POINTS D'EMISSIONS

ÉCHELLE/SCALE N.T.S./ÉCHELE | DESSIN No/DRAWING No 0532-FD202 SHT 01 | RÉV/REV 00

TC_B1_TQB.DWG 707X1000

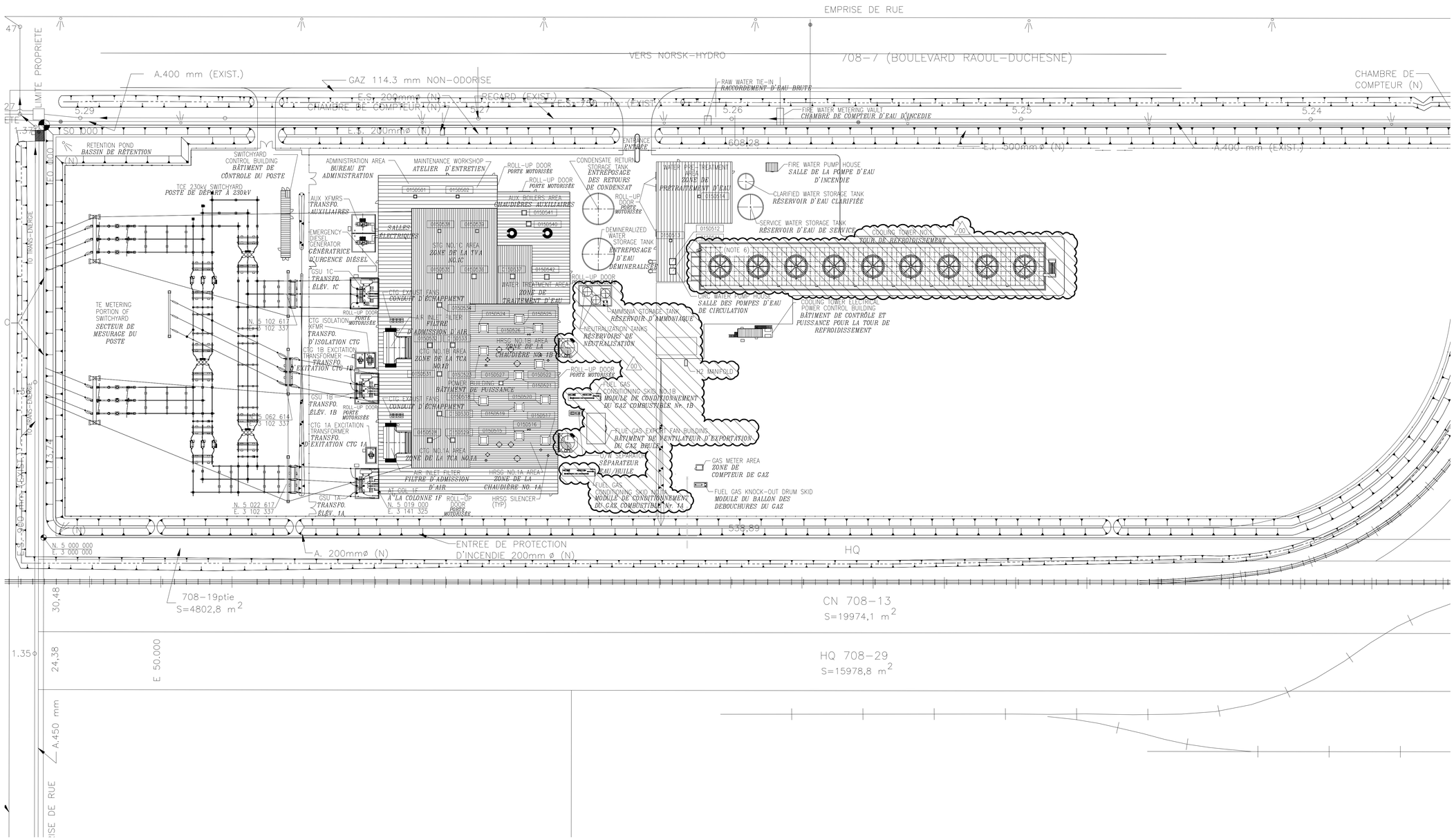
DESSIN CDAO: NE PAS RÉVISER À LA MAIN/CADD DRAWING: DO NOT MAKE MANUAL REVISIONS

ID
TIME
DESIGNFILE

ANNEXE

C

PLANS D'AGENCEMENT GÉNÉRAL DU SITE



GENERAL NOTES:

1. COORDINATES AND PLANT NORTH SHOWN ON THIS DRAWING ARE PER THE TRANSCANADA ENERGY LTD. PLANT COORDINATE SYSTEM. FOR REFERENCE TO THE SURVEY NORTH AND COORDINATES, SEE THE SITE GENERAL ARRANGEMENT DRAWING 0532 GA001-S01.
   LES COORDONNÉES ET LA DIRECTION NORD MONTRÉES SUR CE DESSIN SONT CONFORMES AU SYSTÈME DE COORDONNÉES DE LA CENTRALE UTILISÉ PAR TRANSCANADA ENERGY LTD. POUR LA RÉFÉRENCE AU NORD ET COORDONNÉES D'ARPENTAGE, VOIR LE DESSIN D'EMPLACEMENT DU SITE 0532 GA001-S01.

2. FOR POWER BUILDING GENERAL ARRANGEMENT SEE DRAWING 0532 GA003-S01.
   POUR L'AGENCEMENT DU BÂTIMENT DE PUISSANCE, VOIR LE DESSIN 0532 GA003-S01.

3. FOR PRETREATMENT AND COOLING TOWER GENERAL ARRANGEMENT SEE DRAWING 0532 GA003-S02.
   POUR LE PRÉTRAITEMENT D'EAU ET L'AGENCEMENT DE LA TOUR DE REFROIDISSEMENT, VOIR LE DESSIN 0532 GA003-S02.

4. FOR ELECTRICAL EQUIPMENT LOCATION SEE DRAWINGS 0532 E0481 THROUGH E0485.
   POUR LA LOCALISATION DES ÉQUIPEMENTS ELECTRIQUES, VOIR LE DESSINS 0532 E0481-E0485.

5. FOR GENERAL ARRANGEMENT EQUIPMENT LOCATION SCHEDULE SEE 0532 GA006-S01.
   POUR LE FICHIER DE LOCALISATION DES ÉQUIPEMENTS EN FONCTION DE L'AGENCEMENT GÉNÉRAL, VOIR LE DESSIN 0532 GA006-S01.

6. COOLING TOWER STRUCTURE AND EQUIPMENT TO BE DEMOLISHED, BASIN CELLS 8 AND 9 WILL REMAIN IN PLACE.
   LA STRUCTURE ET LES ÉQUIPEMENTS DE LA TOUR DE REFROIDISSEMENT SERONT DÉMOLIS, LES CELLULES DE BASSINS 8 ET 9 RESTERONT EN PLACE. △00

SCALE IN MILLIMETERS
ÉCHELLE EN MILLIMÈTRES
15000 0 15000 30000

DEMOLITION.

DESSINS DE RÉFÉRENCE / REFERENCE DRAWINGS

DESSIN No / DRAWING No	TITRE / TITLE
–	

RÉVISION / REVISION

RÉV / REV	DATE	DESCRIPTION / DESCRIPTION
00	2025-12-04	ÉMIS POUR PERMIS / ISSUED FOR PERMIT

APPROBATION / APPROVAL

CODE PROJET / PROJECT CODE	DESSINATEUR / DRAFTER	VÉRIFICATEUR / DRAFTING CHECKER	CONCEPTEUR / DESIGNER	VÉRIF. CONCEPTEUR / DESIGN CHECKER	CHARGÉ PROJET / PROJECT MANAGER	COMPAGNIE / COMPANY
CA0055820.9636	DB	DT	DB	CH	GS	WSP

INGÉNIEUR / RPT PROFESSIONAL ENGINEER/RPT

PERMIS / APPROBATION ING PERMIT / ENG APPROVAL — DATE

2025-12-04

RÉV/REV — DATE — NUMÉRO DE PERMIS: PERMIT NUMBER:

TC Énergie — wsp

BECANCOUR POWER PLANT

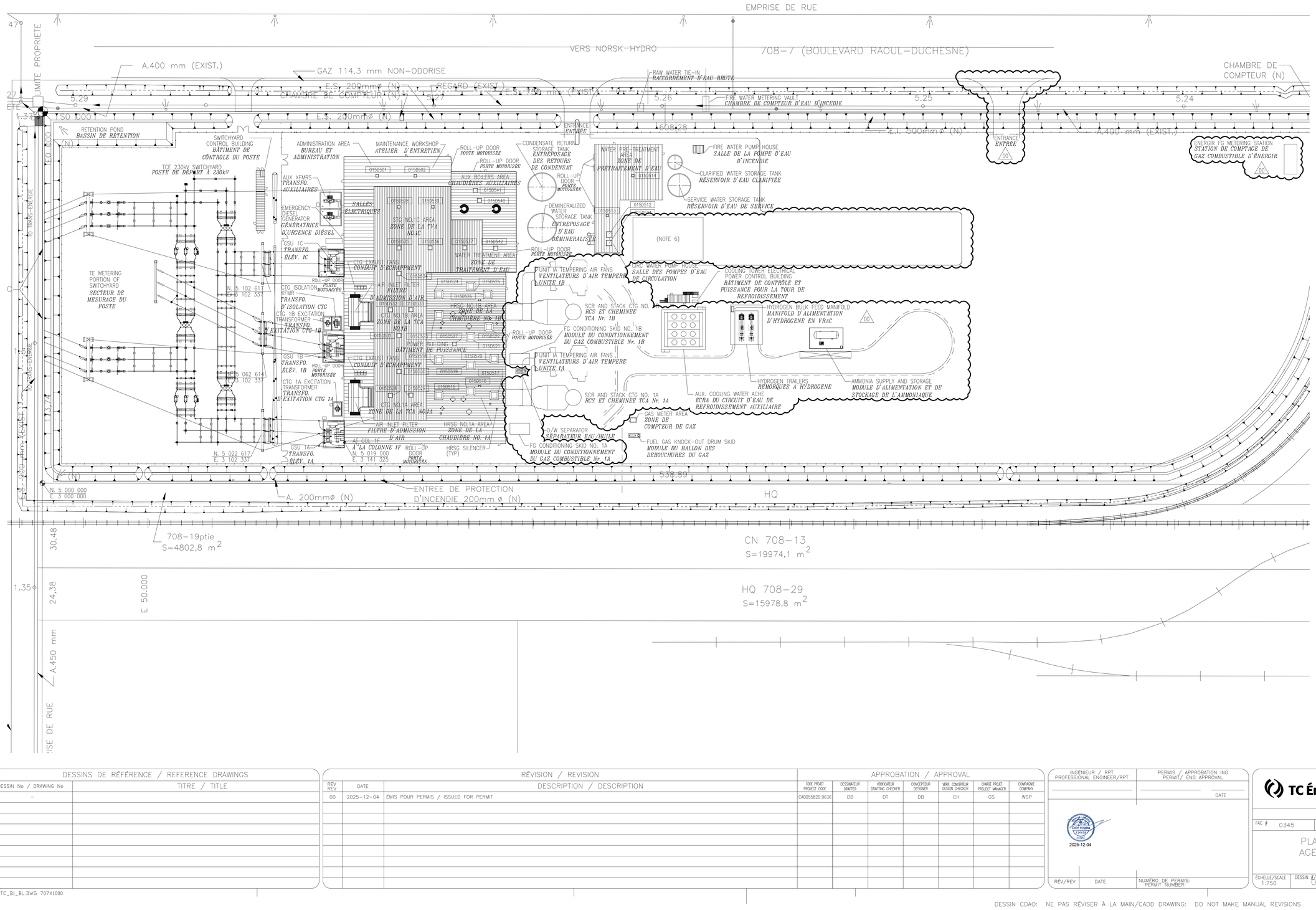
FAC # 0345 | STATION D'INGÉNIERIE/ENG STATION: | DISC # 01

PLANT GENERAL ARRANGEMENT
AGENCEMENT GÉNÉRAL DU SITE

ÉCHELLE/SCALE 1:750 | DESSIN #/DRAWING # 0532 GA002 SHT 01 RCD-REG | RÉV/REV 00

TC_B1_BL.DWG 707X1000

DESSIN CDAO: NE PAS RÉVISER À LA MAIN/CADD DRAWING: DO NOT MAKE MANUAL REVISIONS



GENERAL NOTES:

1. COORDINATES AND PLANT NORTH SHOWN ON THIS DRAWING ARE PER THE TRANSCANADA ENERGY LTD. PLANT COORDINATE SYSTEM. FOR REFERENCE TO THE SURVEY NORTH AND COORDINATES, SEE THE SITE GENERAL ARRANGEMENT DRAWING 0532 GA001-S01.
   LES COORDONNÉES ET LA DIRECTION NORD MONTRÉES SUR CE DESSIN SONT CONFORMES AU SYSTÈME DE COORDONNÉES DE LA CENTRALE UTILISÉ PAR TRANSCANADA ENERGY LTD. POUR LA RÉFÉ-RENCE AU NORD ET COORDONNÉES D'ARPENTAGE, VOIR LE DESSIN D'EMPLACEMENT DU SITE 0532 GA001-S01.

2. FOR POWER BUILDING GENERAL ARRANGEMENT SEE DRAWING 0532 GA003-S01.
   POUR L'AGENCEMENT DU BÂTIMENT DE PUISSANCE, VOIR LE DESSIN 0532 GA003-S01.

3. FOR PRETREATMENT AND COOLING TOWER GENERAL ARRANGEMENT SEE DRAWING 0532 GA003-S02.
   POUR LE PRÉTRAITEMENT D'EAU ET L'AGENCEMENT DE LA TOUR DE REFROIDISSEMENT, VOIR LE DESSIN 0532 GA003-S02.

4. FOR ELECTRICAL EQUIPMENT LOCATION SEE DRAWINGS 0532 E0481 THROUGH E0485.
   POUR LA LOCALISATION DES ÉQUIPEMENTS ELECTRIQUES, VOIR LE DESSINS 0532 E0481-E0485.

5. FOR GENERAL ARRANGEMENT EQUIPMENT LOCATION SCHEDULE SEE 0532 GA006-S01.
   POUR LE FICHIER DE LOCALISATION DES ÉQUIPEMENTS EN FONCTION DE L'AGENCEMENT GÉNÉRAL, VOIR LE DESSIN 0532 GA006-S01.

6. COOLING TOWER STRUCTURE AND EQUIPMENT TO BE DEMOLISHED, BASIN CELLS 8 AND 9 WILL REMAIN IN PLACE.
   LA STRUCTURE ET LES ÉQUIPEMENTS DE LA TOUR DE REFROIDISSEMENT SERONT DÉMOLIS, LES CELLULES DE BASSINS 8 ET 9 RESTERONT EN PLACE.

00

NEW CONSTRUCTION
NOUVELLE CONSTRUCTION

N

15000 0 15000 30000
SCALE IN MILLIMETERS
ÉCHELLE EN MILLIMÈTRES

DESSINS DE RÉFÉRENCE / REFERENCE DRAWINGS

DESSIN No / DRAWING No	TITRE / TITLE
–	

RÉVISION / REVISION

RÉV REV	DATE	DESCRIPTION / DESCRIPTION
00	2025-12-04	ÉMIS POUR PERMIS / ISSUED FOR PERMIT

APPROBATION / APPROVAL

CODE PROJET PROJECT CODE	DESSINATEUR DRAFTER	VÉRIFICATEUR DRAFTING CHECKER	CONCEPTEUR DESIGNER	VÉRIF. CONCEPTEUR DESIGN CHECKER	CHARGÉ PROJET PROJECT MANAGER	COMPAGNIE COMPANY
CA0055820.9636	DB	DT	DB	CH	GS	WSP

INGÉNIEUR / RPT
PROFESSIONAL ENGINEER/RPT

PERMIS / APPROBATION ING
PERMIT / ENG APPROVAL

DATE

2025-12-04

RÉV/REV | DATE | NUMÉRO DE PERMIS: PERMIT NUMBER:

TC Énergie | wsp

BECANCOUR POWER PLANT

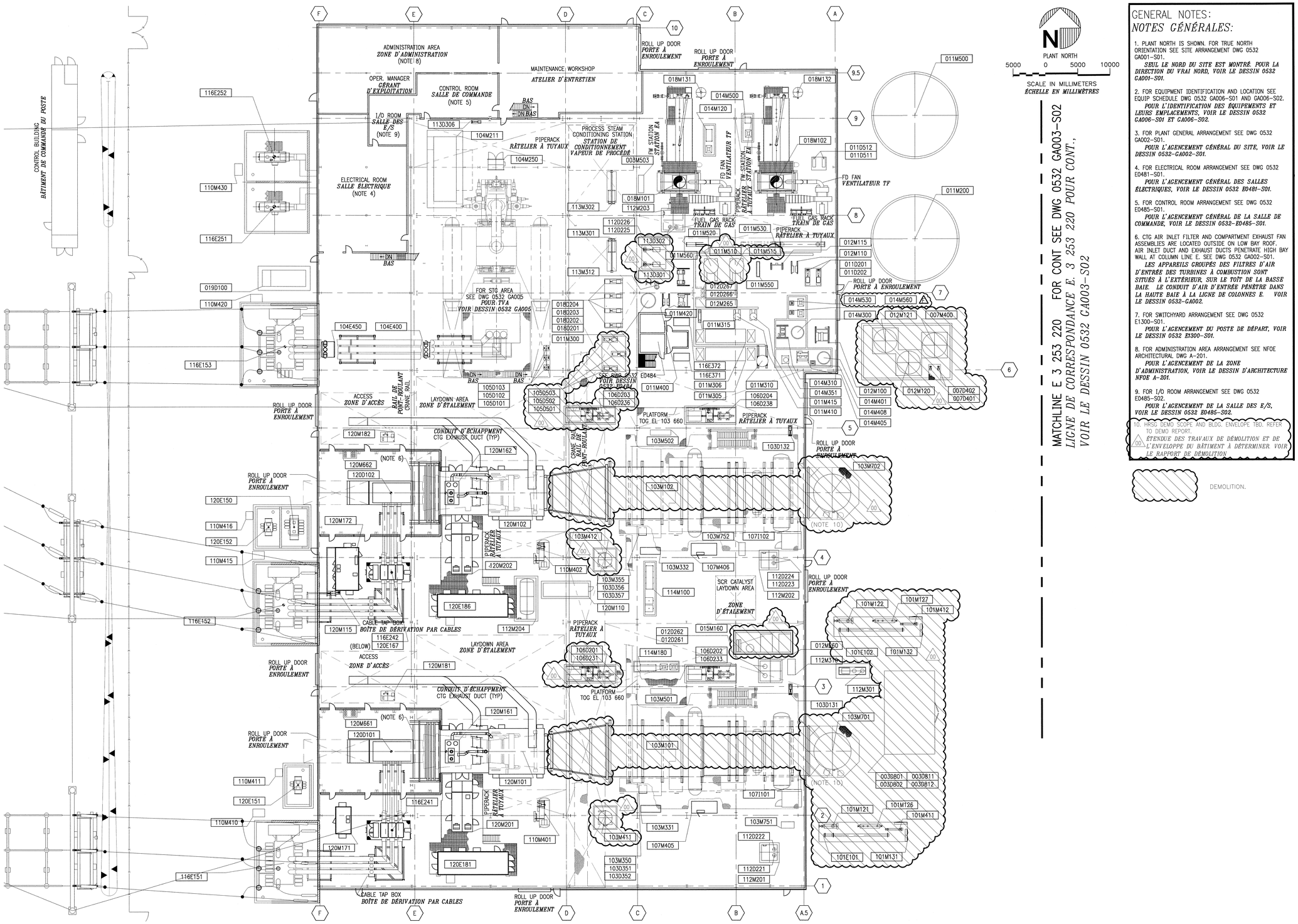
FAC # 0345 | STATION D'INGÉNIERIE/ENG STATION: | DISC # 01

PLANT GENERAL ARRANGEMENT
AGENCEMENT GÉNÉRAL DU SITE

ÉCHELLE/SCALE 1:750 | DESSIN #/DRAWING # 0532 GA002 SHT 01 RC-REG | RÉV/REV 00

TC_B1_BL.DWG 707X1000

DESSIN CDAO: NE PAS RÉVISER À LA MAIN/CADD DRAWING: DO NOT MAKE MANUAL REVISIONS



N

PLANT NORTH

5000 0 5000 10000

SCALE IN MILLIMETRES
ÉCHELLE EN MILLIMÈTRES

MATCHLINE E 3 253 220 FOR CONT SEE DWG 0532 GA003-S02
LIGNE DE CORRESPONDANCE E. 3 253 220 POUR CONT., VOIR LE DESSIN 0532 GA003-S02

GENERAL NOTES:
NOTES GÉNÉRALES:

1. PLANT NORTH IS SHOWN. FOR TRUE NORTH ORIENTATION SEE SITE ARRANGEMENT DWG 0532 GA001-S01.
SEUL LE NORD DU SITE EST MONTRÉ. POUR LA DIRECTION DU VRAI NORD, VOIR LE DESSIN 0532 GA001-S01.

2. FOR EQUIPMENT IDENTIFICATION AND LOCATION SEE EQUIP SCHEDULE DWG 0532 GA006-S01 AND GA006-S02.
POUR L'IDENTIFICATION DES ÉQUIPEMENTS ET LEURS EMPLACEMENTS, VOIR LE DESSIN 0532 GA006-S01 ET GA006-S02.

3. FOR PLANT GENERAL ARRANGEMENT SEE DWG 0532 GA002-S01.
POUR L'AGENCEMENT GÉNÉRAL DU SITE, VOIR LE DESSIN 0532-GA002-S01.

4. FOR ELECTRICAL ROOM ARRANGEMENT SEE DWG 0532 E0481-S01.
POUR L'AGENCEMENT GÉNÉRAL DES SALLES ÉLECTRIQUES, VOIR LE DESSIN 0532 E0481-S01.

5. FOR CONTROL ROOM ARRANGEMENT SEE DWG 0532 E0485-S01.
POUR L'AGENCEMENT GÉNÉRAL DE LA SALLE DE COMMANDE, VOIR LE DESSIN 0532-E0485-S01.

6. CTG AIR INLET FILTER AND COMPARTMENT EXHAUST FAN ASSEMBLIES ARE LOCATED OUTSIDE ON LOW BAY ROOF. AIR INLET DUCT AND EXHAUST DUCTS PENETRATE HIGH BAY WALL AT COLUMN LINE E. SEE DWG 0532 GA002-S01.
LES APPAREILS GROUPÉS DES FILTRES D'AIR D'ENTRÉE DES TURBINES À COMBUSTION SONT SITUÉS À L'EXTÉRIEUR, SUR LE TOIT DE LA BASSE BAIE. LE CONDUIT D'AIR D'ENTRÉE PÉNÈTRE DANS LA HAUTE BAIE À LA LIGNE DE COLONNES E. VOIR LE DESSIN 0532-GA002.

7. FOR SWITCHYARD ARRANGEMENT SEE DWG 0532 E1300-S01.
POUR L'AGENCEMENT DU POSTE DE DÉPART, VOIR LE DESSIN 0532 E1300-S01.

8. FOR ADMINISTRATION AREA ARRANGEMENT SEE NFOE ARCHITECTURAL DWG A-201.
POUR L'AGENCEMENT DE LA ZONE D'ADMINISTRATION, VOIR LE DESSIN D'ARCHITECTURE NFOE A-201.

9. FOR I/O ROOM ARRANGEMENT SEE DWG 0532 E0485-S02.
POUR L'AGENCEMENT DE LA SALLE DES E/S, VOIR LE DESSIN 0532 E0485-S02.

10. HRSG DEMO SCOPE AND BLDG. ENVELOPE TBD. REFER TO DEMO REPORT.
ÉTENDUE DES TRAVAUX DE DÉMOLITION ET DE L'ENVELOPPE DU BÂTIMENT À DÉTERMINER. VOIR LE RAPPORT DE DÉMOLITION

00

DEMOLITION.

DESSINS DE RÉFÉRENCE / REFERENCE DRAWINGS

DESSIN No / DRAWING No	TITRE / TITLE
–	

RÉVISION / REVISION

REV / REV	DATE	DESCRIPTION / DESCRIPTION
00	2025-12-04	ÉMIS POUR PERMIS / ISSUED FOR PERMIT

APPROBATION / APPROVAL

CODE PROJET / PROJECT CODE	DESSINATEUR / DRAFTER	VÉRIFICATEUR / DRAFTING CHECKER	CONCEPTEUR / DESIGNER	VÉRIF. CONCEPTEUR / DESIGN CHECKER	CHARGÉ PROJET / PROJECT MANAGER	COMPAGNIE / COMPANY
CA0055820.9636	DB	DT	DB	CH	GS	WSP

INGÉNIEUR / RPT
PROFESSIONAL ENGINEER/RPT

PERMIS / APPROBATION ING
PERMIT / ENG APPROVAL

DATE

2025-12-04

REV/REV | DATE | NUMÉRO DE PERMIS: / PERMIT NUMBER:

TC Énergie | wsp

BECANCOUR POWER PLANT

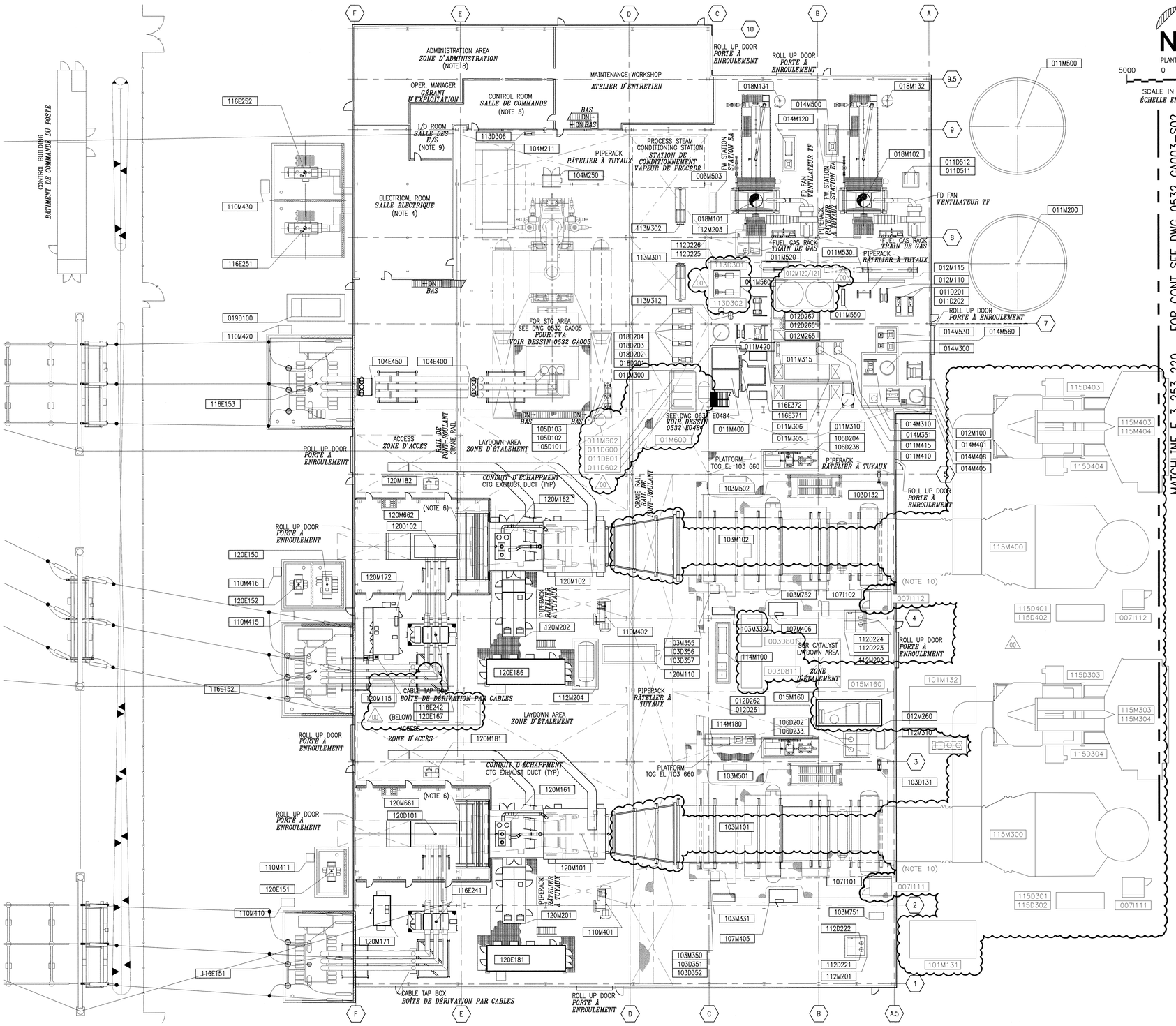
FAC # 0345 | STATION D'INGÉNIERIE/ENG STATION: | DISC # 01

GENERAL ARRANGEMENT / AGENCEMENT GÉNÉRAL
GROUND FLOOR POWER BUILDING AREA
REZ-DE CHAUSSÉE DU BÂTIMENT DE PUISSANCE

ÉCHELLE/SCALE 1:250 | DESSIN # / DRAWING # 0532 GA003 SHT 01 RFD-REG | REV/REV 00

TC_B1_BL.DWG 707X1000

DESSIN CDAO: NE PAS RÉVISER À LA MAIN/CADD DRAWING: DO NOT MAKE MANUAL REVISIONS



N
PLANT NORTH
5000 0 5000 10000
SCALE IN MILLIMETRES
ÉCHELLE EN MILLIMÈTRES

GENERAL NOTES:
NOTES GÉNÉRALES:

1. PLANT NORTH IS SHOWN. FOR TRUE NORTH ORIENTATION SEE SITE ARRANGEMENT DWG 0532 GA001-S01.
   SEUL LE NORD DU SITE EST MONTRÉ. POUR LA DIRECTION DU VRAI NORD, VOIR LE DESSIN 0532 GA001-S01.
2. FOR EQUIPMENT IDENTIFICATION AND LOCATION SEE EQUIP SCHEDULE DWG 0532 GA006-S01 AND GA006-S02.
   POUR L'IDENTIFICATION DES ÉQUIPEMENTS ET LEURS EMPLACEMENTS, VOIR LE DESSIN 0532 GA006-S01 ET GA006-S02.
3. FOR PLANT GENERAL ARRANGEMENT SEE DWG 0532 GA002-S01.
   POUR L'AGENCEMENT GÉNÉRAL DU SITE, VOIR LE DESSIN 0532-GA002-S01.
4. FOR ELECTRICAL ROOM ARRANGEMENT SEE DWG 0532 E0481-S01.
   POUR L'AGENCEMENT GÉNÉRAL DES SALLES ÉLECTRIQUES, VOIR LE DESSIN 0532 E0481-S01.
5. FOR CONTROL ROOM ARRANGEMENT SEE DWG 0532 E0485-S01.
   POUR L'AGENCEMENT GÉNÉRAL DE LA SALLE DE COMMANDE, VOIR LE DESSIN 0532-E0485-S01.
6. CTG AIR INLET FILTER AND COMPARTMENT EXHAUST FAN ASSEMBLIES ARE LOCATED OUTSIDE ON LOW BAY ROOF. AIR INLET DUCT AND EXHAUST DUCTS PENETRATE HIGH BAY WALL AT COLUMN LINE E. SEE DWG 0532 GA002-S01.
   LES APPAREILS GROUPÉS DES FILTRES D'AIR D'ENTRÉE DES TURBINES À COMBUSTION SONT SITUÉS À L'EXTÉRIEUR, SUR LE TOIT DE LA BASSE BAIE. LE CONDUIT D'AIR D'ENTRÉE PÉNÈTRE DANS LA HAUTE BAIE À LA LIGNE DE COLONNES E. VOIR LE DESSIN 0532-GA002.
7. FOR SWITCHYARD ARRANGEMENT SEE DWG 0532 E1300-S01.
   POUR L'AGENCEMENT DU POSTE DE DÉPART, VOIR LE DESSIN 0532 E1300-S01.
8. FOR ADMINISTRATION AREA ARRANGEMENT SEE NFOE ARCHITECTURAL DWG A-201.
   POUR L'AGENCEMENT DE LA ZONE D'ADMINISTRATION, VOIR LE DESSIN D'ARCHITECTURE NFOE A-201.
9. FOR I/O ROOM ARRANGEMENT SEE DWG 0532 E0485-S02.
   POUR L'AGENCEMENT DE LA SALLE DES E/S, VOIR LE DESSIN 0532 E0485-S02.
10. HRSG DEMO SCOPE AND BLDG. ENVELOPE TBD. REFER TO DEMO REPORT.
    ÉTENDUE DES TRAVAUX DE DÉMOLITION ET DE L'ENVELOPPE DU BÂTIMENT À DÉTERMINER. VOIR LE RAPPORT DE DÉMOLITION

NEW CONSTRUCTION
NOUVELLE CONSTRUCTION

DESSINS DE RÉFÉRENCE / REFERENCE DRAWINGS

DESSIN No / DRAWING No	TITRE / TITLE
–	

RÉVISION / REVISION

RÉV/REV	DATE	DESCRIPTION / DESCRIPTION
00	2025-12-04	ÉMIS POUR PERMIS / ISSUED FOR PERMIT

APPROBATION / APPROVAL

CODE PROJET / PROJECT CODE	DESSINATEUR / DRAFTER	VÉRIFICATEUR / DRAFTING CHECKER	CONCEPTEUR / DESIGNER	VÉRIF. CONCEPTEUR / DESIGN CHECKER	CHARGÉ PROJET / PROJECT MANAGER	COMPAGNIE / COMPANY
CA0055820.9636	DB	DT	DB	CH	GS	WSP

INGÉNIEUR / RPT PROFESSIONAL ENGINEER/RPT

PERMIS / APPROBATION ING PERMIT/ ENG APPROVAL

DATE

Cole Hobbs — 100277 — Qualified Professional Engineer — Province of Alberta

2025-12-04

RÉV/REV | DATE | NUMÉRO DE PERMIS: PERMIT NUMBER:

TC Énergie — wsp

BECANCOUR POWER PLANT

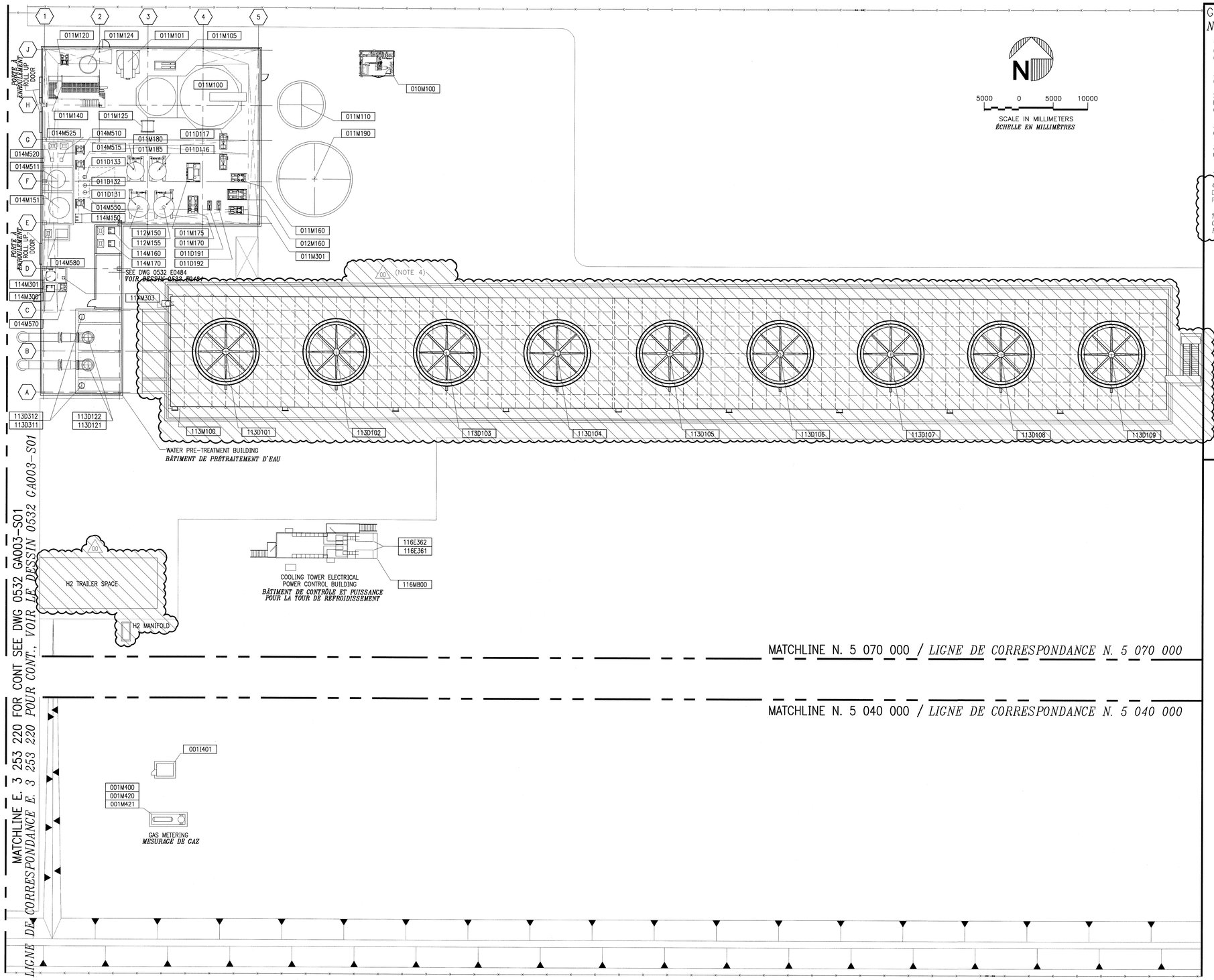
FAC #	STATION D'INGÉNIERIE/ENG STATION:	DISC #
0345		01

GENERAL ARRANGEMENT / AGENCEMENT GÉNÉRAL
GROUND FLOOR POWER BUILDING AREA
REZ-DE CHAUSSÉE DU BÂTIMENT DE PUISSANCE

ÉCHELLE/SCALE	DESSIN #/DRAWING #	RÉV/REV
1:250	0532 GA003 SHT 01 RF-REG	00

TC_B1_BL.DWG 707X1000

DESSIN CDAO: NE PAS RÉVISER À LA MAIN/CADD DRAWING: DO NOT MAKE MANUAL REVISIONS



GENERAL NOTES:
NOTES GÉNÉRALES:

1. PLANT NORTH IS SHOWN. FOR TRUE NORTH ORIENTATION SEE SITE ARRANGEMENT DWG 0532 GA001-S01.
SEUL LE NORD DU SITE EST MONTRÉ. POUR LA DIRECTION DU VRAI NORD, VOIR LE DESSIN 0532 GA001-S01.

2. FOR EQUIPMENT IDENTIFICATION AND LOCATION SEE EQUIPMENT SCHEDULE DWG 0532 GA006-S01 AND GA006-S02.
POUR L'IDENTIFICATION DES ÉQUIPEMENTS ET LEURS EMPLACEMENTS, VOIR LE DESSIN 0532 GA006-S01 ET GA006-S02.

3. FOR PLANT GENERAL ARRANGEMENT SEE DRAWING 0532 GA002-S01.
POUR L'AGENCEMENT GÉNÉRAL DU SITE, VOIR LE DESSIN 0532-GA002-S01.

4. COOLING TOWER STRUCTURE AND EQUIPMENT TO BE DEMOLISHED, BASIN CELLS 8 AND 9 WILL REMAIN IN PLACE.
LA STRUCTURE ET LES ÉQUIPEMENTS DE LA TOUR DE REFROIDISSEMENT SERONT DÉMOLIS, LES CELLULES DE BASSINS 8 ET 9 RESTERONT EN PLACE. 00

DEMOLITION.

DESSINS DE RÉFÉRENCE / REFERENCE DRAWINGS

DESSIN No / DRAWING No	TITRE / TITLE
–	

RÉVISION / REVISION

RÉV / REV	DATE	DESCRIPTION / DESCRIPTION
00	2025-12-04	ÉMIS POUR PERMIS / ISSUED FOR PERMIT

APPROBATION / APPROVAL

CODE PROJET / PROJECT CODE	DESSINATEUR / DRAFTER	VÉRIFICATEUR / DRAFTING CHECKER	CONCEPTEUR / DESIGNER	VÉRIF. CONCEPTEUR / DESIGN CHECKER	CHARGÉ PROJET / PROJECT MANAGER	COMPAGNIE / COMPANY
CA0055820.9636	DB	DT	DB	CH	GS	WSP

INGÉNIEUR / RPT. PROFESSIONAL ENGINEER/RPT

PERMIS / APPROBATION ING PERMIT/ ENG APPROVAL

DATE

2025-12-04

RÉV/REV | DATE | NUMÉRO DE PERMIS: PERMIT NUMBER:

TC Énergie wsp

BECANCOUR POWER PLANT

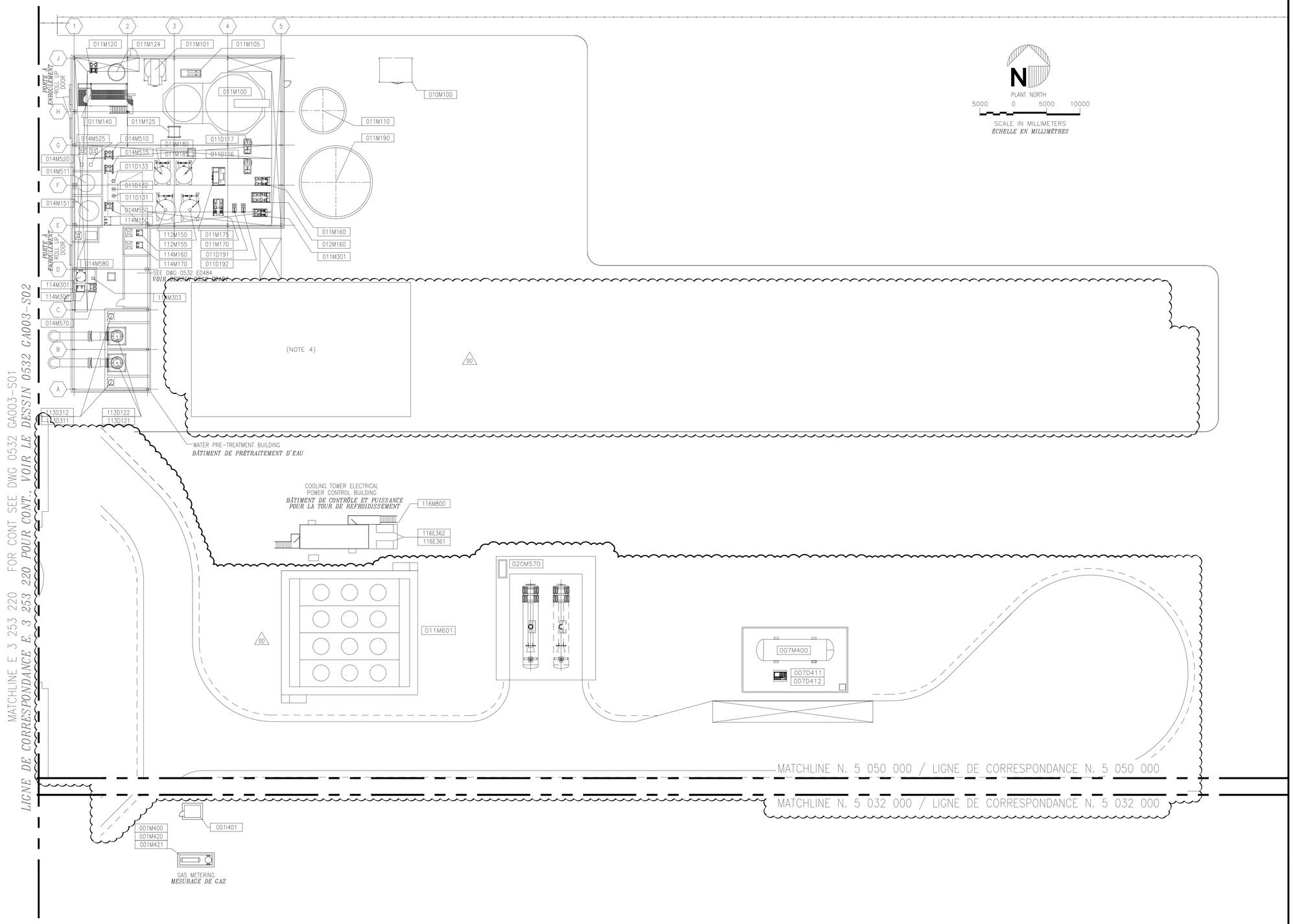
FAC # 0345 | STATION D'INGÉNIERIE/ENG STATION: | DISC # 01

GENERAL ARRANGEMENT / AGENCEMENT GÉNÉRAL GROUND FLOOR POWER BUILDING AREA REZ-DE CHAUSSÉE DU BÂTIMENT DE PUISSANCE

ÉCHELLE/SCALE 1:250 | DESSIN # /DRAWING # 0532 GA003 SHT 02 RED-REG | RÉV/REV 00

TC_B1_BL.DWG 707X1000

DESSIN CDAO: NE PAS RÉVISER À LA MAIN/CADD DRAWING: DO NOT MAKE MANUAL REVISIONS



GENERAL NOTES:
NOTES GÉNÉRALES:

1. PLANT NORTH IS SHOWN. FOR TRUE NORTH ORIENTATION SEE SITE ARRANGEMENT DWG 0532 GA001-S01.
   SEUL LE NORD DU SITE EST MONTRÉ. POUR LA DIRECTION DU VRAI NORD, VOIR LE DESSIN 0532 GA001-S01.

2. FOR EQUIPMENT IDENTIFICATION AND LOCATION SEE EQUIP SCHEDULE DWG 0532 GA006-S01 AND GA006-S02.
   POUR L'IDENTIFICATION DES ÉQUIPEMENTS ET LEURS EMPLACEMENTS, VOIR LE DESSIN 0532 GA006-S01 ET GA006-S02.

3. FOR PLANT GENERAL ARRANGEMENT SEE DWG 0532 GA002-S01.
   POUR L'AGENCEMENT GÉNÉRAL DU SITE, VOIR LE DESSIN 0532-GA002-S01.

4. COOLING TOWER STRUCTURE AND EQUIPMENT TO BE DEMOLISHED, BASIN CELLS 8 AND 9 WILL REMAIN IN PLACE.
   LA STRUCTURE ET LES ÉQUIPEMENTS DE LA TOUR DE REFROIDISSEMENT SERONT DÉMOLIS, LES CELLULES DE BASSINS 8 ET 9 RESTERONT EN PLACE. 00

DESSINS DE RÉFÉRENCE / REFERENCE DRAWINGS

DESSIN No / DRAWING No	TITRE / TITLE
–	

RÉVISION / REVISION

RÉV / REV	DATE	DESCRIPTION / DESCRIPTION
00	2025-12-04	ÉMIS POUR PERMIS / ISSUED FOR PERMIT

APPROBATION / APPROVAL

CODE PROJET / PROJECT CODE	DESSINATEUR / DRAFTER	VÉRIFICATEUR / DRAFTING CHECKER	CONCEPTEUR / DESIGNER	VÉRIF. CONCEPTEUR / DESIGN CHECKER	CHARGÉ PROJET / PROJECT MANAGER	COMPAGNIE / COMPANY
CA0055820.9636	DB	DT	DB	CH	GS	WSP

INGÉNIEUR / RPT PROFESSIONAL ENGINEER/RPT

PERMIS / APPROBATION ING PERMIT / ENG APPROVAL — DATE

2025-12-04

RÉV/REV | DATE | NUMÉRO DE PERMIS: PERMIT NUMBER:

TC Énergie | wsp

BECANCOUR POWER PLANT

FAC # 0345 | STATION D'INGÉNIERIE/ENG STATION: | DISC # 01

GENERAL ARRANGEMENT / AGENCEMENT GÉNÉRAL
GROUND FLOOR POWER BUILDING AREA
REZ-DE CHAUSSÉE DU BÂTIMENT DE PUISSANCE

ÉCHELLE/SCALE 1:250 | DESSIN #/DRAWING # 0532 GA003 SHT 02 RE-REG | RÉV/REV 00

TC_B1_BL.DWG 707X1000

DESSIN CDAO: NE PAS RÉVISER À LA MAIN/CADD DRAWING: DO NOT MAKE MANUAL REVISIONS

EQUIP NO.	DWG	DWG GRID	EQUIPMENT DESCRIPTION	NORTHING COORDINATE	NORTHING DESCRIPTION	EASTING COORDINATE	EASTING DESCRIPTION	ELEVATION	ELEVATION DESCRIPTION	REVISION
001I401	GA003-S02	A5	GAS CHROMATOGRAPH	5 029 315	SOUTH CORNER OF SKID	3 272 090	WEST CORNER OF SKID	99 610		E
001M400	GA003-S02	A5	FUEL GAS KNOCK-OUT DRUM SKID		see 001M420		see 001M420			D
001M420	GA003-S02	A5	FUEL GAS KNOCK-OUT DRUM	5 022 252	CENTERLINE OF DRUM	3 278 626	CENTERLINE OF DRUM	99 610	BOTTOM OF SKID	D
001M421	GA003-S02	A5	FLUE GAS KNOCK-OUT DRUM DRAINS TANK		see 001M420		see 001M420			E
003D801	GA003-S01	E4	FLUE GAS EXPORT FAN NO.1-1	5 053 050	NOTRH CORNER OF BLDG	3 228 800	WEST CORNER OF BLDG	100 000	BOTTOM OF SKID	E
003D802	GA003-S01	E4	FLUE GAS EXPORT FAN NO.1-2	5 053 050	NOTRH CORNER OF BLDG	3 228 800	WEST CORNER OF BLDG	100 000	BOTTOM OF SKID	E
003D803					DELETED		DELETED			D
003D811	GA003-S01	E4	FLUE GAS EXPORT FAN NO.2-1	5 052 400	NOTRH CORNER OF BLDG	3 228 800	WEST CORNER OF BLDG	100 112		D
003D812	GA003-S01	E4	FLUE GAS EXPORT FAN NO.2-2	5 052 400	NOTRH CORNER OF BLDG	3 228 800	WEST CORNER OF BLDG	100 112		D
003D813					DELETED		DELETED			D
003M503	GA003-S01	D2	SAMPLE PANEL NO.1C	5 129 250	NORTH EDGE OF SKID	3 191 625	EAST EDGE OF SKID	100 112	BOTTOM OF UNIT	A
007D401	GA003-S01	E2	AMMONIA TRANSFER PUMP NO.1	5 100 540	SOUTH EDGE OF SKID	3 237 500	EAST EDGE OF SKID			E
007D402	GA003-S01	E2	AMMONIA TRANSFER PUMP NO.2	5 100 540	SOUTH EDGE OF SKID	3 237 500	EAST EDGE OF SKID			E
007M400	GA003-S01	E2	AQUEOUS AMMONIA STORAGE TANK	5 103 511	CENTERLINE OF TANK	3 236 625	CENTERLINE OF TANK			E
010M100	GA003-S02	A1	FIRE PUMP HOUSE	5 157 880	NORTH EDGE OF SKID	3 309 130	EAST EDGE OF SKID			C
011D116	GA003-S02	B1	COOLING TOWER WATER MAKEUP PUMP NO.1	5 142 200	CENTERLINE PUMP DISCH.	3 283 820	FACE OF FLANGE DISCH.	100 110	BOTTOM PUMP BASE	E
011D117	GA003-S02	B1	COOLING TOWER WATER MAKEUP PUMP NO.2	5 145 170	CENTERLINE PUMP DISCH.	3 283 820	FACE OF FLANGE DISCH.	100 110	BOTTOM PUMP BASE	E
011D126	GA003-S02	A1	FILTER PRESS FEED PUMP NO.1		see 011M125		see 011M120			C
011D127	GA003-S02	A1	FILTER PRESS FEED PUMP NO.2		see 011M125		see 011M120			C
011D131	GA003-S02	A2	WATER PRE-TREATMENT AREA SUMP PUMP NO.1	5 137 215	CENTERLINE OF BASE PLATE	3 264 450	CENTERLINE OF BASE PLATE	99 960	BOTTOM OF BASE PLATE	C
011D132	GA003-S02	A2	WATER PRE-TREATMENT AREA SUMP PUMP NO.2	5 138 215	CENTERLINE OF BASE PLATE	3 264 450	CENTERLINE OF BASE PLATE	99 960	BOTTOM OF BASE PLATE	C
011D133	GA003-S02	A2	WATER PRE-TREATMENT AREA SUMP MIXER	5 139 415	CENTERLINE OF BASE PLATE	3 264 450	CENTERLINE OF BASE PLATE	99 960	BOTTOM OF BASE PLATE	C
011D161	GA003-S02	B1	RAW WATER MULTI-MEDIA FILTER FEED PUMP NO.1		see 011M160		see 011M160			C
011D162	GA003-S02	B1	RAW WATER MULTI-MEDIA FILTER FEED PUMP NO.2		see 011M160		see 011M160			C
011D171	GA003-S02	B2	RAW WATER MULTI-MEDIA FILTER BACKWASH PUMP NO.1		see 011M170		see 011M170			C
011D172	GA003-S02	B2	RAW WATER MULTI-MEDIA FILTER BACKWASH PUMP NO.2		see 011M170		see 011M170			C
011D176	GA003-S02	B1	RAW WATER/COOLING TOWER BLOWDOWN MULTIMEDIA FILTER AIR BLOWER NO.1		see 011M175		see 011M175			E
011D177	GA003-S02	B1	RAW WATER/COOLING TOWER BLOWDOWN MULTIMEDIA FILTER AIR BLOWER NO.2		see 011M175		see 011M175			E
011D191	GA003-S02	B2	SERVICE WATER PUMP NO.1	5 134 885	CENTERLINE PUMP DISCH.	3 282 510	CENTERLINE PUMP DISCH.	100 110	BOTTOM OF PUMP BASE	C
011D192	GA003-S02	B2	SERVICE WATER PUMP NO.2	5 134 885	CENTERLINE PUMP DISCH.	3 283 860	CENTERLINE PUMP DISCH.	100 110	BOTTOM OF PUMP BASE	C
011D201	GA003-S01	D2	DEMINERALIZED WATER PUMP NO.1	5 114 500	CENTERLINE PUMP DISCH.	3 216 990	CENTERLINE PUMP DISCH.	100 110	BOTTOM OF SKID BASE	C
011D202	GA003-S01	D2	DEMINERALIZED WATER PUMP NO.2	5 114 500	CENTERLINE PUMP DISCH.	3 218 650	CENTERLINE PUMP DISCH.	100 110	BOTTOM PUMP BASE	C
011D301	GA003-S02	B2	RO FEED PUMP NO.1		see 011M301		see 011M301			C
011D302	GA003-S02	B2	RO FEED PUMP NO.2		see 011M301		see 011M301			C
011D306	GA003-S01	D2	RO BOOSTER PUMP NO.1		see 011M305		see 011M305			C
011D307	GA003-S01	D2	RO BOOSTER PUMP NO.2		see 011M306		see 011M306			C
011D401	GA003-S01	D2	RO PERMEATE MIXED BED FEED PUMP NO.1		see 011M400		see 011M400			C
011D402	GA003-S01	D2	RO PERMEATE MIXED BED FEED PUMP NO.2		see 011M400		see 011M400			C
011D511	GA003-S01	D1	PROCESS CONDENSATE FORWARDING PUMP NO.1	5 131 765	CENTERLINE PUMP DISCH.	3 217 990	CENTERLINE PUMP DISCH.	100 922	CENTERLINE PUMP SUCT.	C
011D512	GA003-S01	D1	PROCESS CONDENSATE FORWARDING PUMP NO.2	5 131 765	CENTERLINE PUMP DISCH.	3 219 490	CENTERLINE PUMP DISCH.	100 922	CENTERLINE PUMP SUCT.	C
011M100	GA003-S02	B1	RAW WATER CLARIFIER/THICKENER SKID	5 151 070	CENTERLINE CLARIFIER TANK	3 282 485	CENTERLINE CLARIFIER TANK	100 000	BOTTOM CONCRETE BASE	E
011M101	GA003-S02	A1	RAPID MIX TANK SKID	5 156 085	CENTERLINE TANK	3 270 635	CENTERLINE TANK	100 110	BOTTOM OF STEEL BASE	E
011M105	GA003-S02	A1	SLUDGE RECIRCULATION PUMP SKID	5 154 930	FACE OF FLANGE SUCTION	3 276 430	CENTERLINE PUMP SUCTION	100 000	BOTTOM SKID BASE	C
011M110	GA003-S02	B1	CLARIFIED WATER TANK	5 149 986	CENTERLINE OF TANK	3 295 770	CENTERLINE OF TANK	100 110	BOTTOM OF TANK	D
011M120	GA003-S02	A1	FILTRATE PUMP SKID	5 155 715	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 261 865	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
011M124	GA003-S02	A1	FILTRATE TANK	5 155 715	CENTERLINE TANK	3 264 870	CENTERLINE TANK	100 110	BOTTOM OF TANK	C
011M125	GA003-S02	A1	FILTER PRESS FEED PUMP SKID	5 146 800	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 274 410	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
011M130	GA003-S02	A2	WATER PRE-TREATMENT AREA SUMP		N/A		N/A			C
011M140	GA003-S02	A1	FILTER PRESS	5 152 380	CENTERLINE OF FEED INLET	3 260 900	FACE OF FEED INLET	100 000	BOTTOM OF PLATFORM BAS	E
011M160	GA003-S02	B1	RAW WATER MULTIMEDIA FLITER FEED SKID	5 138 740	FACE OF FLANGE SUCTION	3 287 635	CENTERLINE PUMP SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	E
011M170	GA003-S02	B2	RAW WATER MULTIMEDIA FILTER BACKWASH SKID	5 134 387	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 279 335	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
011M175	GA003-S02	B1	RAW WATER/COOLING TOWER BLOWDOWN MULTIMEDIA FILTER AIR BLOWER SKID	5 139 960	CENTERLINE DISCHARGE	3 279 230	CENTERLINE DISCHARGE	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	E
011M180	GA003-S02	A1	RAW WATER MULTIMEDIA FILTER SKID NO 1	5 140 290	CENTERLINE OF SKID TANK	3 274 755	CENTERLINE OF SKID TANK	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	E
011M185	GA003-S02	A1	RAW WATER MULTIMEDIA FILTER SKID NO 2	5 140 290	CENTERLINE OF SKID TANK	3 271 955	CENTERLINE OF SKID TANK	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	E
011M190	GA003-S02	B1	SERVICE WATER STORAGE TANK	5 139 245	CENTERLINE OF TANK	3 297 715	CENTERLINE OF TANK	100 012	BOTTOM OF TANK	E
011M200	GA003-S01	E2	DEMINERALIZED WATER STORAGE TANK	5 119 330	CENTERLINE OF TANK	3 233 630	CENTERLINE OF TANK	100 012	BOTTOM OF TANK	C
011M300	GA003-S01	D2	RO PERMEATE TANK	5 109 825	CENTERLINE OF TANK	3 192 295	CENTERLINE OF TANK	100 110	BOTTOM OF TANK	C
011M301	GA003-S02	B2	RO FEED SKID	5 134 110	FACE OF FLANGE SUCTION	3 287 295	CENTERLINE PUMP SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	E
011M305	GA003-S01	D2	REVERSE OSMOSIS RO SKID NO.1	5 102 450	NORTH EDGE OF SKID	3 201 205	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
011M306	GA003-S01	D2	REVERSE OSMOSIS RO SKID NO.2	5 105 290	NORTH EDGE OF SKID	3 201 205	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
011M310	GA003-S01	D2	RO CLEAN-IN-PLACE SKID	5 100 440	CENTERLINE SKID TANK	3 209 935	CENTERLINE SKID TANK	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
011M315	GA003-S01	D2	RO FEED CARTRIDGE FILTER SKID	5 107 400	CENTERLINE UNIT INLET	3 200 950	FACE OF FLANGE OUTLET	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
011M400	GA003-S01	D2	RO PERMEATE MIXED BED FEED SKID	5 110 670	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 194 500	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
011M410	GA003-S01	D2	RO PERMEATE MIXED BED POLISHER SKID NO.1	5 107 365	CENTERLINE SKID TANK	3 206 030	CENTERLINE SKID TANK	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
011M415	GA003-S01	D2	RO PERMEATE MIXED BED POLISHER SKID NO.2	5 107 365	CENTERLINE SKID TANK	3 208 560	CENTERLINE SKID TANK	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
011M420	GA003-S01	D2	RO PERMEATE MIXED BED AIR BLOWER SKID	5 109 825	CENTERLINE DISCHARGE	3 198 550	CENTERLINE DISCHARGE	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
011M500	GA003-S01	E1	CONDENSATE RETURN STORAGE TANK	5 138 430	CENTERLINE OF TANK	3 233 630	CENTERLINE OF TANK	100 012	BOTTOM OF TANK	D
011M510	GA003-S01	D2	PROCESS CONDENSATE POLISHER SKID NO.1	5 115 165	CENTERLINE TANK SKID	3 202 000	CENTERLINE SKID TANK	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
011M515	GA003-S01	D2	PROCESS CONDENSATE POLISHER SKID NO.2	5 115 165	CENTERLINE TANK SKID	3 205 965	CENTERLINE SKID TANK	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
011M520	GA003-S01	D2	PROCESS CONDENSATE COOLER	5 118 500	CENTERLINE OF UNIT	3 198 214	WEST EDGE OF UNIT	100 110	BASE OF UNIT	B
011M530	GA003-S01	D2	AUXILIARY PROCESS CONDENSATE COOLER	5 118 500	CENTERLINE OF UNIT	3 211 947	WEST EDGE OF UNIT	102 255	CENTERLINE FO UNIT	D
011M550	GA003-S01	D2	PROCESS CONDENSATE CARTRIDGE FILTER SKID	5 114 665	CENTERLINE UNIT INLET	3 209 310	CENTERLINE UNIT INLET	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
011M560	GA003-S01	D2	PROCESS CONDENSATE POLISHER AIR BLOWER SKID	5 113 595	CENTERLINE DISCHARGE	3 198 550	CENTERLINE DISCHARGE	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
012D111	GA003-S01	D2	RO PERMEATE MIXED BED REGENERATION PUMP NO.1		see 012M110		see 012M110			C
012D112	GA003-S01	D2	RO PERMEATE MIXED BED REGENERATION PUMP NO.2		see 012M110		see 012M110			C
012D261	GA003-S01	D4	PLANT WASTEWATER RETENTION SUMP PUMP NO.1	5 052 400	CENTERLINE OF SUMP	3 211 125	CENTERLINE OF SUMP			B
012D262	GA003-S01	D4	PLANT WASTEWATER RETENTION SUMP PUMP NO.2	5 052 400	CENTERLINE OF SUMP	3 211 125	CENTERLINE OF SUMP			B
012D266	GA003-S01	D2	WATER TREATMENT AREA SUMP PUMP NO.1	5 110 625	CENTERLINE OF BASE PLATE	3 200 690	CENTERLINE OF BASE PLATE	99 960	BOTTOM OF BASE PLATE	D
012D267	GA003-S01	D2	WATER TREATMENT AREA SUMP PUMP NO.2	5 111 375	CENTERLINE OF BASE PLATE	3 200 690	CENTERLINE OF BASE PLATE	99 960	BOTTOM OF BASE PLATE	D
012M100	GA003-S01	D2	NEUTRALIZATION PUMP SKID	5 105 660	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 220 265	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
012M110	GA003-S01	D2	RO PERMEATE MIXED BED REGENERATION SKID	5 114 002	SOUTH EDGE OF SKID	3 214 488	WEST EDGE OF SKID			E
012M115	GA003-S01	D2	PROCESS CONDENSATE POLISHER REGENERATION SKID	5 115 055	CENTERLINE INLET	3 211 400	CENTERLINE INLET	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
012M120	GA003-S01	E2	NEUTRALIZATION TANK NO.1	5 101 811	CENTERLINE OF TANK	3 232 625	CENTERLINE OF TANK	100 030	BOTTOM OF TANK	E
012M121	GA003-S01	E2	NEUTRALIZATION TANK NO.2	5 105 211	CENTERLINE OF TANK	3 229 025	CENTERLINE OF TANK	100 030	BOTTOM OF TANK	E
012M160	GA003-S02	B2	COOLING TOWER NO.1 BLOWDOWN MULTIMEDIA FILTER BACKWASH SKID	5 136 250	FACE OF FLANGE SUCTION	3 287 620	CENTERLINE PUMP SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
012M260	GA003-S01	D4	PLANT WASTEWATER RETENTION SUMP	5 052 400	CENTERLINE OF SUMP	3 211 125	CENTERLINE OF SUMP			A
012M265	GA003-S01	D2	WATER TREATMENT AREA SUMP		N/A		N/A			C
014D121	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.1 PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.1		see 014M120		see 014M120			C
014D122	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.1 PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.2		see 014M120		see 014M120			C
014D126	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.2 PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.1		see 014M120		see 014M120			C
014D127	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.2 PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.2		see 014M120		see 014M120			C
014D128	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER METERING PUMP NO.1		see 014M120		see 014M120			C
014D129	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER METERING PUMP NO.2		see 014M120		see 014M120			C
014D131	GA003-S01	D4	AUXILIARY BOILER O2 SCAVENGER INJECTION PUMP NO.1		see 014M180		see 014M180			C
014D132	GA003-S01	D4	AUXILIARY BOILER O2 SCAVENGER INJECTION PUMP NO.2		see 014M180		see 014M180			C
014D141	GA003-S01	D4	AUXILIARY BOILER AMINE INJECTION PUMP NO.1		see 014M180		see 014M180			C
014D142	GA003-S01	D4	AUXILIARY BOILER AMINE INJECTION PUMP NO.2		see 014M180		see 014M180			C
014D311	GA003-S01	D2	MIXED BED ACID PUMP NO.1		see 014M310		see 014M310			C
014D312	GA003-S01	D2	MIXED BED ACID PUMP NO.2		see 014M310		see 014M310			C
014D406	GA003-S01	D2	MIXED BED CAUSTIC PUMP NO.1		see 014M405		see 014M405			C
014D407	GA003-S01	D2	MIXED BED CAUSTIC PUMP NO.2		see 014M405		see 014M405			C
014D408	GA003-S01	D2	RO CAUSTIC PUMP NO.1		see 011M408		see 011M408			C
014D409	GA003-S01	D2	RO CAUSTIC PUMP NO.2		see 011M408		see 011M408			C
014D501	GA003-S01	D1	CT WASTEWATER SODIUM BISULFITE INJECTION PUMP NO.1		see 014M500		see 014M500			C
014D502	GA003-S01	D1	CT WASTEWATER SODIUM BISULFITE INJECTION PUMP NO.2		see 014M500		see 014M500			C
014D511	GA003-S01	A1	RAW WATER CLARIFIER COAGULANT PUMP NO.1		see 014M510		see 014M510			C
014D512	GA003-S01	A1	RAW WATER CLARIFIER COAGULANT PUMP NO.2		see 014M510		see 014M510			C
014D521	GA003-S02	A1	RAW WATER CLARIFIER/THICKENER POLYMER PUMP NO.1		see 014M520		see 014M520			C
014D522	GA003-S02	A1	RAW WATER CLARIFIER/THICKENER POLYMER PUMP NO.2		see 014M520		see 014M520			C
014D526	GA003-S02	A1	RAW WATER FILTER PRESS POLYMER PUMP NO.1		see 014M525		see 014M525			C

EQUIP NO.	DWG	DWG GRID	EQUIPMENT DESCRIPTION	NORTHING COORDINATE	NORTHING DESCRIPTION	EASTING COORDINATE	EASTING DESCRIPTION	ELEVATION	ELEVATION DESCRIPTION	REVISION
014D527	GA003-S02	A1	RAW WATER FILTER PRESS POLYMER PUMP NO.2		see 014M525		see 014M525			C
014D531	GA003-S01	D2	RO ANTI-SCALANT PUMP NO.1		see 014M530		see 014M530			C
014D532	GA003-S01	D2	RO ANTI-SCALANT PUMP NO.2		see 014M530		see 014M530			C
014D551	GA003-S02	A2	RAW WATER SODIUM HYPOCHLORITE PUMP NO.1		see 014M550		see 014M550			C
014D552	GA003-S02	A2	RAW WATER SODIUM HYPOCHLORITE PUMP NO.2		see 014M550		see 014M550			C
014D561	GA003-S01	D2	RO SODIUM BISULFITE PUMP NO.1		see 014M560		see 014M560			C
014D562	GA003-S01	D2	RO SODIUM BISULFITE PUMP NO.2		see 014M560		see 014M560			C
014D581	GA003-S02	A2	RAW WATER CAUSTIC PUMP NO.1		see 014M580		see 014M580			C
014D582	GA003-S02	A2	RAW WATER CAUSTIC PUMP NO.2		see 014M580		see 014M580			C
014M120	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER PHOSPHATE INJECTION SKID	5 136 310	NORTH EDGE OF SKID	3 201 285	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
014M151	GA003-S02	A2	SODIUM HYPOCHLORITE STORAGE TANK	5 134 975	CENTERLINE OF TANK	3 260 720	CENTERLINE OF TANK	100 110	BOTTOM OF TANK	D
014M300	GA003-S01	D2	HYDROCHLORIC ACID TANK	5 104 850	CENTERLINE OF TANK	3 215 400	CENTERLINE OF TANK	100 110	BOTTOM OF TANK	C
014M310	GA003-S01	D2	MIXED BED ACID SKID	5 105 252	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 213 862	FACE OF FLANGE SUCTION	100 110	BOTTOM OF SKID BASE	D
014M351	GA003-S01	D2	HCL FUME SCRUBBER SKID	5 100 580	CENTERLINE SKID TANK	3 213 585	CENTERLINE SKID TANK	100 110	BOTTOM OF SKID BASE	C
014M401	GA003-S01	D2	CAUSTIC TANK	5 100 885	CENTERLINE OF TANK	3 219 450	CENTERLINE OF TANK	100 110	BOTTOM OF TANK	D
014M405	GA003-S01	D2	MIXED BED CAUSTIC SKID	5 101 950	FACE OF FLANGE SUCTION	3 216 980	CENTERLINE PUMP SUCTION	100 110	BOTTOM OF SKID BASE	E
014M408	GA003-S01	D2	RO CAUSTIC SKID	5 100 390	FACE OF FLANGE SUCTION	3 217 930	CENTERLINE PUMP SUCTION	100 110	BOTTOM OF SKID BASE	D
014M500	GA003-S01	D1	CT WASTEWATER SODIUM BISULFITE INJECTION SKID	5 137 360	`	3 207 310	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
014M510	GA003-S02	A1	RAW WATER CLARIFIER COAGULANT SKID	5 142 845	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 263 125	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	E
014M511	GA003-S02	A2	RAW WATER COAGULANT STORAGE TANK	5 139 125	CENTERLINE OF TANK	3 260 830	CENTERLINE OF TANK	100 110	BOTTOM OF TANK	E
014M515	GA003-S02	A2	RAW WATER MULTIMEDIA FILTER COAGULANT SKID	5 140 715	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 263 125	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
014M520	GA003-S02	A1	RAW WATER CLARIFIER/THICKENER POLYMER PUMP SKID		N/A		N/A			C
014M525	GA003-S02	A1	RAW WATER FILTER PRESS POLYMER SKID		N/A		N/A			C
014M530	GA003-S01	D2	RO ANTI SCALANT SKID	5 109 590	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 214 790	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
014M550	GA003-S02	A2	RAW WATER SODIUM HYPOCHLORITE SKID	5 135 125	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 263 125	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
014M560	GA003-S01	D2	RO SODIUM BISULPHITE SKID	5 108 140	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 214 790	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
014M570	GA003-S02	A2	RAW WATER SULFURIC ACID SKID	5 124 085	FACE OF FLANGE SUCTION	3 260 740	CENTERLINE PUMP SUCTION	100 500	BOTTOM OF SKID BASE	D
014M580	GA003-S02	A2	RAW WATER CAUSTIC SKID	5 130 895	CENTERLINE PUMP DISCH.	3 260 235	FACE OF FLANGE PUMP DISC	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
015D501	GA002-S01	B2	MAINTENANCE AND WAREHOUSE AREA FAN NO.1		see dwg 0532 S002-03		see dwg 0532 S002-03			E
015D502	GA002-S01	C2	MAINTENANCE AND WAREHOUSE AREA FAN NO.2		see dwg 0532 S002-03		see dwg 0532 S002-03			E
015D511	GA002-S01	C3	WATER PRE-TREATMENT AND PUMP HOUSE EXHAUST FAN NO.1		see dwg 0532 S010-02		see dwg 0532 S010-02			E
015D512	GA002-S01	C3	WATER PRE-TREATMENT AND PUMP HOUSE EXHAUST FAN NO.2		see dwg 0532 S010-02		see dwg 0532 S010-02			E
015D513	GA002-S01	C3	WATER PRE-TREATMENT AND PUMP HOUSE EXHAUST FAN NO.3		see dwg 0532 S010-02		see dwg 0532 S010-02			E
015D514	GA002-S01	C2	WATER PRE-TREATMENT AND PUMP HOUSE EXHAUST FAN NO.4		see dwg 0532 S010-02		see dwg 0532 S010-02			E
015D515	GA002-S01	C4	HRSG BUILDING MINIMUM VENTILATION EXHAUST FAN NO.1		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D516	GA002-S01	C4	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.1		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D517	GA002-S01	C4	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.2		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D518	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.3		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D519	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.4		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D520	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.5		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D521	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.6		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D522	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.7		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D523	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.8		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D524	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.9		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D525	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.10		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D526	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.11		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D527	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING MINIMUM VENTILATION EXHAUST FAN NO.2		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D528	GA002-S01	B4	TURBINE HALL MINIMUM VENTILATION EXHAUST FAN NO.1		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D529	GA002-S01	C4	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.1		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D530	GA002-S01	B3	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.2		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D531	GA002-S01	B3	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.3		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D532	GA002-S01	B3	TURBINE HALL MINIMUM VENTILATION EXHAUST FAN NO.2		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D533	GA002-S01	B3	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.4		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D534	GA002-S01	B3	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.5		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D535	GA002-S01	B3	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.6		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D536	GA002-S01	C3	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.7		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D537	GA002-S01	C3	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.8		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D538	GA002-S01	B2	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.9		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D539	GA002-S01	C2	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.10		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D540	GA002-S01	C2	AUXILIARY BOILER HALL MINIMUM VETILATION EXHAUST FAN		see dwg 0532 S002-02		see dwg 0532 S002-02			D
015D541	GA002-S01	C2	AUXILIARY BOILER HALL EXHAUST FAN NO.1		see dwg 0532 S002-02		see dwg 0532 S002-02			D
015D542	GA002-S01	C3	AUXILIARY BOILER HALL EXHAUST FAN NO.2		see dwg 0532 S002-02		see dwg 0532 S002-02			D
015E214	GA020-S01	E2	AMMONIA STORAGE TANK AREA TEMPERING UNIT		TBD BY FIELD		TBD BY FIELD			E
015E216	GA020-S01	D2	WATER TREATMENT AREA TEMPERING UNIT	5 108 150	CENTERLINE UNIT TANK	3 212 305	CENTERLINE UNIT TANK	100 000	BOTTOM SKID BASE	E
015E218	GA020-S01	B2	BATTERY ROOM PORTABLE EMERGENCY EYEWASH		TBD BY FIELD		TBD BY FIELD			E
015E220	GA020-S02	A2	WATER PRE-TREATMENT BUILDING TEMPERING UNIT NO 1	5 125 375	CENTERLINE UNIT TANK	3 264 825	CENTERLINE UNIT TANK	100 000	BOTTOM SKID BASE	E
015E222	GA020-S01	D1	AUXILIARY BOILER CHEMICAL FEED TEMPERING UNIT	5 136 320	CENTERLINE UNIT TANK	3 205 980	CENTERLINE UNIT TANK	100 000	BOTTOM SKID BASE	E
015E224	GA020-S02	A1	WATER PRE-TREATMENT BULDING TEMPERING UNIT NO 2	5 143 970	CENTERLINE UNIT TANK	3 267 680	CENTERLINE UNIT TANK	100 000	BOTTOM SKID BASE	E
015E226	GA020-S01	D3	LABORATORY PORTABLE EMERGENCY EYEWASH		TBD BY FIELD		TBD BY FIELD			E
015M160	GA003-S01	D4	AIR COMPRESSOR SKID	5 058 370	NORTH EDGE OF SKID	3 214 295	EAST EDGE OF SKID	100 110	BOTTOM SKID BASE	D
015M213	GA020-S01	E2	AMMONIA STORAGE TANK AREA EMERGENCY SHOWER/EYEWASH	5 097 861	NORTH EDGE OF SHOWER BO	3 234 600	EAST EDGE OF SHOWER BOX	100 000	BOTTOM OF SOWER BOX	E
015M215	GA020-S01	D2	WATER TREATMENT AREA EMERGENCY SHOWER/EYEWASH	5 110 300	CENTERLINE SHOWER BASE	3 211 980	CENTERLINE SHOWER BASE	99 960	BOTTOM SHOWER BASE	E
015M217	GA020-S01	B2	BATTERY ROOM EMERGENCY EYEWASH		TBD BY FIELD		TBD BY FIELD			E
015M219	GA020-S02	A2	WATER PRE-TREATMENT BUILDING EMERGENCY SHOWER/EYEWASH NO 1	5 127 860	CENTERLINE SHOWER BASE	3 265 260	CENTERLINE SHOWER BASE	99 960	BOTTOM SHOWER BASE	E
015M221	GA020-S01	D1	AUXILIARY BOILER CHEMICAL FEED EMERGENCY SHOWER/EYEWASH	5 134 695	CENTERLINE SHOWER BASE	3 206 375	CENTERLINE SHOWER BASE	99 960	BOTTOM SHOWER BASE	E
015M223	GA020-S02	A1	WATER PRE-TREATMENT BUILDING EMERGENCY SHOWER/EYEWASH NO 2	5 144 190	CENTERLINE SHOWER BASE	3 266 510	CENTERLINE SHOWER BASE	99 960	BOTTOM SHOWER BASE	E
018D201	GA003-S01	C2	AUXILIARY BOILER/ATTEMPERATION PUMP NO.1	5 106 020	CENTERLINE OF PUMP	3 187 469	CENTERLINE PUMP SUCT.	100 476	CENTERLINE OF SUCTION	C
018D202	GA003-S01	C2	AUXILIARY BOILER/ATTEMPERATION PUMP NO.2	5 108 270	CENTERLINE OF PUMP	3 187 469	CENTERLINE PUMP SUCT.	100 476	CENTERLINE OF SUCTION	C
018D203	GA003-S01	C2	AUXILIARY BOILER/ATTEMPERATION PUMP NO.3	5 110 520	CENTERLINE OF PUMP	3 187 469	CENTERLINE PUMP SUCT.	100 476	CENTERLINE OF SUCTION	C
018D204	GA003-S01	C2	AUXILIARY BOILER/ATTEMPERATION PUMP NO.4	5 112 770	CENTERLINE OF PUMP	3 187 469	CENTERLINE PUMP SUCT.	100 476	CENTERLINE OF SUCTION	C
018M101	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.1	5 128 200	CENTERLINE OF STACK	3 197 160	CENTERLINE OF STACK	100 152	BASE OF STEEL	C
018M102	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.2	5 128 200	CENTERLINE OF STACK	3 212 160	CENTERLINE OF STACK	100 152	BASE OF STEEL	C
018M108	GA005-S01	E5	DEAERATOR	5 101 990	CENTERLINE OF EQUIP	3 195 710	CENTERLINE OF EQUIP	114 884	CENTERLINE OF EQUIP	D
018M131	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.1 BLOWOFF TANK	5 142 000	CENTERLINE OF TANK	3 200 488	CENTERLINE OF TANK	100 000	BASE OF BASE PLATE	B
018M132	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.2 BLOWOFF TANK	5 142 000	CENTERLINE OF TANK	3 215 488	CENTERLINE OF TANK	100 000	BASE OF BASE PLATE	B
019D100	GA003-S01	B2	EMERGENCY DIESEL GENERATOR	5 111 970	SOUTH EDGE OF UNIT	3 132 525	WEST EDGE OF UNIT			A
101E101	GA003-S01	E5	ELECTRIC FUEL GAS HEATER NO.1A		see 101M131		see 101M131			C
101E102	GA003-S01	E4	ELECTRIC FUEL GAS HEATER NO.1B		see 101M132		see 101M132			C
101M121	GA003-S01	E5	CTG NO.1A FUEL GAS FILTER		see 101M131		see 101M131			C
101M122	GA003-S01	E4	CTG NO.1B FUEL GAS FILTER		see 101M132		see 101M132			C
101M126	GA003-S01	E5	CTG NO.1A FUEL GAS DRAINS TANK		see 101M131		see 101M131			C
101M127	GA003-S01	E4	CTG NO.1B FUEL GAS DRAINS TANK		see 101M132		see 101M132			C
101M131	GA003-S01	E5	TRAIN NO.1A FUEL GAS CONDITIONING SKID	5 025 860	SOUTH EDGE OF SKID	3 218 610	WEST EDGE OF SKID	100 110	BOTTOM OF SKID BASE	D
101M132	GA003-S01	E4	TRAIN NO.1B FUEL GAS CONDITIONING SKID	5 057 726	SOUTH EDGE OF SKID	3 220 978	WEST EDGE OF SKID	100 110	BOTTOM OF SKID BASE	D
101M411	GA003-S01	E5	TRAIN NO.1A FUEL GAS PERFORMANCE HEATER		see 101M131		see 101M131			C
101M412	GA003-S01	E4	TRAIN NO.1B FUEL GAS PERFORMANCE HEATER		see 101M132		see 101M132			C
103D131	GA003-S01	D4	HRSG NO.1A FEEDWATER PREHEATER CIRCULATION PUMP	5 049 003	CENTERLINE OF DISCH	3 214 239	CENTERLINE OF DISCH	100 655	CENTERLINE OF SUCTION	D
103D132	GA003-S01	D3	HRSG NO.1B FEEDWATER PREHEATER CIRCULATION PUMP	5 089 003	CENTERLINE OF DISCH	3 214 239	CENTERLINE OF DISCH	100 655	CENTERLINE OF SUCTION	D
103D351	GA003-S01	C4	HRSG NO.1A DUCT BURNER SCANNER COOLING & PILOT AIR BLOWER #1	5 033 443	SOUTH EDGE OF SKID	3 190 746	WEST EDGE OF SKID			C
103D352	GA003-S01	C4	HRSG NO.1A DUCT BURNER SCANNER COOLING & PILOT AIR BLOWER #2	5 033 443	SOUTH EDGE OF SKID	3 190 746	WEST EDGE OF SKID			C
103D356	GA003-S01	C3	HRSG NO.1B DUCT BURNER SCANNER COOLING & PILOT AIR BLOWER #1	5 073 443	SOUTH EDGE OF SKID	3 190 746	WEST EDGE OF SKID			C
103D357	GA003-S01	C3	HRSG NO.1B DUCT BURNER SCANNER COOLING & PILOT AIR BLOWER #2	5 073 443	SOUTH EDGE OF SKID	3 190 746	WEST EDGE OF SKID			C

DEMOLITION.

DESSINS DE RÉFÉRENCE / REFERENCE DRAWINGS

DESSIN No / DRAWING No	TITRE / TITLE
-	

RÉVISION / REVISION

RÉV REV	DATE	DESCRIPTION / DESCRIPTION	CODE PROJET PROJECT CODE	DESSINATEUR DRAFTER	VÉRIFICATEUR DRAFTING CHECKER	CONCEPTEUR DESIGNER	VÉRIF. CONCEPTEUR DESIGN CHECKER	CHARGÉ PROJET PROJECT MANAGER	COMPAGNIE COMPANY
00	2025-12-04	ÉMIS POUR PERMIS – DEMOLITION / ISSUED FOR PERMIT – DEMOLITION	CA0055820.9636	MRR	DT	DB	CH	GS	WSP

INGÉNIEUR / RPT PROFESSIONAL ENGINEER/RPT

PERMIS / APPROBATION ING PERMIT/ ENG APPROVAL — DATE

Colin Hirjaba 134478 — 2025-12-04

RÉV/REV — DATE — NUMÉRO DE PERMIS: PERMIT NUMBER:

TC Énergie

BECANCOUR POWER PLANT

FAC # 0345 — STATION D'INGÉNIERIE/ENG STATION: — DISC # 01

GENERAL ARRANGEMENT / AGENCEMENT GÉNÉRAL EQUIPMENT LOCATION & IDENTIFICATION SCHEDULE [FR]

ÉCHELLE/SCALE NTS — DESSIN #/DRAWING # 0532 GA006 SHT 01 RED-REG — RÉV/REV 00

TC_B1_BL.DWG 707X1000

DESSIN CDAO: NE PAS RÉVISER À LA MAIN/CADD DRAWING: DO NOT MAKE MANUAL REVISIONS

EQUIP NO.	DWG	DWG GRID	EQUIPMENT DESCRIPTION	NORTHING COORDINATE (NOTE 7)	NORTHING DESCRIPTION	EASTING COORDINATE (NOTE 7)	EASTING DESCRIPTION	ELEVATION (NOTE 7)	ELEVATION DESCRIPTION	REVISION
001I401	GA003-S02	A5	GAS CHROMATOGRAPH	5 029 315	SOUTH CORNER OF SKID	3 272 090	WEST CORNER OF SKID	99 610		E
001M400	GA003-S02	A5	FUEL GAS KNOCK-OUT DRUM SKID		see 001M420		see 001M420			D
001M420	GA003-S02	A5	FUEL GAS KNOCK-OUT DRUM	5 022 252	CENTERLINE OF DRUM	3 278 626	CENTERLINE OF DRUM	99 610	BOTTOM OF SKID	D
001M421	GA003-S02	A5	FLUE GAS KNOCK-OUT DRUM DRAINS TANK		see 001M420		see 001M420			E
003D801	**GA003-S01**		**FLUE GAS EXPORT FAN NO. 1A / VENTILATEUR NO.1A D'EXPORTATION DU GAZ BRULÉ**	**5 066 093**	**SOUTH EDGE OF SKID**	**3 195 209**	**WEST EDGE OF SKID**	**99 960**	**BOTTOM OF SKID BASE**	
003D803					DELETED		DELETED			D
003D811	**GA003-S01**		**FLUE GAS EXPORT FAN NO. 2A / VENTILATEUR NO.2A D'EXPORTATION DU GAZ BRULÉ**	**5 060 338**	**SOUTH EDGE OF SKID**	**3 195 209**	**WEST EDGE OF SKID**	**99 960**	**BOTTOM OF SKID BASE**	
003D813					DELETED		DELETED			D
003M503	GA003-S01	D2	SAMPLE PANEL NO.1C	5 129 250	NORTH EDGE OF SKID	3 191 625	EAST EDGE OF SKID	100 112	BOTTOM OF UNIT	A
007D411	**GA003-S02**		**AQUEOUS AMMONIA TRANSFER PUMP NO. 1 / POMPE DE TRANSFERT DE L'AMMONIAQUE EN SOLUTION AQUEUSE NO.1**		**SEE 007M400**		**SEE 007M400**			
007D412	**GA003-S02**		**AQUEOUS AMMONIA TRANSFER PUMP NO. 2 / POMPE DE TRANSFERT DE L'AMMONIAQUE EN SOLUTION AQUEUSE NO.2**		**SEE 007M400**		**SEE 007M400**			
007I111	**GA003-S01**		**UNIT 1A CONTINOUS EMISSIONS MONITORING SYSTEM / SYSTÈME DE SURVEILLANCE DES ÉMISSIONS CONTINUES UNITE 1A**	**5 031 260**	**SOUTH EDGE OF SKID**	**3 248 180**	**WEST EDGE OF SKID**	**100 000**	**BOTTOM OF SKID BASE**	
007I112	**GA003-S01**		**UNIT 1B CONTINOUS EMISSIONS MONITORING SYSTEM / SYSTÈME DE SURVEILLANCE DES ÉMISSIONS CONTINUES UNITE 1B**	**5 071 260**	**SOUTH EDGE OF SKID**	**3 248 180**	**WEST EDGE OF SKID**	**100 000**	**BOTTOM OF SKID BASE**	
007M400	**GA003-S02**		**19% WT. AQUEOUS AMMONIA STORAGE VESSEL / RÉSERVOIR D'ENTREPOSAGE DE L'AMMONIAQUE AQUEUX 19% M.**	**5 062 826**	**SOUTH EDGE OF SLAB**	**3 358 548**	**WEST EDGE OF SLAB**	**99 865**	**TOP OF SLAB**	
010M100	GA003-S02	A1	FIRE PUMP HOUSE	5 157 880	NORTH EDGE OF SKID	3 309 130	EAST EDGE OF SKID			C
011D116	GA003-S02	B1	COOLING TOWER WATER MAKEUP PUMP NO.1	5 142 200	CENTERLINE PUMP DISCH.	3 283 820	FACE OF FLANGE DISCH.	100 110	BOTTOM PUMP BASE	E
011D117	GA003-S02	B1	COOLING TOWER WATER MAKEUP PUMP NO.2	5 145 170	CENTERLINE PUMP DISCH.	3 283 820	FACE OF FLANGE DISCH.	100 110	BOTTOM PUMP BASE	E
011D126	GA003-S02	A1	FILTER PRESS FEED PUMP NO.1		see 011M125		see 011M120			C
011D127	GA003-S02	A1	FILTER PRESS FEED PUMP NO.2		see 011M125		see 011M120			C
011D131	GA003-S02	A2	WATER PRE-TREATMENT AREA SUMP PUMP NO.1	5 137 215	CENTERLINE OF BASE PLATE	3 264 450	CENTERLINE OF BASE PLATE	99 960	BOTTOM OF BASE PLATE	C
011D132	GA003-S02	A2	WATER PRE-TREATMENT AREA SUMP PUMP NO.2	5 138 215	CENTERLINE OF BASE PLATE	3 264 450	CENTERLINE OF BASE PLATE	99 960	BOTTOM OF BASE PLATE	C
011D133	GA003-S02	A2	WATER PRE-TREATMENT AREA SUMP MIXER	5 139 415	CENTERLINE OF BASE PLATE	3 264 450	CENTERLINE OF BASE PLATE	99 960	BOTTOM OF BASE PLATE	C
011D161	GA003-S02	B1	RAW WATER MULTI-MEDIA FILTER FEED PUMP NO.1		see 011M160		see 011M160			C
011D162	GA003-S02	B1	RAW WATER MULTI-MEDIA FILTER FEED PUMP NO.2		see 011M160		see 011M160			C
011D171	GA003-S02	B2	RAW WATER MULTI-MEDIA FILTER BACKWASH PUMP NO.1		see 011M170		see 011M170			C
011D172	GA003-S02	B2	RAW WATER MULTI-MEDIA FILTER BACKWASH PUMP NO.2		see 011M170		see 011M170			C
011D176	GA003-S02	B1	RAW WATER/COOLING TOWER BLOWDOWN MULTIMEDIA FILTER AIR BLOWER NO.1		see 011M175		see 011M175			E
011D177	GA003-S02	B1	RAW WATER/COOLING TOWER BLOWDOWN MULTIMEDIA FILTER AIR BLOWER NO.2		see 011M175		see 011M175			E
011D191	GA003-S02	B2	SERVICE WATER PUMP NO.1	5 134 885	CENTERLINE PUMP DISCH.	3 282 510	CENTERLINE PUMP DISCH.	100 110	BOTTOM OF PUMP BASE	C
011D192	GA003-S02	B2	SERVICE WATER PUMP NO.2	5 134 885	CENTERLINE PUMP DISCH.	3 283 860	CENTERLINE PUMP DISCH.	100 110	BOTTOM OF PUMP BASE	C
011D201	GA003-S01	D2	DEMINERALIZED WATER PUMP NO.1	5 114 500	CENTERLINE PUMP DISCH.	3 216 990	CENTERLINE PUMP DISCH.	100 110	BOTTOM OF SKID BASE	C
011D202	GA003-S01	D2	DEMINERALIZED WATER PUMP NO.2	5 114 500	CENTERLINE PUMP DISCH.	3 218 650	CENTERLINE PUMP DISCH.	100 110	BOTTOM PUMP BASE	C
011D301	GA003-S02	B2	RO FEED PUMP NO.1		see 011M301		see 011M301			C
011D302	GA003-S02	B2	RO FEED PUMP NO.2		see 011M301		see 011M301			C
011D306	GA003-S01	D2	RO BOOSTER PUMP NO.1		see 011M305		see 011M305			C
011D307	GA003-S01	D2	RO BOOSTER PUMP NO.2		see 011M306		see 011M306			C
011D401	GA003-S01	D2	RO PERMEATE MIXED BED FEED PUMP NO.1		see 011M400		see 011M400			C
011D402	GA003-S01	D2	RO PERMEATE MIXED BED FEED PUMP NO.2		see 011M400		see 011M400			C
011D511	GA003-S01	D1	PROCESS CONDENSATE FORWARDING PUMP NO.1	5 131 765	CENTERLINE PUMP DISCH.	3 217 990	CENTERLINE PUMP DISCH.	100 922	CENTERLINE PUMP SUCT.	C
011D512	GA003-S01	D1	PROCESS CONDENSATE FORWARDING PUMP NO.2	5 131 765	CENTERLINE PUMP DISCH.	3 219 490	CENTERLINE PUMP DISCH.	100 922	CENTERLINE PUMP SUCT.	C
011D600	**GA003-S01**		**AUXILIARY COOLING WATER PUMP NO. 1 / POMPE NO. 1 DU CIRCUIT D'EAU DE REFROIDISSEMENT AUXILIAIRE**	**5 099 962**	**CENTERLINE OF PUMP**	**3 186 831**	**CENTERLINE OF DISCH**	**TBD**	**FACE OF DISCHARGE FLANGE**	
011D601	**GA003-S01**		**AUXILIARY COOLING WATER PUMP NO. 2/ POMPE NO. 2 DU CIRCUIT D'EAU DE REFROIDISSEMENT AUXILIAIRE**	**5 101 962**	**CENTERLINE OF PUMP**	**3 186 831**	**CENTERLINE OF DISCH**	**TBD**	**FACE OF DISCHARGE FLANGE**	
011D602	**GA003-S01**		**AUXILIARY COOLING WATER PUMP NO. 3 / POMPE NO. 3 DU CIRCUIT D'EAU DE REFROIDISSEMENT AUXILIAIRE**	**5 103 962**	**CENTERLINE OF PUMP**	**3 186 831**	**CENTERLINE OF DISCH**	**TBD**	**FACE OF DISCHARGE FLANGE**	
011M100	GA003-S02	B1	RAW WATER CLARIFIER/THICKENER SKID	5 151 070	CENTERLINE CLARIFIER TANK	3 282 485	CENTERLINE CLARIFIER TANK	100 000	BOTTOM CONCRETE BASE	E
011M101	GA003-S02	A1	RAPID MIX TANK SKID	5 156 085	CENTERLINE TANK	3 270 635	CENTERLINE TANK	100 110	BOTTOM OF STEEL BASE	E
011M105	GA003-S02	A1	SLUDGE RECIRCULATION PUMP SKID	5 154 930	FACE OF FLANGE SUCTION	3 276 430	CENTERLINE PUMP SUCTION	100 000	BOTTOM SKID BASE	C
011M110	GA003-S02	B1	CLARIFIED WATER TANK	5 149 986	CENTERLINE OF TANK	3 295 770	CENTERLINE OF TANK	100 110	BOTTOM OF TANK	D
011M120	GA003-S02	A1	FILTRATE PUMP SKID	5 155 715	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 261 865	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
011M124	GA003-S02	A1	FILTRATE TANK	5 155 715	CENTERLINE TANK	3 264 870	CENTERLINE TANK	100 110	BOTTOM OF TANK	C
011M125	GA003-S02	A1	FILTER PRESS FEED PUMP SKID	5 146 800	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 274 410	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
011M130	GA003-S02	A2	WATER PRE-TREATMENT AREA SUMP		N/A		N/A			C
011M140	GA003-S02	A1	FILTER PRESS	5 152 380	CENTERLINE OF FEED INLET	3 260 900	FACE OF FEED INLET	102 582	BOTTOM OF STEEL BASE	E
011M160	GA003-S02	B1	RAW WATER MULTIMEDIA FLITER FEED SKID	5 138 740	FACE OF FLANGE SUCTION	3 287 635	CENTERLINE PUMP SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	E
011M170	GA003-S02	B2	RAW WATER MULTIMEDIA FILTER BACKWASH SKID	5 134 387	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 279 335	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
011M175	GA003-S02	B1	RAW WATER/COOLING TOWER BLOWDOWN MULTIMEDIA FILTER AIR BLOWER SKID	5 139 960	CENTERLINE DISCHARGE	3 279 230	CENTERLINE DISCHARGE	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	E
011M180	GA003-S02	A1	RAW WATER MULTIMEDIA FILTER SKID NO 1	5 140 290	CENTERLINE OF SKID TANK	3 274 755	CENTERLINE OF SKID TANK	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	E
011M185	GA003-S02	A1	RAW WATER MULTIMEDIA FILTER SKID NO 2	5 140 290	CENTERLINE OF SKID TANK	3 271 955	CENTERLINE OF SKID TANK	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	E
011M190	GA003-S02	B1	SERVICE WATER STORAGE TANK	5 139 245	CENTERLINE OF TANK	3 297 715	CENTERLINE OF TANK	100 012	BOTTOM OF TANK	E
011M200	GA003-S01	E2	DEMINERALIZED WATER STORAGE TANK	5 119 330	CENTERLINE OF TANK	3 233 630	CENTERLINE OF TANK	100 012	BOTTOM OF TANK	C
011M300	GA003-S01	D2	RO PERMEATE TANK	5 109 825	CENTERLINE OF TANK	3 192 295	CENTERLINE OF TANK	100 110	BOTTOM OF TANK	C
011M301	GA003-S02	B2	RO FEED SKID	5 134 110	FACE OF FLANGE SUCTION	3 287 295	CENTERLINE PUMP SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	E
011M305	GA003-S01	D2	REVERSE OSMOSIS RO SKID NO.1	5 102 450	NORTH EDGE OF SKID	3 201 205	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
011M306	GA003-S01	D2	REVERSE OSMOSIS RO SKID NO.2	5 105 290	NORTH EDGE OF SKID	3 201 205	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
011M310	GA003-S01	D2	RO CLEAN-IN-PLACE SKID	5 100 440	CENTERLINE SKID TANK	3 209 935	CENTERLINE SKID TANK	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
011M315	GA003-S01	D2	RO FEED CARTRIDGE FILTER SKID	5 107 400	CENTERLINE UNIT INLET	3 200 950	FACE OF FLANGE OUTLET	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
011M400	GA003-S01	D2	RO PERMEATE MIXED BED FEED SKID	5 110 670	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 194 500	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
011M410	GA003-S01	D2	RO PERMEATE MIXED BED POLISHER SKID NO.1	5 107 365	CENTERLINE SKID TANK	3 206 030	CENTERLINE SKID TANK	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
011M415	GA003-S01	D2	RO PERMEATE MIXED BED POLISHER SKID NO.2	5 107 365	CENTERLINE SKID TANK	3 208 560	CENTERLINE SKID TANK	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
011M420	GA003-S01	D2	RO PERMEATE MIXED BED AIR BLOWER SKID	5 109 825	CENTERLINE DISCHARGE	3 198 550	CENTERLINE DISCHARGE	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
011M500	GA003-S01	E1	CONDENSATE RETURN STORAGE TANK	5 138 430	CENTERLINE OF TANK	3 233 630	CENTERLINE OF TANK	100 012	BOTTOM OF TANK	D
011M520	GA003-S01	D2	PROCESS CONDENSATE COOLER	5 118 500	CENTERLINE OF UNIT	3 198 214	WEST EDGE OF UNIT	100 110	BASE OF UNIT	B
011M530	GA003-S01	D2	AUXILIARY PROCESS CONDENSATE COOLER	5 118 500	CENTERLINE OF UNIT	3 211 947	WEST EDGE OF UNIT	102 255	CENTERLINE FO UNIT	D
011M550	GA003-S01	D2	PROCESS CONDENSATE CARTRIDGE FILTER SKID	5 114 665	CENTERLINE UNIT INLET	3 209 310	CENTERLINE UNIT INLET	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
011M560	GA003-S01	D2	PROCESS CONDENSATE POLISHER AIR BLOWER SKID	5 113 595	CENTERLINE DISCHARGE	3 198 550	CENTERLINE DISCHARGE	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
011M600	**GA003-S01**		**AUXILIARY COOLING WATER HEAD VESSEL/ RESERVOIR DE TETE DU CIRCUIT D'EAU DE REFROIDISSEMENT AUXILIAIRE**	**5 101 120**	**SOUTH EDGE OF SADDLE BASE**	**3 190 770**	**EAST EDGE OF SADDLE BASE**	**107 460**	**BOTTOM OF SADDLE BASE**	
011M601	**GA003-S01**		**AUXILIARY COOLING WATER ACHE / ECRA DU CIRCUIT D'EAU DE REFROIDISSEMENT AUXILIAIRE**	**5 062 681**	**SOUTH EDGE OF CONCRETE PIER**	**3 288 111**	**WEST EDGE OF CONCRETE PIER**	**99 847**	**TOP OF SLAB**	
011M602	**GA003-S01**		**AUXILIARY COOLING WATER MAKE-UP FEED VESSEL/ RÉSERVOIR DE REMPLISSAGE DU SYSTÈME DE REFRODISSEMENT AUXILIAIRE**	**5 097 650**	**CENTER OF VESSEL**	**3 175 569**	**CENTER OF VESSEL**	**101 762**	**BOTTOM VESSEL SEAM**	
012D111	GA003-S01	D2	RO PERMEATE MIXED BED REGENERATION PUMP NO.1		see 012M110		see 012M110			C
012D112	GA003-S01	D2	RO PERMEATE MIXED BED REGENERATION PUMP NO.2		see 012M110		see 012M110			C
012D261	GA003-S01	D4	PLANT WASTEWATER RETENTION SUMP PUMP NO.1	5 052 400	CENTERLINE OF SUMP	3 211 125	CENTERLINE OF SUMP			B
012D262	GA003-S01	D4	PLANT WASTEWATER RETENTION SUMP PUMP NO.2	5 052 400	CENTERLINE OF SUMP	3 211 125	CENTERLINE OF SUMP			B
012D266	GA003-S01	D2	WATER TREATMENT AREA SUMP PUMP NO.1	5 110 625	CENTERLINE OF BASE PLATE	3 200 690	CENTERLINE OF BASE PLATE	99 960	BOTTOM OF BASE PLATE	D
012D267	GA003-S01	D2	WATER TREATMENT AREA SUMP PUMP NO.2	5 111 375	CENTERLINE OF BASE PLATE	3 200 690	CENTERLINE OF BASE PLATE	99 960	BOTTOM OF BASE PLATE	D
012M100	GA003-S01	D2	NEUTRALIZATION PUMP SKID	5 105 660	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 220 265	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
012M110	GA003-S01	D2	RO PERMEATE MIXED BED REGENERATION SKID	5 114 002	SOUTH EDGE OF SKID	3 214 488	WEST EDGE OF SKID			E
012M115	GA003-S01	D2	PROCESS CONDENSATE POLISHER REGENERATION SKID	5 115 055	CENTERLINE INLET	3 211 400	CENTERLINE INLET	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
012M120	**GA003-S01**		**NEUTRALIZATION TANK NO.1**	**5 113 085**	**SOUTH EDGE OF SKID BASE**	**3 201 046**	**WEST EDGE OF SKID BASE**	**100 000**	**BOTTOM OF SKID BASE**	
012M121	**GA003-S01**		**NEUTRALIZATION TANK NO.2**	**5 113 085**	**SOUTH EDGE OF SKID BASE**	**3 205 000**	**WEST EDGE OF SKID BASE**	**100 000**	**BOTTOM OF SKID BASE**	
012M160	GA003-S02	B2	COOLING TOWER NO.1 BLOWDOWN MULTIMEDIA FILTER BACKWASH SKID	5 136 250	FACE OF FLANGE SUCTION	3 287 620	CENTERLINE PUMP SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
012M260	GA003-S01	D4	PLANT WASTEWATER RETENTION SUMP	5 052 400	CENTERLINE OF SUMP	3 211 125	CENTERLINE OF SUMP			A
012M265	GA003-S01	D2	WATER TREATMENT AREA SUMP		N/A		N/A			C
014D121	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.1 PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.1		see 014M120		see 014M120			C
014D122	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.1 PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.2		see 014M120		see 014M120			C
014D126	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.2 PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.1		see 014M120		see 014M120			C
014D127	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.2 PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.2		see 014M120		see 014M120			C
014D128	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER METERING PUMP NO.1		see 014M120		see 014M120			C
014D129	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER METERING PUMP NO.2		see 014M120		see 014M120			C
014D131	GA003-S01	D4	AUXILIARY BOILER O2 SCAVENGER INJECTION PUMP NO.1		see 014M180		see 014M180			C
014D132	GA003-S01	D4	AUXILIARY BOILER O2 SCAVENGER INJECTION PUMP NO.2		see 014M180		see 014M180			C

EQUIP NO.	DWG	DWG GRID	EQUIPMENT DESCRIPTION	NORTHING COORDINATE (NOTE 7)	NORTHING DESCRIPTION	EASTING COORDINATE (NOTE 7)	EASTING DESCRIPTION	ELEVATION (NOTE 7)	ELEVATION DESCRIPTION	REVISION
014D141	GA003-S01	D4	AUXILIARY BOILER AMINE INJECTION PUMP NO.1		see 014M180		see 014M180			C
014D142	GA003-S01	D4	AUXILIARY BOILER AMINE INJECTION PUMP NO.2		see 014M180		see 014M180			C
014D311	GA003-S01	D2	MIXED BED ACID PUMP NO.1		see 014M310		see 014M310			C
014D312	GA003-S01	D2	MIXED BED ACID PUMP NO.2		see 014M310		see 014M310			C
014D406	GA003-S01	D2	MIXED BED CAUSTIC PUMP NO.1		see 014M405		see 014M405			C
014D407	GA003-S01	D2	MIXED BED CAUSTIC PUMP NO.2		see 014M405		see 014M405			C
014D408	GA003-S01	D2	RO CAUSTIC PUMP NO.1		see 011M408		see 011M408			C
014D409	GA003-S01	D2	RO CAUSTIC PUMP NO.2		see 011M408		see 011M408			C
014D501	GA003-S01	D1	CT WASTEWATER SODIUM BISULFITE INJECTION PUMP NO.1		see 014M500		see 014M500			C
014D502	GA003-S01	D1	CT WASTEWATER SODIUM BISULFITE INJECTION PUMP NO.2		see 014M500		see 014M500			C
014D511	GA003-S01	A1	RAW WATER CLARIFIER COAGULANT PUMP NO.1		see 014M510		see 014M510			C
014D512	GA003-S01	A1	RAW WATER CLARIFIER COAGULANT PUMP NO.2		see 014M510		see 014M510			C
014D521	GA003-S02	A1	RAW WATER CLARIFIER/THICKENER POLYMER PUMP NO.1		see 014M520		see 014M520			C
014D522	GA003-S02	A1	RAW WATER CLARIFIER/THICKENER POLYMER PUMP NO.2		see 014M520		see 014M520			C
014D526	GA003-S02	A1	RAW WATER FILTER PRESS POLYMER PUMP NO.1		see 014M525		see 014M525			C
014D527	GA003-S02	A1	RAW WATER FILTER PRESS POLYMER PUMP NO.2		see 014M525		see 014M525			C
014D531	GA003-S01	D2	RO ANTI-SCALANT PUMP NO.1		see 014M530		see 014M530			C
014D532	GA003-S01	D2	RO ANTI-SCALANT PUMP NO.2		see 014M530		see 014M530			C
014D551	GA003-S02	A2	RAW WATER SODIUM HYPOCHLORITE PUMP NO.1		see 014M550		see 014M550			C
014D552	GA003-S02	A2	RAW WATER SODIUM HYPOCHLORITE PUMP NO.2		see 014M550		see 014M550			C
014D561	GA003-S01	D2	RO SODIUM BISULFITE PUMP NO.1		see 014M560		see 014M560			C
014D562	GA003-S01	D2	RO SODIUM BISULFITE PUMP NO.2		see 014M560		see 014M560			C
014D581	GA003-S02	A2	RAW WATER CAUSTIC PUMP NO.1		see 014M580		see 014M580			C
014D582	GA003-S02	A2	RAW WATER CAUSTIC PUMP NO.2		see 014M580		see 014M580			C
014M120	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER PHOSPHATE INJECTION SKID	5 136 310	NORTH EDGE OF SKID	3 201 285	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
014M151	GA003-S02	A2	SODIUM HYPOCHLORITE STORAGE TANK	5 134 975	CENTERLINE OF TANK	3 260 720	CENTERLINE OF TANK	100 110	BOTTOM OF TANK	D
014M300	GA003-S01	D2	HYDROCHLORIC ACID TANK	5 104 850	CENTERLINE OF TANK	3 215 400	CENTERLINE OF TANK	100 110	BOTTOM OF TANK	C
014M310	GA003-S01	D2	MIXED BED ACID SKID	5 105 252	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 213 862	FACE OF FLANGE SUCTION	100 110	BOTTOM OF SKID BASE	D
014M351	GA003-S01	D2	HCL FUME SCRUBBER SKID	5 100 580	CENTERLINE SKID TANK	3 213 585	CENTERLINE SKID TANK	100 110	BOTTOM OF SKID BASE	C
014M401	GA003-S01	D2	CAUSTIC TANK	5 100 885	CENTERLINE OF TANK	3 219 450	CENTERLINE OF TANK	100 110	BOTTOM OF TANK	D
014M405	GA003-S01	D2	MIXED BED CAUSTIC SKID	5 101 950	FACE OF FLANGE SUCTION	3 216 980	CENTERLINE PUMP SUCTION	100 110	BOTTOM OF SKID BASE	E
014M408	GA003-S01	D2	RO CAUSTIC SKID	5 100 390	FACE OF FLANGE SUCTION	3 217 930	CENTERLINE PUMP SUCTION	100 110	BOTTOM OF SKID BASE	D
014M500	GA003-S01	D1	CT WASTEWATER SODIUM BISULFITE INJECTION SKID	5 137 360	`	3 207 310	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
014M510	GA003-S02	A1	RAW WATER CLARIFIER COAGULANT SKID	5 142 845	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 263 125	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	E
014M511	GA003-S02	A2	RAW WATER COAGULANT STORAGE TANK	5 139 125	CENTERLINE OF TANK	3 260 830	CENTERLINE OF TANK	100 110	BOTTOM OF TANK	E
014M515	GA003-S02	A2	RAW WATER MULTIMEDIA FILTER COAGULANT SKID	5 140 715	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 263 125	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
014M520	GA003-S02	A1	RAW WATER CLARIFIER/THICKENER POLYMER PUMP SKID		N/A		N/A			C
014M525	GA003-S02	A1	RAW WATER FILTER PRESS POLYMER SKID		N/A		N/A			C
014M550	GA003-S02	A2	RAW WATER SODIUM HYPOCHLORITE SKID	5 135 125	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 263 125	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
014M570	GA003-S02	A2	RAW WATER SULFURIC ACID SKID	5 124 085	FACE OF FLANGE SUCTION	3 260 740	CENTERLINE PUMP SUCTION	100 500	BOTTOM OF SKID BASE	D
014M580	GA003-S02	A2	RAW WATER CAUSTIC SKID	5 130 895	CENTERLINE PUMP DISCH.	3 260 235	FACE OF FLANGE PUMP DISC	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
015D501	GA002-S01	B2	MAINTENANCE AND WAREHOUSE AREA FAN NO.1		see dwg 0532 S002-03		see dwg 0532 S002-03			E
015D502	GA002-S01	C2	MAINTENANCE AND WAREHOUSE AREA FAN NO.2		see dwg 0532 S002-03		see dwg 0532 S002-03			E
015D511	GA002-S01	C3	WATER PRE-TREATMENT AND PUMP HOUSE EXHAUST FAN NO.1		see dwg 0532 S010-02		see dwg 0532 S010-02			E
015D512	GA002-S01	C3	WATER PRE-TREATMENT AND PUMP HOUSE EXHAUST FAN NO.2		see dwg 0532 S010-02		see dwg 0532 S010-02			E
015D513	GA002-S01	C3	WATER PRE-TREATMENT AND PUMP HOUSE EXHAUST FAN NO.3		see dwg 0532 S010-02		see dwg 0532 S010-02			E
015D514	GA002-S01	C2	WATER PRE-TREATMENT AND PUMP HOUSE EXHAUST FAN NO.4		see dwg 0532 S010-02		see dwg 0532 S010-02			E
015D515	GA002-S01	C4	HRSG BUILDING MINIMUM VENTILATION EXHAUST FAN NO.1		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D516	GA002-S01	C4	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.1		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D517	GA002-S01	C4	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.2		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D518	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.3		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D519	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.4		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D520	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.5		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D521	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.6		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D522	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.7		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D523	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.8		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D524	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.9		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D525	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.10		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D526	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING EXHAUST FAN NO.11		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D527	GA002-S01	C3	HRSG BUILDING MINIMUM VENTILATION EXHAUST FAN NO.2		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D528	GA002-S01	B4	TURBINE HALL MINIMUM VENTILATION EXHAUST FAN NO.1		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D529	GA002-S01	C4	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.1		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D530	GA002-S01	B3	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.2		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D531	GA002-S01	B3	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.3		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D532	GA002-S01	B3	TURBINE HALL MINIMUM VENTILATION EXHAUST FAN NO.2		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D533	GA002-S01	B3	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.4		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D534	GA002-S01	B3	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.5		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D535	GA002-S01	B3	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.6		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D536	GA002-S01	C3	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.7		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D537	GA002-S01	C3	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.8		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D538	GA002-S01	B2	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.9		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D539	GA002-S01	C2	TURBINE HALL EXHAUST FAN NO.10		see dwg 0532 S002-01		see dwg 0532 S002-01			D
015D540	GA002-S01	C2	AUXILIARY BOILER HALL MINIMUM VETILATION EXHAUST FAN		see dwg 0532 S002-02		see dwg 0532 S002-02			D
015D541	GA002-S01	C2	AUXILIARY BOILER HALL EXHAUST FAN NO.1		see dwg 0532 S002-02		see dwg 0532 S002-02			D
015D542	GA002-S01	C3	AUXILIARY BOILER HALL EXHAUST FAN NO.2		see dwg 0532 S002-02		see dwg 0532 S002-02			D
015E214	GA020-S01	E2	AMMONIA STORAGE TANK AREA TEMPERING UNIT		TBD BY FIELD		TBD BY FIELD			E
015E216	GA020-S01	D2	WATER TREATMENT AREA TEMPERING UNIT	5 108 150	CENTERLINE UNIT TANK	3 212 305	CENTERLINE UNIT TANK	100 000	BOTTOM SKID BASE	E
015E218	GA020-S01	B2	BATTERY ROOM PORTABLE EMERGENCY EYEWASH		TBD BY FIELD		TBD BY FIELD			E
015E220	GA020-S02	A2	WATER PRE-TREATMENT BUILDING TEMPERING UNIT NO 1	5 125 375	CENTERLINE UNIT TANK	3 264 825	CENTERLINE UNIT TANK	100 000	BOTTOM SKID BASE	E
015E222	GA020-S01	D1	AUXILIARY BOILER CHEMICAL FEED TEMPERING UNIT	5 136 320	CENTERLINE UNIT TANK	3 205 980	CENTERLINE UNIT TANK	100 000	BOTTOM SKID BASE	E
015E224	GA020-S02	A1	WATER PRE-TREATMENT BULDING TEMPERING UNIT NO 2	5 143 970	CENTERLINE UNIT TANK	3 267 680	CENTERLINE UNIT TANK	100 000	BOTTOM SKID BASE	E
015E226	GA020-S01	D3	LABORATORY PORTABLE EMERGENCY EYEWASH		TBD BY FIELD		TBD BY FIELD			E
015M160	**GA003-S01**		**COMPRESSED AIR PACKAGE / LOT DE L'AIR COMPRIMÉ**	**5 059 098**	**SOUTH EDGE OF SKID**	**3 206 458**	**WEST EDGE OF SKID**	**100 000**	**BOTTOM OF SKID BASE**	
015M213	GA020-S01	E2	AMMONIA STORAGE TANK AREA EMERGENCY SHOWER/EYEWASH	5 097 861	NORTH EDGE OF SHOWER BO	3 234 600	EAST EDGE OF SHOWER BOX	100 000	BOTTOM OF SOWER BOX	E
015M215	GA020-S01	D2	WATER TREATMENT AREA EMERGENCY SHOWER/EYEWASH	5 110 300	CENTERLINE SHOWER BASE	3 211 980	CENTERLINE SHOWER BASE	99 960	BOTTOM SHOWER BASE	E
015M217	GA020-S01	B2	BATTERY ROOM EMERGENCY EYEWASH		TBD BY FIELD		TBD BY FIELD			E
015M219	GA020-S02	A2	WATER PRE-TREATMENT BUILDING EMERGENCY SHOWER/EYEWASH NO 1	5 127 860	CENTERLINE SHOWER BASE	3 265 260	CENTERLINE SHOWER BASE	99 960	BOTTOM SHOWER BASE	E
015M221	GA020-S01	D1	AUXILIARY BOILER CHEMICAL FEED EMERGENCY SHOWER/EYEWASH	5 134 695	CENTERLINE SHOWER BASE	3 206 375	CENTERLINE SHOWER BASE	99 960	BOTTOM SHOWER BASE	E
015M223	GA020-S02	A1	WATER PRE-TREATMENT BUILDING EMERGENCY SHOWER/EYEWASH NO 2	5 144 190	CENTERLINE SHOWER BASE	3 266 510	CENTERLINE SHOWER BASE	99 960	BOTTOM SHOWER BASE	E
018D201	GA003-S01	C2	AUXILIARY BOILER/ATTEMPERATION PUMP NO.1	5 106 020	CENTERLINE OF PUMP	3 187 469	CENTERLINE PUMP SUCT.	100 476	CENTERLINE OF SUCTION	C
018D202	GA003-S01	C2	AUXILIARY BOILER/ATTEMPERATION PUMP NO.2	5 108 270	CENTERLINE OF PUMP	3 187 469	CENTERLINE PUMP SUCT.	100 476	CENTERLINE OF SUCTION	C
018D203	GA003-S01	C2	AUXILIARY BOILER/ATTEMPERATION PUMP NO.3	5 110 520	CENTERLINE OF PUMP	3 187 469	CENTERLINE PUMP SUCT.	100 476	CENTERLINE OF SUCTION	C
018D204	GA003-S01	C2	AUXILIARY BOILER/ATTEMPERATION PUMP NO.4	5 112 770	CENTERLINE OF PUMP	3 187 469	CENTERLINE PUMP SUCT.	100 476	CENTERLINE OF SUCTION	C
018M101	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.1	5 128 200	CENTERLINE OF STACK	3 197 160	CENTERLINE OF STACK	100 152	BASE OF STEEL	C
018M102	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.2	5 128 200	CENTERLINE OF STACK	3 212 160	CENTERLINE OF STACK	100 152	BASE OF STEEL	C
018M108	GA005-S01	E5	DEAERATOR	5 101 990	CENTERLINE OF EQUIP	3 195 710	CENTERLINE OF EQUIP	114 884	CENTERLINE OF EQUIP	D
018M131	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.1 BLOWOFF TANK	5 142 000	CENTERLINE OF TANK	3 200 488	CENTERLINE OF TANK	100 000	BASE OF BASE PLATE	B
018M132	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.2 BLOWOFF TANK	5 142 000	CENTERLINE OF TANK	3 215 488	CENTERLINE OF TANK	100 000	BASE OF BASE PLATE	B
019D100	GA003-S01	B2	EMERGENCY DIESEL GENERATOR	5 111 970	SOUTH EDGE OF UNIT	3 132 525	WEST EDGE OF UNIT			A
020M570	**GA003-S02**		**HYDROGEN BULK FEED MANIFOLD / MANIFOLD D'ALIMENTATION D'HYDROGENE EN VRAC**	**5 064 974**	**SOUTH EDGE OF SLAB**	**3 321 669**	**WEST EDGE OF UNIT**	**99 865**	**TOP OF SLAB**	
103D131	GA003-S01	D4	HRSG NO.1A FEEDWATER PREHEATER CIRCULATION PUMP	5 049 003	CENTERLINE OF DISCH	3 214 239	CENTERLINE OF DISCH	100 655	CENTERLINE OF SUCTION	D
103D132	GA003-S01	D3	HRSG NO.1B FEEDWATER PREHEATER CIRCULATION PUMP	5 089 003	CENTERLINE OF DISCH	3 214 239	CENTERLINE OF DISCH	100 655	CENTERLINE OF SUCTION	D
103D351	GA003-S01	C4	HRSG NO.1A DUCT BURNER SCANNER COOLING & PILOT AIR BLOWER #1	5 033 443	SOUTH EDGE OF SKID	3 190 746	WEST EDGE OF SKID			C
103D352	GA003-S01	C4	HRSG NO.1A DUCT BURNER SCANNER COOLING & PILOT AIR BLOWER #2	5 033 443	SOUTH EDGE OF SKID	3 190 746	WEST EDGE OF SKID			C
103D356	GA003-S01	C3	HRSG NO.1B DUCT BURNER SCANNER COOLING & PILOT AIR BLOWER #1	5 073 443	SOUTH EDGE OF SKID	3 190 746	WEST EDGE OF SKID			C
103D357	GA003-S01	C3	HRSG NO.1B DUCT BURNER SCANNER COOLING & PILOT AIR BLOWER #2	5 073 443	SOUTH EDGE OF SKID	3 190 746	WEST EDGE OF SKID			C

GENERAL NOTES:
NOTES GÉNÉRALES:

1. COORDINATES SHOWN ON THIS DRAWING ARE PER THE TRANSCANADA ENERGY LTD. PLANT COORDINATE SYSTEM. FOR REFERENCE TO THE SURVEY COORDINATES SEE THE SITE ARRANGEMENT DRAWING 0532 GA001-S01.
LES COORDONNÉES MONTRÉES SUR CE DESSIN UTILISENT LE SYSTÈME DE COORDONNÉES DU SITE DE TRANSCANADA ENERGY LTD. POUR UNE CORRESPONDANCE AUX COORDONNÉES D'ARPENTAGE, VOIR LE DESSIN D'EMPLACEMENT DU SITE 0532 GA001-S01

2. FOR PLANT GENERAL ARRANGEMENT SEE DRAWING 0532 GA002-S01.
POUR L'AGENCEMENT GÉNÉRAL DU SITE, VOIR LE DESSIN 0532-GA002-S01.

3. FOR POWER BUILDING GENERAL ARRANGEMENT SEE DRAWING 0532 GA003-S01.
POUR L'AGENCEMENT GÉNÉRAL DU BÂTIMENT DE PUISSANCE, VOIR LE DESSIN 0532 GA003-S01

4. FOR RAW WATER/COOLING WATER GENERAL ARRANGEMENT SEE DRAWING 0532 GA003-S02.
POUR L'AGENCEMENT GÉNÉRAL DE LA TOUR DE REFROIDISSEMENT ET DE LA ZONE DE L'EAU BRUTE, VOIR LE DESSIN 0532 GA003-S02

5. FOR STEAM TURBINE UPER LEVEL GENERAL ARRANGEMENT SEE DRAWING 0532 GA004-S01.
POUR L'AGENCEMENT GÉNÉRAL DU NIVEAU SUPÉRIEUR DE LA TURBINE À VAPEUR, VOIR LE DESSIN 0532 GA004-S01

6. FOR ELECTRICAL ROOM/MEZZANINE LEVEL GENERAL ARRANGEMENT SEE DRAWING 0532 GA005-S01.
POUR L'AGENCEMENT GÉNÉRAL DU NIVEAU DE LA MÉZANINE / SALLE ÉLECTRIQUE, VOIR LE DESSIN 0532 GA005-S01

7. NORTHING AND EASTING COORDINATES ARE ON HOLD.
LES COORDONNÉES NORD ET EST SONT EN ATTENTE

DESSINS DE RÉFÉRENCE / REFERENCE DRAWINGS

DESSIN No / DRAWING No	TITRE / TITLE
-	

RÉVISION / REVISION — APPROBATION / APPROVAL

RÉV REV	DATE	DESCRIPTION / DESCRIPTION	CODE PROJET PROJECT CODE	DESSINATEUR DRAFTER	VÉRIFICATEUR DRAFTING CHECKER	CONCEPTEUR DESIGNER	VÉRIF. CONCEPTEUR DESIGN CHECKER	CHARGÉ PROJET PROJECT MANAGER	COMPAGNIE COMPANY
00	2025-12-04	ÉMIS POUR PERMIS / ISSUED FOR PERMIT	CA0055820.9636	MRR	DT	DB	CH	GS	WSP

INGÉNIEUR / RPT PROFESSIONAL ENGINEER/RPT — PERMIS / APPROBATION ING PERMIT/ ENG APPROVAL — DATE

Colin Hirjaba 134478 QUÉBEC
2025-12-04

RÉV/REV — DATE — NUMÉRO DE PERMIS: PERMIT NUMBER:

TC Énergie

BECANCOUR POWER PLANT

FAC # 0345 — STATION D'INGÉNIERIE/ENG STATION: — DISC # 01

GENERAL ARRANGEMENT / AGENCEMENT GÉNÉRAL
EQUIPMENT LOCATION & IDENTIFICATION SCHEDULE
[FR]

ÉCHELLE/SCALE NTS — DESSIN #/DRAWING # 0532 GA006 SHT 01 RE-REG — RÉV/REV 00

TC_B1_BL.DWG 707X1000

DESSIN CDAO: NE PAS RÉVISER À LA MAIN/CADD DRAWING: DO NOT MAKE MANUAL REVISIONS

EQUIP NO.	DWG	DWG GRID	EQUIPMENT DESCRIPTION	NORTHING COORDINATE	NORTHING DESCRIPTION	EASTING COORDINATE	EASTING DESCRIPTION	ELEVATION	ELEVATION DESCRIPTION	REVISION
103M101	GA003-S01	D4	HRSG NO.1A	5 040 000	CENTERLINE OF UNIT			100 000	BASE LINE OF UNIT	A
103M102	GA003-S01	D3	HRSG NO.1B	5 080 000	CENTERLINE OF UNIT			100 000	BASE LINE OF UNIT	A
103M331	GA003-S01	D5	HRSG NO.1A DUCT BURNER PIPING RACK	5 030 500	SOUTH EDGE OF SKID	3 191 025	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF UNIT	D
103M332	GA003-S01	D3	HRSG NO.1B DUCT BURNER PIPING RACK	5 070 500	SOUTH EDGE OF SKID	3 191 025	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF UNIT	D
103M350	GA003-S01	C4	HRSG NO.1A DUCT BURNER SCANNER COOLING & PILOT AIR BLOWER SKID	5 033 443	SOUTH EDGE OF SKID	3 190 746	WEST EDGE OF SKID			C
103M355	GA003-S01	C3	HRSG NO.1B DUCT BURNER SCANNER COOLING & PILOT AIR BLOWER SKID	5 073 443	SOUTH EDGE OF SKID	3 190 746	WEST EDGE OF SKID			C
103M411	GA003-S01	C5	HRSG NO.1A BLOWOFF TANK	5 029 650	CENTERLINE OF TANK	3 185 550	CENTERLINE OF TANK			A
103M412	GA003-S01	C4	HRSG NO.1B BLOWOFF TANK	5 069 650	CENTERLINE OF TANK	3 185 550	CENTERLINE OF TANK			A
103M501	GA003-S01	D4	SAMPLE PANEL NO.1A	5 049 720	NORTH EDGE OF SKID	3 195 772	EAST EDGE OF SKID	100 112	BOTTOM OF UNIT	B
103M502	GA003-S01	D3	SAMPLE PANEL NO.1B	5 089 720	NORTH EDGE OF SKID	3 195 772	EAST EDGE OF SKID	100 112	BOTTOM OF UNIT	B
103M701	GA003-S01	D4	HRSG NO.1A STACK	5 040 000	CENTERLINE OF STACK	3 220 738	CENTERLINE OF STACK	100 000	BASE LINE OF UNIT	A
103M702	GA003-S01	D3	HRSG NO.1B STACK	5 080 000	CENTERLINE OF STACK	3 220 738	CENTERLINE OF STACK	100 000	BASE LINE OF UNIT	A
103M751	GA003-S01	D5	HRSG NO.1A NITROGEN SUPPLY SKID	5 029 000	NORTH EDGE OF SKID (FIELD TO VERIFY)	3 214 775	EAST EDGE OF SKID (FIELD TO VERIFY)	100 000	BOTTOM OF SKID	D
103M752	GA003-S01	D4	HRSG NO.1B NITROGEN SUPPLY SKID	5 072 300	NORTH EDGE OF SKID (FIELD TO VERIFY)	3 207 275	EAST EDGE OF SKID (FIELD TO VERIFY)	100 000	BOTTOM OF SKID	D
104D100	GA005-S01	C4	STG NO.1C GENERATOR	5 107 890	CENTERLINE OF UNIT	3 168 800	CENTERLINE OF UNIT	108 494	CENTERLINE OF TURBO SET	C
104E150	GA005-S01	C5	STG NO.1C EXCITATION COLLECTOR HOUSING			3 168 800	CENTERLINE OF UNIT			A
104E400	GA003-S01	C2	STG NO.1C VT/SURGE CUBICLE	5 102 220	CL MIDDLE CONNECTOR	3 157 868	CL MIDDLE CONNECTOR			E
104E450	GA003-S01	B2	STG NO.1C EXCITATION TRANSFORMER	5 102 220	CL MIDDLE CONNECTOR	3 142 239	CL MIDDLE CONNECTOR			B
104M100	GA005-S01	C3	STG NO.1C TURBINE	5 127 800	CENTERLINE BEARING NO.1	3 168 800	CENTERLINE OF UNIT	108 494	CENTERLINE OF TURBO SET	C
104M106	GA005-S01	C2	STG NO.1C GLAND STEAM CONTROL VALVE SKID	5 132 813	NORTH EDGE OF SKID	3 179 247	EAST EDGE OF SKID	105 479	BASE LINE OF SKID	C
104M107	GA005-S01	C3	STG NO.1C LEAK-OFF STEAM CONTROL VALVE SKID	5 130 274	NORTH EDGE OF SKID	3 179 389	EAST EDGE OF SKID	103 178	BASE LINE OF SKID	D
104M110	GA005-S01	C3	STG NO.1C GLAND SEAL STEAM CONDENSER	5 122 920	SOUTH EDGE OF SKID	3 175 798	WEST EDGE OF SKID	103 402	BASE LINE OF SKID	B
104M131	GA005-S01	C3	STEAM TURBINE NO.1C STOP/CONTROL VALVE NO.1		see 104M100		see 104M100			C
104M132	GA005-S01	C3	STEAM TURBINE NO.1C STOP/CONTROL VALVE NO.2		see 104M100		see 104M100			C
104M142	GA005-S01	C3	STEAM TURBINE NO.1C COMBINED REHEAT VALVE NO.1		see 104M100		see 104M100			C
104M143	GA005-S01	C3	STEAM TURBINE NO.1C COMBINED REHEAT VALVE NO.2		see 104M100		see 104M100			C
104M211	GA003-S01	C1	STG NO.1C LUBE OIL SKID	5 135 200	NORTH EDGE OF SKID	3 162 600	EAST EDGE OF SKID	100 494	BOTTON OF SKID	D
104M250	GA003-S01	C1	STG NO.1C HYDRAULIC OIL SKID	5 131 070	SOUTH EDGE OF SKID	3 168 720	CENTERLINE OF UNIT	100 000	BOTTON OF SKID	E
105D101	GA003-S01	C2	STG NO.1C CONDENSATE PUMP NO.1	5 099 450	CENTERLINE OF PUMP	3 176 525	CENTERLINE OF PUMP	100 921	CENTERLINE OF SUCTION	B
105D102	GA003-S01	C2	STG NO.1C CONDENSATE PUMP NO.2	5 100 950	CENTERLINE OF PUMP	3 176 525	CENTERLINE OF PUMP	100 921	CENTERLINE OF SUCTION	B
105D103	GA003-S01	C2	STG NO.1C CONDENSATE PUMP NO.3	5 102 450	CENTERLINE OF PUMP	3 176 525	CENTERLINE OF PUMP	100 921	CENTERLINE OF SUCTION	B
105D501	GA003-S01	C2	PROCESS CONDENSATE PUMP NO.1	5 099 270	CENTERLINE OF PUMP	3 186 819	CENTERLINE OF SUCTION	100 463	CENTERLINE OF SUCTION	A
105D502	GA003-S01	C2	PROCESS CONDENSATE PUMP NO.2	5 101 520	CENTERLINE OF PUMP	3 188 119	CENTERLINE OF SUCTION	100 463	CENTERLINE OF SUCTION	A
105D503	GA003-S01	C2	PROCESS CONDENSATE PUMP NO.3	5 103 770	CENTERLINE OF PUMP	3 186 819	CENTERLINE OF SUCTION	100 463	CENTERLINE OF SUCTION	A
105M100	GA005-S01	C4	STG NO.1C SURFACE CONDENSER	5 115 583	CENTERLINE OF UNIT	3 168 800	CENTERLINE OF UNIT	107 630	CENTERLINE OF UNIT	C
105M301	GA005-S01	C2	VACUUM PUMP NO.1 SKID	5 132 691	SOUTH EDGE OF SKID	3 164 532	WEST EDGE OF SKID	104 943	BOTTOM OF SKID	D
105M302	GA005-S01	C2	VACUUM PUMP NO.2 SKID	5 135 130	SOUTH EDGE OF SKID	3 164 532	WEST EDGE OF SKID	104 943	BOTTOM OF SKID	D
105M350	GA005-S01	B3	VACUUM DEAERATOR	5 118 923	CENTERLINE OF UNIT	3 161 966	CENTERLINE OF UNIT			B
106D201	GA003-S01	C4	HRSG NO.1A FEEDWATER PUMP NO.1	5 051 870	CENTERLINE OF DISCH	3 185 250	CENTERLINE OF DISCH	101 253	CENTERLINE OF PUMP	B
106D202	GA003-S01	D4	HRSG NO.1A FEEDWATER PUMP NO.2	5 051 870	CENTERLINE OF DISCH	3 203 900	CENTERLINE OF DISCH	101 253	CENTERLINE OF PUMP	B
106D203	GA003-S01	C3	HRSG NO.1B FEEDWATER PUMP NO.1	5 091 870	CENTERLINE OF DISCH	3 185 250	CENTERLINE OF DISCH	101 253	CENTERLINE OF PUMP	B
106D204	GA003-S01	D3	HRSG NO.1B FEEDWATER PUMP NO.2	5 091 870	CENTERLINE OF DISCH	3 203 900	CENTERLINE OF DISCH	101 253	CENTERLINE OF PUMP	B
106D211	GA003-S01	C4	HRSG NO.1A FEEDWATER PUMP NO.1 VARIABLE SPEED HYDRAULIC COUPLING		see 106D201		see 106D201			C
106D212	GA003-S01	D4	HRSG NO.1A FEEDWATER PUMP NO.2 VARIABLE SPEED HYDRAULIC COUPLING		see 106D202		see 106D202			C
106D213	GA003-S01	C3	HRSG NO.1B FEEDWATER PUMP NO.1 VARIABLE SPEED HYDRAULIC COUPLING		see 106D203		see 106D203			C
106D214	GA003-S01	D3	HRSG NO.1B FEEDWATER PUMP NO.12VARIABLE SPEED HYDRAULIC COUPLING		see 106D204		see 106D204			C
107I101	GA003-S01	D5	HRSG NO.1A CEM SHELTER	5 031 260	SOUTH EDGE OF UNIT	3 212 885	WEST EDGE OF UNIT			A
107I102	GA003-S01	D3	HRSG NO.1B CEM SHELTER	5 071 260	SOUTH EDGE OF UNIT	3 212 885	WEST EDGE OF UNIT			A
107M405	GA003-S01	D5	HRSG NO.1A AMMONIA FLOW CONTROL SKID	5 030 352	SOUTH EDGE OF SKID	3 198 897	WEST EDGE OF SKID	100 000	BASE LINE OF UNIT	B
107M406	GA003-S01	D3	HRSG NO.1B AMMONIA FLOW CONTROL SKID	5 070 352	SOUTH EDGE OF SKID	3 198 897	WEST EDGE OF SKID	100 000	BASE LINE OF UNIT	B
110M401	GA003-S01	C5	CTG NO.1A CARBON DIOXIDE SKID	5 030 450	CENTERLINE OF TANK	3 176 120	CENTERLINE OF TANK	100 110	BOTTOM OF UNIT BASE	D
110M402	GA003-S01	C3	CTG NO.1B CARBON DIOXIDE SKID	5 070 450	CENTERLINE OF TANK	3 176 120	CENTERLINE OF TANK	100 110	BOTTOM OF UNIT BASE	D
110M410	GA003-S01	B5	CTG NO.1A STEP-UP TRANSFORMER DELUGE VALVE STATION	see P220-01	FIREWATER STUB-UP	see P220-01	FIREWATER STUB-UP			D
110M411	GA003-S01	B5	CTG NO.1A EXCITER TRANSFORMER DELUGE VALVE STATION	see P220-01	FIREWATER STUB-UP	see P220-01	FIREWATER STUB-UP			D
110M415	GA003-S01	B3	CTG NO.1B STEP-UP TRANSFORMER DELUGE VALVE STATION	see P220-01	FIREWATER STUB-UP	see P220-01	FIREWATER STUB-UP			D
110M416	GA003-S01	B3	CTG NO.1B ISOLATION/EXCITER TRANSFORMER DELUGE VALVE STATION	see P220-01	FIREWATER STUB-UP	see P220-01	FIREWATER STUB-UP			D
110M420	GA003-S01	B2	STG NO.1C STEP-UP TRANSFORMER DELUGE VALVE STATION	see P218-01	FIREWATER STUB-UP	see P218-01	FIREWATER STUB-UP			D
110M430	GA003-S01	B1	AUXILIARY TRANSFORMER DELUGE VALVE STATION	see P218-01	FIREWATER STUB-UP	see P218-01	FIREWATER STUB-UP			D
112D221	GA003-S01	D5	HRSG NO.1A BLOWOFF SUMP PUMP NO.1	5 024 200	CENTERLINE OF SUMP	3 210 940	CENTERLINE OF SUMP			B
112D222	GA003-S01	D5	HRSG NO.1A BLOWOFF SUMP PUMP NO.2	5 024 200	CENTERLINE OF SUMP	3 210 940	CENTERLINE OF SUMP			B
112D223	GA003-S01	D4	HRSG NO.1B BLOWOFF SUMP PUMP NO.1	5 069 600	CENTERLINE OF SUMP	3 210 940	CENTERLINE OF SUMP			B
112D224	GA003-S01	D4	HRSG NO.1B BLOWOFF SUMP PUMP NO.2	5 069 600	CENTERLINE OF SUMP	3 210 940	CENTERLINE OF SUMP			B
112D225	GA003-S01	D2	AUXILIARY BOILER BLOWOFF SUMP PUMP NO.1	5 122 280	CENTERLINE OF SUMP	3 196 160	CENTERLINE OF SUMP			B
112D226	GA003-S01	D2	AUXILIARY BOILER BLOWOFF SUMP PUMP NO.2	5 122 280	CENTERLINE OF SUMP	3 196 160	CENTERLINE OF SUMP			B
112M150	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 BLOWDOWN MULTIMEDIA FILTER SKID NO.1	5 135 135	CENTERLINE SKID TANK	3 272 210	CENTERLINE SKID TANK	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
112M155	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 BLOWDOWN MULTIMEDIA FILTER SKID NO.2	5 135 135	CENTERLINE SKID TANK	3 275 870	CENTERLINE SKID TANK	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
112M201	GA003-S01	D5	HRSG NO.1A BLOWOFF SUMP	5 024 200	CENTERLINE OF SUMP	3 210 940	CENTERLINE OF SUMP			C
112M202	GA003-S01	D4	HRSG NO.1B BLOWOFF SUMP	5 069 600	CENTERLINE OF SUMP	3 210 940	CENTERLINE OF SUMP			C
112M203	GA003-S01	D2	AUXILIARY BOILER BLOWOFF SUMP	5 122 280	CENTERLINE OF SUMP	3 196 160	CENTERLINE OF SUMP			A
112M204	GA003-S01	C4	CTG WATER WASH DRAINS TANK	5 063 955	CENTERLINE OF TANK	3 173 480	CENTERLINE OF TANK			A
112M301	GA003-S01	E4	OIL/WATER SEPARATOR	5 052 400	CENTERLINE OF UNIT	3 225 360	CENTER OF EAST MANWAY	96 700		B
112M310	GA003-S01	D4	OIL REMOVAL ACCESSORY SKID	5 054 240	NORTH EDGE OF SKID	3 215 010	EAST EDGE OF SKID			B
113D101	GA003-S02	B2	COOLING TOWER NO.1 FAN NO.1	5 114 210	CENTERLINE OF FAN #1	3 284 920.8	CENTERLINE OF FAN #1			B
113D102	GA003-S02	B2	COOLING TOWER NO.1 FAN NO.2	5 114 210	CENTERLINE OF FAN #2	3 300 922.8	CENTERLINE OF FAN #2			B
113D103	GA003-S02	C2	COOLING TOWER NO.1 FAN NO.3	5 114 210	CENTERLINE OF FAN #3	3 316 924.8	CENTERLINE OF FAN #3			B
113D104	GA003-S02	C2	COOLING TOWER NO.1 FAN NO.4	5 114 210	CENTERLINE OF FAN #4	3 332 926.8	CENTERLINE OF FAN #4			B
113D105	GA003-S02	C2	COOLING TOWER NO.1 FAN NO.5	5 114 210	CENTERLINE OF FAN #5	3 349 233.6	CENTERLINE OF FAN #5			B
113D106	GA003-S02	D2	COOLING TOWER NO.1 FAN NO.6	5 114 210	CENTERLINE OF FAN #6	3 365 235.6	CENTERLINE OF FAN #6			B
113D107	GA003-S02	D2	COOLING TOWER NO.1 FAN NO.7	5 114 210	CENTERLINE OF FAN #7	3 381 237.6	CENTERLINE OF FAN #7			B
113D108	GA003-S02	E2	COOLING TOWER NO.1 FAN NO.8	5 114 210	CENTERLINE OF FAN #8	3 397 239.6	CENTERLINE OF FAN #8			B
113D109	GA003-S02	E2	COOLING TOWER NO.1 FAN NO.9	5 114 210	CENTERLINE OF FAN #9	3 413 241.6	CENTERLINE OF FAN #9			B
113D121	GA003-S02	A2	CT NO.1 CIRCULATING WATER PUMP NO.1	5 112 210	CENTERLINE OF PUMP	3 264 940	CENTERLINE OF PUMP	102 357	CENTERLINE PUMP DISCH	D
113D122	GA003-S02	A2	CT NO.1 CIRCULATING WATER PUMP NO.2	5 116 210	CENTERLINE OF PUMP	3 264 940	CENTERLINE OF PUMP	102 357	CENTERLINE PUMP DISCH	D
113D301	GA003-S01	D2	CLOSED LOOP COOLING WATER PUMP NO.1	5 115 400	CENTERLINE OF UNIT	3 191 797	CENTERLINE OF DISCH.	100 751	CENTERLINE OF SUCTION	D
113D302	GA003-S01	D2	CLOSED LOOP COOLING WATER PUMP NO.2	5 117 700	CENTERLINE OF UNIT	3 191 797	CENTERLINE OF DISCH.	100 751	CENTERLINE OF SUCTION	D
113D306	GA003-S01	C1	STG NO.1C STANDBY LUBE OIL COOLING WATER PUMP	5137 489	CENTERLINE OF PUMP	3 164 964	FACE OF FLANGE SUCTION	100 110	BOTTOM OF PUMP BASE	D
113D311	GA003-S02	A2	CT NO.1 AUXILIARY COOLING WATER PUMP NO.1	5 109 260	CENTERLINE OF PUMP	3 264 051	CENTERLINE OF PUMP	101 694	CENTERLINE PUMP DISCH	D
113D312	GA003-S02	A2	CT NO.1 AUXILIARY COOLING WATER PUMP NO.2	5 119 160	CENTERLINE OF PUMP	3 264 051	CENTERLINE OF PUMP	101 694	CENTERLINE PUMP DISCH	D
113M100	GA003-S02	B2	COOLING TOWER NO.1	5 114 210	CENTERLINE OF FAN #1	3 284 920.8	CENTERLINE OF FAN #1			B
113M301	GA003-S01	C2	CLOSED LOOP COOLING WTR HEAT EXCHANGER NO.1	5 119 400	FACE OF FLANGE	3 186 660	CENTERLINE OF UNIT	100 110	BOTTOM OF FOOT PAD	B
113M302	GA003-S01	C2	CLOSED LOOP COOLING WTR HEAT EXCHANGER NO.2	5 124 800	FACE OF FLANGE	3 186 660	CENTERLINE OF UNIT	100 110	BOTTOM OF FOOT PAD	D
113M311	GA005-S01	E5	CLOSED LOOP COOLING WATER EXPANSION TANK	5 105 705	CENTERLINE OF TANK	3 194 957	CENTERLINE OF TANK	112 960	BOTTOM OF SUPPORT	C
113M312	GA003-S01	D2	POT FEEDER	5 112 200	CENTERLINE OF TANK	3 193 625	CENTERLINE OF TANK	100 225	BOTTOM OF SUPPORT	C
114D101	GA003-S01	D4	HRSG NO.1A HP DRUM PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.1		see 114M100		see 114M100			C
114D102	GA003-S01	D4	HRSG NO.1A HP DRUM PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.2		see 114M100		see 114M100			C
114D103	GA003-S01	D4	HRSG NO.1A IP DRUM PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.1		see 114M100		see 114M100			C
114D104	GA003-S01	D4	HRSG NO.1A IP DRUM PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.2		see 114M100		see 114M100			C
114D106	GA003-S01	D4	HRSG NO.1B HP DRUM PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.1		see 114M100		see 114M100			C
114D107	GA003-S01	D4	HRSG NO.1B HP DRUM PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.2		see 114M100		see 114M100			C
114D108	GA003-S01	D4	HRSG NO.1B IP DRUM PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.1		see 114M100		see 114M100			C
114D109	GA003-S01	D4	HRSG NO.1B IP DRUM PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.2		see 114M100		see 114M100			C
114D111	GA003-S01	D4	HRSG O2 SCAVENGER INJECTION PUMP NO.1		see 114M180		see 114M180			C

EQUIP NO.	DWG	DWG GRID	EQUIPMENT DESCRIPTION	NORTHING COORDINATE	NORTHING DESCRIPTION	EASTING COORDINATE	EASTING DESCRIPTION	ELEVATION	ELEVATION DESCRIPTION	REVISION
114D112	GA003-S01	D4	HRSG O2 SCAVENGER INJECTION PUMP NO.2		see 114M180		see 114M180			C
114D151	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 SODIUM HYPOCHLORITE PUMP NO.1		see 114M150		see 114M150			C
114D152	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 SODIUM HYPOCHLORITE PUMP NO.2		see 114M150		see 114M150			C
114D161	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 DISPERSANT PUMP NO.1		see 114M160		see 114M160			C
114D162	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 DISPERSANT PUMP NO.2		see 114M160		see 114M160			C
114D171	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 CORROSION INHIBITOR PUMP NO.1		see 114M170		see 114M170			E
114D172	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 CORROSION INHIBITOR PUMP NO.2		see 114M170		see 114M170			E
114D181	GA003-S01	D4	HRSG AMINE INJECTION PUMP NO.1		see 114M180		see 114M180			C
114D182	GA003-S01	D4	HRSG AMINE INJECTION PUMP NO.2		see 114M180		see 114M180			C
114D191	GA003-S01	D4	HRSG PHOSPHATE METERING PUMP NO.1		see 114M100		see 114M100			C
114D192	GA003-S01	D4	HRSG PHOSPHATE METERING PUMP NO.2		see 114M100		see 114M100			C
114D193	GA003-S01	D4	HRSG PHOSPHATE METERING PUMP NO.3		see 114M100		see 114M100			C
114D301	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 SULFURIC ACID PUMP NO. 1		see 114M300		see 114M300			C
114D302	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 SULFURIC ACID PUMP NO. 2		see 114M300		see 114M300			C
114M100	GA003-S01	D4	HRSG PHOSPHATE INJECTION SKID	5 065 090	SOUTH EDGE OF SKID	3 191 900	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
114M150	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 SODIUM HYPOCHLORITE SKID	5 132 965	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 263 085	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
114M160	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 DISPERSANT SKID	5 131 315	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 268 190	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	E
114M170	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 CORROSION INHIBITOR SKID	5 129 485	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 268 190	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
114M180	GA003-S01	D4	AMINE/O2 SCAVENGER INJECTION SKID	5 053 375	NOTRH EDGE OF SKID	3 190 975	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
114M300	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 SULFURIC ACID SKID	5 123 145	FACE OF FLANGE SUCTION	3 258 990	CENTERLINE PUMP SUCTION	100 500	BOTTOM OF SKID BASE	D
114M301	GA003-S02	A2	SULFURIC ACID STORAGE TANK	5 125 100	CENTERLINE OF TANK	3 259 535	CENTERLINE OF TANK	100 000	BOTTOM TANK SUPT. BASE	E
114M303	GA003-S02	A2	SULFURIC ACID STORAGE TANK VENT DRYER	5 124 870	CENTERLINE DRYER	3 261 375	CENTERLINE DRYER	100 000	BOTTOM BASE PLATE	E
115E216	GA020-S01	D4	HRSG NO 1A /1B TEMPERING UNIT	5 056 167	SOUTH EDGE OF SKID	3 188 730	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	E
115M211	GA020-S01	D5	HRSG NO 1A SCR SKID EMERGENCY SHOWER/EYEWASH	5 030 580	CENTERLINE BASE	3 204 780	CENTERLINE BASE	99 960	BOTTOM OF BASE PLATE	E
115M213	GA020-S01	D4	HRSG NO 1B SCR SKID EMERGENCY SHOWER/EYEWASH	5 054 950	CENTERLINE BASE	3 205 280	CENTERLINE BASE	99 960	BOTTOM OF BASE PLATE	E
115M215	GA020-S01	D4	HRSG 1A/1B CHEMICAL FEED EMERGENCY SHOWER/EYEWASH	5 056 167	CENTERLINE BASE	3 188 780	CENTERLINE BASE	99 960	BOTTOM OF BASE PLATE	E
116E151	GA003-S01	B5	GSU NO.1A STEP-UP TRANSFORMER	5 022 620	CL OF TRANSFORMERS	3 135 750	CL OF TRANSFORMERS			B
116E152	GA003-S01	B4	GSU NO.1B STEP-UP TRANSFORMER	5 062 620	CL OF TRANSFORMERS	3 135 750	CL OF TRANSFORMERS			B
116E153	GA003-S01	B2	GSU NO.1C STEP-UP TRANSFORMER	5 102 620	CL OF TRANSFORMERS	3 135 995	CL OF TRANSFORMERS			B
116E241	GA003-S01	B5	GENERATOR CIRCUIT BREAKER 52-G1A	5 027 726	CENTERLINE OF UNIT	3 152 515	CENTERLINE OF UNIT			A
116E242	GA003-S01	B3	GENERATOR CIRCUIT BREAKER 52-G1B	5 067 726	CENTERLINE OF UNIT	3 152 515	CENTERLINE OF UNIT			A
116E251	GA003-S01	B2	AUXILIARY TRANSFORMER NO.1A	5 124 300	CENTERLINE OF UNIT	3 134 425	CENTERLINE OF UNIT			B
116E252	GA003-S01	B1	AUXILIARY TRANSFORMER NO.1B	5 132 000	CENTERLINE OF UNIT	3 134 425	CENTERLINE OF UNIT			B
116E371	GA003-S01	D2	WATER TREATMENT TRANSFORMER NO.1A	5 106 058	CENTERLINE OF UNIT	3 197 210	CENTERLINE OF UNIT			B
116E372	GA003-S01	D2	WATER TREATMENT TRANSFORMER NO.1B	5 101 283	CENTERLINE OF UNIT	3 197 210	CENTERLINE OF UNIT			B
116M800	GA003-S02	B3	COOLING TOWER ELEC. POWER CONTROL BLDG	5 084 225	SOUTH WALL OF BLDG	3 292 360	WEST WALL OF BLDG			B
120D101	GA003-S01	B4	CTG NO.1A GENERATOR	5 040 000	CENTERLINE OF UNIT	3 152 415.5	CL OF GENERATOR	103 962.4	CENTERLINE OF UNIT	D
120D102	GA003-S01	B3	CTG NO.1B GENERATOR	5 080 000	CENTERLINE OF UNIT	3 152 415.5	CL OF GENERATOR	103 962.4	CENTERLINE OF UNIT	D
120E150	GA003-S01	B3	CTG ISOLATION TRANSFORMER	5 074 700	CL OF TRANSFORMERS	3 137 403	CL OF TRANSFORMERS			C
120E151	GA003-S01	B5	CTG NO.1A EXCITATION TRANSFORMER	5 034 700	CL OF TRANSFORMERS	3 137 957	CL OF TRANSFORMERS			E
120E152	GA003-S01	B3	CTG NO.1B EXCITATION TRANSFORMER	5 074 700	CL OF TRANSFORMERS	3 133 440	CL OF TRANSFORMERS			E
120E167	GA003-S01	B4	CTG DC LINK REACTOR	5 067 726	CENTERLINE OF UNIT	3 152 515	CENTERLINE OF UNIT			B
120E181	GA003-S01	C5	CTG NO.1A PEECC	5 020 745	SOUTH WALL	3 159 580	WEST WALL			B
120E186	GA003-S01	C4	CTG NO.1B PEECC	5 060 744	SOUTH WALL	3 159 580	WEST WALL			A
120M101	GA003-S01	C4	CTG NO.1A TURBINE	5 040 000	CENTERLINE OF TURBINE	3 160 903.9	CENTERLINE OF SUPPORT	103 962.4	CENTERLINE OF UNIT	A
120M102	GA003-S01	C3	CTG NO.1B TURBINE	5 080 000	CENTERLINE OF TURBINE	3 160 903.9	CENTERLINE OF SUPPORT	103 962.4	CENTERLINE OF UNIT	A
120M110	GA003-S01	C4	CTG WATER WASH SKID	5 063 950	SOUTH EDGE OF SKID	3 176 000	WEST EDGE OF SKID	100 110	BOTTOM OF SKID	E
120M113	GA003-S01	C4	CTG NO.1A FLAME DETECTOR COOLER		see 120M101		see 120M101			C
120M114	GA003-S01	C3	CTG NO.1B FLAME DETECTOR COOLER		see 120M102		see 120M102			C
120M115	GA003-S01	B3	LCI COOLER NO.1	5 071 854	SOUTH WALL	3 146 386	WEST WALL			B
120M171	GA003-S01	B5	CTG NO.1A EXCITATION COMPARTMENT	5 027 122	SOUTH WALL	3 143 753	WEST WALL	100 000	BOTTOM OF BASE	D
120M172	GA003-S01	B4	CTG NO.1B LCI / EXCITATION COMPARTMENT	5 064 862	SOUTH WALL	3 143 753	WEST WALL	100 000	BOTTOM OF BASE	D
120M181	GA003-S01	B4	CTG NO.1A AIR PROCESSING SKID	5 049 380	NORTH EDGE OF SKID	3 150 810	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF SKID	D
120M182	GA003-S01	B3	CTG NO.1B AIR PROCESSING SKID	5 089 380	NORTH EDGE OF SKID	3 150 810	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF SKID	D
120M201	GA003-S01	C5	CTG NO.1A ACCESSORY MODULE	5 027 503	SOUTH EDGE OF MODULE	3 163 383	CENTERLINE OF MODULE			A
120M202	GA003-S01	C3	CTG NO.1B ACCESSORY MODULE	5 067 503	SOUTH EDGE OF MODULE	3 163 383	CENTERLINE OF MODULE			A
120M215	GA003-S01	C5	CTG NO.1A LUBE OIL COOLER NO.1		see 120M201		see 120M201			C
120M216	GA003-S01	C5	CTG NO.1A LUBE OIL COOLER NO.2		see 120M201		see 120M201			C
120M217	GA003-S01	C3	CTG NO.1B LUBE OIL COOLER NO.1		see 120M202		see 120M202			C
120M218	GA003-S01	C3	CTG NO.1B LUBE OIL COOLER NO.2		see 120M202		see 120M202			C
120M661	GA003-S01	B4	CTG NO.1A CO2 SUPPLY SKID	5 046 538	NORTH EDGE OF SKID	3 147 095	EAST EDGE OF SKID	100 000		E
120M662	GA003-S01	B3	CTG NO.1B CO2 SUPPLY SKID	5 086 538	NORTH EDGE OF SKID	3 147 095	EAST EDGE OF SKID	100 000		E
120M960	GA003-S01	C4	CTG NO.1A COOLING FAN MODULE SKID	5 118 069.5	SOUTH EDGE OF MODULE	3 162 971.5	EAST EDGE OF MODULE			E
120M965	GA003-S01	C3	CTG NO.1B COOLING FAN MODULE SKID	5 078 069.5	SOUTH EDGE OF MODULE	3 162 971.5	EAST EDGE OF MODULE			E
	GA002-S01	A2	RETENTION POND	5 160 739	SOUTH EDGE OF POND	3 058 019	EAST EDGE OF POND			A
	GA003-S01	C2	CHEMICAL FEED SKID		DELETED		DELETED		DELETED	D
	GA003-S02	A3	H2 TRAILERS	5 072 405	SOUTH EDGE OF UNIT	270 065	WEST EDGE OF UNIT			E

DEMOLITION.

DESSINS DE RÉFÉRENCE / REFERENCE DRAWINGS

DESSIN No / DRAWING No	TITRE / TITLE
-	

RÉVISION / REVISION — APPROBATION / APPROVAL

RÉV REV	DATE	DESCRIPTION / DESCRIPTION	CODE PROJET PROJECT CODE	DESSINATEUR DRAFTER	VÉRIFICATEUR DRAFTING CHECKER	CONCEPTEUR DESIGNER	VÉRIF. CONCEPTEUR DESIGN CHECKER	CHARGÉ PROJET PROJECT MANAGER	COMPAGNIE COMPANY
00	2025-12-04	ÉMIS POUR PERMIS – DEMOLITION / ISSUED FOR PERMIT – DEMOLITION	CA0055820.9636	MRR	DT	DB	CH	GS	WSP

INGÉNIEUR / RPT PROFESSIONAL ENGINEER/RPT

PERMIS / APPROBATION ING PERMIT/ ENG APPROVAL

DATE

Colin Hirjaba 134478 QUÉBEC

2025-12-04

RÉV/REV | DATE | NUMÉRO DE PERMIS: PERMIT NUMBER:

TC Énergie

BECANCOUR POWER PLANT

FAC # 0345 | STATION D'INGÉNIERIE/ENG STATION: | DISC # 01

GENERAL ARRANGEMENT / AGENCEMENT GÉNÉRAL EQUIPMENT LOCATION & IDENTIFICATION SCHEDULE [FR]

ÉCHELLE/SCALE NTS | DESSIN #/DRAWING # 0532 GA006 SHT 02 RED-REG | RÉV/REV 00

TC_B1_BL.DWG 707X1000

DESSIN CDAO: NE PAS RÉVISER À LA MAIN/CADD DRAWING: DO NOT MAKE MANUAL REVISIONS

NOTE 7 (NORTHING COORDINATE) NOTE 7 (EASTING COORDINATE) NOTE 7 (ELEVATION)

EQUIP NO.	DWG	DWG GRID	EQUIPMENT DESCRIPTION	NORTHING COORDINATE	NORTHING DESCRIPTION	EASTING COORDINATE	EASTING DESCRIPTION	ELEVATION	ELEVATION DESCRIPTION	REVISION
018D201	GA003-S01	C2	AUXILIARY BOILER/ATTEMPERATION PUMP NO.1	5 106 020	CENTERLINE OF PUMP	3 187 469	CENTERLINE PUMP SUCT.	100 476	CENTERLINE OF SUCTION	C
018D202	GA003-S01	C2	AUXILIARY BOILER/ATTEMPERATION PUMP NO.2	5 108 270	CENTERLINE OF PUMP	3 187 469	CENTERLINE PUMP SUCT.	100 476	CENTERLINE OF SUCTION	C
018D203	GA003-S01	C2	AUXILIARY BOILER/ATTEMPERATION PUMP NO.3	5 110 520	CENTERLINE OF PUMP	3 187 469	CENTERLINE PUMP SUCT.	100 476	CENTERLINE OF SUCTION	C
018D204	GA003-S01	C2	AUXILIARY BOILER/ATTEMPERATION PUMP NO.4	5 112 770	CENTERLINE OF PUMP	3 187 469	CENTERLINE PUMP SUCT.	100 476	CENTERLINE OF SUCTION	C
018M101	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.1	5 128 200	CENTERLINE OF STACK	3 197 160	CENTERLINE OF STACK	100 152	BASE OF STEEL	C
018M102	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.2	5 128 200	CENTERLINE OF STACK	3 212 160	CENTERLINE OF STACK	100 152	BASE OF STEEL	C
018M108	GA005-S01	E5	DEAERATOR	5 101 990	CENTERLINE OF EQUIP	3 195 710	CENTERLINE OF EQUIP	114 884	CENTERLINE OF EQUIP	D
018M131	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.1 BLOWOFF TANK	5 142 000	CENTERLINE OF TANK	3 200 488	CENTERLINE OF TANK	100 000	BASE OF BASE PLATE	B
018M132	GA003-S01	D1	AUXILIARY BOILER NO.2 BLOWOFF TANK	5 142 000	CENTERLINE OF TANK	3 215 488	CENTERLINE OF TANK	100 000	BASE OF BASE PLATE	B
019D100	GA003-S01	B2	EMERGENCY DIESEL GENERATOR	5 111 970	SOUTH EDGE OF UNIT	3 132 525	WEST EDGE OF UNIT			A
020M570	**GA003-S02**		**HYDROGEN BULK FEED MANIFOLD / MANIFOLD D'ALIMENTATION D'HYDROGENE EN VRAC**	**5 064 974**	**SOUTH EDGE OF SLAB**	**3 321 669**	**WEST EDGE OF UNIT**	**99 865**	**TOP OF SLAB**	
103D131	GA003-S01	D4	HRSG NO.1A FEEDWATER PREHEATER CIRCULATION PUMP	5 049 003	CENTERLINE OF DISCH	3 214 239	CENTERLINE OF DISCH	100 655	CENTERLINE OF SUCTION	D
103D132	GA003-S01	D3	HRSG NO.1B FEEDWATER PREHEATER CIRCULATION PUMP	5 089 003	CENTERLINE OF DISCH	3 214 239	CENTERLINE OF DISCH	100 655	CENTERLINE OF SUCTION	D
103D351	GA003-S01	C4	HRSG NO.1A DUCT BURNER SCANNER COOLING & PILOT AIR BLOWER #1	5 033 443	SOUTH EDGE OF SKID	3 190 746	WEST EDGE OF SKID			C
103D352	GA003-S01	C4	HRSG NO.1A DUCT BURNER SCANNER COOLING & PILOT AIR BLOWER #2	5 033 443	SOUTH EDGE OF SKID	3 190 746	WEST EDGE OF SKID			C
103D356	GA003-S01	C3	HRSG NO.1B DUCT BURNER SCANNER COOLING & PILOT AIR BLOWER #1	5 073 443	SOUTH EDGE OF SKID	3 190 746	WEST EDGE OF SKID			C
103D357	GA003-S01	C3	HRSG NO.1B DUCT BURNER SCANNER COOLING & PILOT AIR BLOWER #2	5 073 443	SOUTH EDGE OF SKID	3 190 746	WEST EDGE OF SKID			C
103M102	GA003-S01	D3	HRSG NO.1B	5 080 000	CENTERLINE OF UNIT			100 000	BASE LINE OF UNIT	A
103M331	GA003-S01	D5	HRSG NO.1A DUCT BURNER PIPING RACK	5 030 500	SOUTH EDGE OF SKID	3 191 025	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF UNIT	D
103M332	GA003-S01	D3	HRSG NO.1B DUCT BURNER PIPING RACK	5 070 500	SOUTH EDGE OF SKID	3 191 025	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF UNIT	D
103M350	GA003-S01	C4	HRSG NO.1A DUCT BURNER SCANNER COOLING & PILOT AIR BLOWER SKID	5 033 443	SOUTH EDGE OF SKID	3 190 746	WEST EDGE OF SKID			C
103M355	GA003-S01	C3	HRSG NO.1B DUCT BURNER SCANNER COOLING & PILOT AIR BLOWER SKID	5 073 443	SOUTH EDGE OF SKID	3 190 746	WEST EDGE OF SKID			C
103M501	GA003-S01	D4	SAMPLE PANEL NO.1A	5 049 720	NORTH EDGE OF SKID	3 195 772	EAST EDGE OF SKID	100 112	BOTTOM OF UNIT	B
103M502	GA003-S01	D3	SAMPLE PANEL NO.1B	5 089 720	NORTH EDGE OF SKID	3 195 772	EAST EDGE OF SKID	100 112	BOTTOM OF UNIT	B
103M751	GA003-S01	D5	HRSG NO.1A NITROGEN SUPPLY SKID	5 029 000	NORTH EDGE OF SKID (FIELD TO VERIFY)	3 214 775	EAST EDGE OF SKID (FIELD TO VERIFY)	100 000	BOTTOM OF SKID	D
103M752	GA003-S01	D4	HRSG NO.1B NITROGEN SUPPLY SKID	5 072 300	NORTH EDGE OF SKID (FIELD TO VERIFY)	3 207 275	EAST EDGE OF SKID (FIELD TO VERIFY)	100 000	BOTTOM OF SKID	D
104D100	GA005-S01	C4	STG NO.1C GENERATOR	5 107 890	CENTERLINE OF UNIT	3 168 800	CENTERLINE OF UNIT	108 494	CENTERLINE OF TURBO SET	C
104E150	GA005-S01	C5	STG NO.1C EXCITATION COLLECTOR HOUSING			3 168 800	CENTERLINE OF UNIT			A
104E400	GA003-S01	C2	STG NO.1C VT/SURGE CUBICLE	5 102 220	CL MIDDLE CONNECTOR	3 157 868	CL MIDDLE CONNECTOR			E
104E450	GA003-S01	B2	STG NO.1C EXCITATION TRANSFORMER	5 102 220	CL MIDDLE CONNECTOR	3 142 239	CL MIDDLE CONNECTOR			B
104M100	GA005-S01	C3	STG NO.1C TURBINE	5 127 800	CENTERLINE BEARING NO.1	3 168 800	CENTERLINE OF UNIT	108 494	CENTERLINE OF TURBO SET	C
104M106	GA005-S01	C2	STG NO.1C GLAND STEAM CONTROL VALVE SKID	5 132 813	NORTH EDGE OF SKID	3 179 247	EAST EDGE OF SKID	105 479	BASE LINE OF SKID	C
104M107	GA005-S01	C3	STG NO.1C LEAK-OFF STEAM CONTROL VALVE SKID	5 130 274	NORTH EDGE OF SKID	3 179 389	EAST EDGE OF SKID	103 178	BASE LINE OF SKID	D
104M110	GA005-S01	C3	STG NO.1C GLAND SEAL STEAM CONDENSER	5 122 920	SOUTH EDGE OF SKID	3 175 798	WEST EDGE OF SKID	103 402	BASE LINE OF SKID	B
104M131	GA005-S01	C3	STEAM TURBINE NO.1C STOP/CONTROL VALVE NO.1		see 104M100		see 104M100			C
104M132	GA005-S01	C3	STEAM TURBINE NO.1C STOP/CONTROL VALVE NO.2		see 104M100		see 104M100			C
104M142	GA005-S01	C3	STEAM TURBINE NO.1C COMBINED REHEAT VALVE NO.1		see 104M100		see 104M100			C
104M143	GA005-S01	C3	STEAM TURBINE NO.1C COMBINED REHEAT VALVE NO.2		see 104M100		see 104M100			C
104M211	GA003-S01	C1	STG NO.1C LUBE OIL SKID	5 135 200	NORTH EDGE OF SKID	3 162 600	EAST EDGE OF SKID	100 494	BOTTON OF SKID	D
104M250	GA003-S01	C1	STG NO.1C HYDRAULIC OIL SKID	5 131 070	SOUTH EDGE OF SKID	3 168 720	CENTERLINE OF UNIT	100 000	BOTTON OF SKID	E
105D101	GA003-S01	C2	STG NO.1C CONDENSATE PUMP NO.1	5 099 450	CENTERLINE OF PUMP	3 176 525	CENTERLINE OF PUMP	100 921	CENTERLINE OF SUCTION	B
105D102	GA003-S01	C2	STG NO.1C CONDENSATE PUMP NO.2	5 100 950	CENTERLINE OF PUMP	3 176 525	CENTERLINE OF PUMP	100 921	CENTERLINE OF SUCTION	B
105D103	GA003-S01	C2	STG NO.1C CONDENSATE PUMP NO.3	5 102 450	CENTERLINE OF PUMP	3 176 525	CENTERLINE OF PUMP	100 921	CENTERLINE OF SUCTION	B
105M100	GA005-S01	C4	STG NO.1C SURFACE CONDENSER	5 115 583	CENTERLINE OF UNIT	3 168 800	CENTERLINE OF UNIT	107 630	CENTERLINE OF UNIT	C
105M301	GA005-S01	C2	VACUUM PUMP NO.1 SKID	5 132 691	SOUTH EDGE OF SKID	3 164 532	WEST EDGE OF SKID	104 943	BOTTOM OF SKID	D
105M302	GA005-S01	C2	VACUUM PUMP NO.2 SKID	5 135 130	SOUTH EDGE OF SKID	3 164 532	WEST EDGE OF SKID	104 943	BOTTOM OF SKID	D
105M350	GA005-S01	B3	VACUUM DEAERATOR	5 118 923	CENTERLINE OF UNIT	3 161 966	CENTERLINE OF UNIT			B
106D202	GA003-S01	D4	HRSG NO.1A FEEDWATER PUMP NO.2	5 051 870	CENTERLINE OF DISCH	3 203 900	CENTERLINE OF DISCH	101 253	CENTERLINE OF PUMP	B
106D204	GA003-S01	D3	HRSG NO.1B FEEDWATER PUMP NO.2	5 091 870	CENTERLINE OF DISCH	3 203 900	CENTERLINE OF DISCH	101 253	CENTERLINE OF PUMP	B
106D211	GA003-S01	C4	HRSG NO.1A FEEDWATER PUMP NO.1 VARIABLE SPEED HYDRAULIC COUPLING		see 106D201		see 106D201			C
106D212	GA003-S01	D4	HRSG NO.1A FEEDWATER PUMP NO.2 VARIABLE SPEED HYDRAULIC COUPLING		see 106D202		see 106D202			C
106D213	GA003-S01	C3	HRSG NO.1B FEEDWATER PUMP NO.1 VARIABLE SPEED HYDRAULIC COUPLING		see 106D203		see 106D203			C
106D214	GA003-S01	D3	HRSG NO.1B FEEDWATER PUMP NO.12VARIABLE SPEED HYDRAULIC COUPLING		see 106D204		see 106D204			C
107I101	GA003-S01	D5	HRSG NO.1A CEM SHELTER	5 031 260	SOUTH EDGE OF UNIT	3 212 885	WEST EDGE OF UNIT			A
107I102	GA003-S01	D3	HRSG NO.1B CEM SHELTER	5 071 260	SOUTH EDGE OF UNIT	3 212 885	WEST EDGE OF UNIT			A
107M405	GA003-S01	D5	HRSG NO.1A AMMONIA FLOW CONTROL SKID	5 030 352	SOUTH EDGE OF SKID	3 198 897	WEST EDGE OF SKID	100 000	BASE LINE OF UNIT	B
107M406	GA003-S01	D3	HRSG NO.1B AMMONIA FLOW CONTROL SKID	5 070 352	SOUTH EDGE OF SKID	3 198 897	WEST EDGE OF SKID	100 000	BASE LINE OF UNIT	B
110M401	GA003-S01	C5	CTG NO.1A CARBON DIOXIDE SKID	5 030 450	CENTERLINE OF TANK	3 176 120	CENTERLINE OF TANK	100 110	BOTTOM OF UNIT BASE	D
110M402	GA003-S01	C3	CTG NO.1B CARBON DIOXIDE SKID	5 070 450	CENTERLINE OF TANK	3 176 120	CENTERLINE OF TANK	100 110	BOTTOM OF UNIT BASE	D
110M410	GA003-S01	B5	CTG NO.1A STEP-UP TRANSFORMER DELUGE VALVE STATION	see P220-01	FIREWATER STUB-UP	see P220-01	FIREWATER STUB-UP			D
110M411	GA003-S01	B5	CTG NO.1A EXCITER TRANSFORMER DELUGE VALVE STATION	see P220-01	FIREWATER STUB-UP	see P220-01	FIREWATER STUB-UP			D
110M415	GA003-S01	B3	CTG NO.1B STEP-UP TRANSFORMER DELUGE VALVE STATION	see P220-01	FIREWATER STUB-UP	see P220-01	FIREWATER STUB-UP			D
110M416	GA003-S01	B3	CTG NO.1B ISOLATION/EXCITER TRANSFORMER DELUGE VALVE STATION	see P220-01	FIREWATER STUB-UP	see P220-01	FIREWATER STUB-UP			D
110M420	GA003-S01	B2	STG NO.1C STEP-UP TRANSFORMER DELUGE VALVE STATION	see P218-01	FIREWATER STUB-UP	see P218-01	FIREWATER STUB-UP			D
110M430	GA003-S01	B1	AUXILIARY TRANSFORMER DELUGE VALVE STATION	see P218-01	FIREWATER STUB-UP	see P218-01	FIREWATER STUB-UP			D
112D221	GA003-S01	D5	HRSG NO.1A BLOWOFF SUMP PUMP NO.1	5 024 200	CENTERLINE OF SUMP	3 210 940	CENTERLINE OF SUMP			B
112D222	GA003-S01	D5	HRSG NO.1A BLOWOFF SUMP PUMP NO.2	5 024 200	CENTERLINE OF SUMP	3 210 940	CENTERLINE OF SUMP			B
112D223	GA003-S01	D4	HRSG NO.1B BLOWOFF SUMP PUMP NO.1	5 069 600	CENTERLINE OF SUMP	3 210 940	CENTERLINE OF SUMP			B
112D224	GA003-S01	D4	HRSG NO.1B BLOWOFF SUMP PUMP NO.2	5 069 600	CENTERLINE OF SUMP	3 210 940	CENTERLINE OF SUMP			B
112D225	GA003-S01	D2	AUXILIARY BOILER BLOWOFF SUMP PUMP NO.1	5 122 280	CENTERLINE OF SUMP	3 196 160	CENTERLINE OF SUMP			B
112D226	GA003-S01	D2	AUXILIARY BOILER BLOWOFF SUMP PUMP NO.2	5 122 280	CENTERLINE OF SUMP	3 196 160	CENTERLINE OF SUMP			B
112M150	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 BLOWDOWN MULTIMEDIA FILTER SKID NO.1	5 135 135	CENTERLINE SKID TANK	3 272 210	CENTERLINE SKID TANK	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
112M155	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 BLOWDOWN MULTIMEDIA FILTER SKID NO.2	5 135 135	CENTERLINE SKID TANK	3 275 870	CENTERLINE SKID TANK	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
112M201	GA003-S01	D5	HRSG NO.1A BLOWOFF SUMP	5 024 200	CENTERLINE OF SUMP	3 210 940	CENTERLINE OF SUMP			C
112M202	GA003-S01	D4	HRSG NO.1B BLOWOFF SUMP	5 069 600	CENTERLINE OF SUMP	3 210 940	CENTERLINE OF SUMP			C
112M203	GA003-S01	D2	AUXILIARY BOILER BLOWOFF SUMP	5 122 280	CENTERLINE OF SUMP	3 196 160	CENTERLINE OF SUMP			A
112M204	GA003-S01	C4	CTG WATER WASH DRAINS TANK	5 063 955	CENTERLINE OF TANK	3 173 480	CENTERLINE OF TANK			A
112M301	GA003-S01	E4	OIL/WATER SEPARATOR	5 052 400	CENTERLINE OF UNIT	3 225 360	CENTER OF EAST MANWAY	96 700		B
112M310	GA003-S01	D4	OIL REMOVAL ACCESSORY SKID	5 054 240	NORTH EDGE OF SKID	3 215 010	EAST EDGE OF SKID			B
113D121	GA003-S02	A2	CT NO.1 CIRCULATING WATER PUMP NO.1	5 112 210	CENTERLINE OF PUMP	3 264 940	CENTERLINE OF PUMP	102 357	CENTERLINE PUMP DISCH	D
113D122	GA003-S02	A2	CT NO.1 CIRCULATING WATER PUMP NO.2	5 116 210	CENTERLINE OF PUMP	3 264 940	CENTERLINE OF PUMP	102 357	CENTERLINE PUMP DISCH	D
113D306	GA003-S01	C1	STG NO.1C STANDBY LUBE OIL COOLING WATER PUMP	5137 489	CENTERLINE OF PUMP	3 164 964	FACE OF FLANGE SUCTION	100 110	BOTTOM OF PUMP BASE	D
113D301	**GA003-S01**		**CLOSED LOOP COOLING WATER WATER PUMP NO. 1 / POMPE NO.1 DU CIRCUIT FERMÉ D'EAU DE REROIDISSEMENT**	**5115400**	**CENTERLINE OF PUMP**	**3191797**	**CENTERLINE OF DISCH**	**101 311**	**FACE OF DISCHARGE FLANGE**	
113D302	**GA003-S01**		**CLOSED LOOP COOLING WATER WATER PUMP NO. 2 / POMPE NO.2 DU CIRCUIT FERMÉ D'EAU DE REROIDISSEMENT**	**5117700**	**CENTERLINE OF PUMP**	**3191797**	**CENTERLINE OF DISCH**	**101 311**	**FACE OF DISCHARGE FLANGE**	
113D311	GA003-S02	A2	CT NO.1 AUXILIARY COOLING WATER PUMP NO.1	5 109 260	CENTERLINE OF PUMP	3 264 051	CENTERLINE OF PUMP	101 694	CENTERLINE PUMP DISCH	D
113D312	GA003-S02	A2	CT NO.1 AUXILIARY COOLING WATER PUMP NO.2	5 119 160	CENTERLINE OF PUMP	3 264 051	CENTERLINE OF PUMP	101 694	CENTERLINE PUMP DISCH	D
113M301	GA003-S01	C2	CLOSED LOOP COOLING WTR HEAT EXCHANGER NO.1	5 119 400	FACE OF FLANGE	3 186 660	CENTERLINE OF UNIT	100 110	BOTTOM OF FOOT PAD	B
113M302	GA003-S01	C2	CLOSED LOOP COOLING WTR HEAT EXCHANGER NO.2	5 124 800	FACE OF FLANGE	3 186 660	CENTERLINE OF UNIT	100 110	BOTTOM OF FOOT PAD	D
113M311	GA005-S01	E5	CLOSED LOOP COOLING WATER EXPANSION TANK	5 105 705	CENTERLINE OF TANK	3 194 957	CENTERLINE OF TANK	112 960	BOTTOM OF SUPPORT	C
113M312	GA003-S01	D2	POT FEEDER	5 112 200	CENTERLINE OF TANK	3 193 625	CENTERLINE OF TANK	100 225	BOTTOM OF SUPPORT	C

NOTE 7 (NORTHING COORDINATE) NOTE 7 (EASTING COORDINATE) NOTE 7 (ELEVATION)

EQUIP NO.	DWG	DWG GRID	EQUIPMENT DESCRIPTION	NORTHING COORDINATE	NORTHING DESCRIPTION	EASTING COORDINATE	EASTING DESCRIPTION	ELEVATION	ELEVATION DESCRIPTION	REVISION
114D101	GA003-S01	D4	HRSG NO.1A HP DRUM PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.1		see 114M100		see 114M100			C
114D102	GA003-S01	D4	HRSG NO.1A HP DRUM PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.2		see 114M100		see 114M100			C
114D103	GA003-S01	D4	HRSG NO.1A IP DRUM PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.1		see 114M100		see 114M100			C
114D104	GA003-S01	D4	HRSG NO.1A IP DRUM PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.2		see 114M100		see 114M100			C
114D106	GA003-S01	D4	HRSG NO.1B HP DRUM PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.1		see 114M100		see 114M100			C
114D107	GA003-S01	D4	HRSG NO.1B HP DRUM PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.2		see 114M100		see 114M100			C
114D108	GA003-S01	D4	HRSG NO.1B IP DRUM PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.1		see 114M100		see 114M100			C
114D109	GA003-S01	D4	HRSG NO.1B IP DRUM PHOSPHATE INJECTION PUMP NO.2		see 114M100		see 114M100			C
114D111	GA003-S01	D4	HRSG O_2 SCAVENGER INJECTION PUMP NO.1		see 114M180		see 114M180			C
114D112	GA003-S01	D4	HRSG O_2 SCAVENGER INJECTION PUMP NO.2		see 114M180		see 114M180			C
114D151	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 SODIUM HYPOCHLORITE PUMP NO.1		see 114M150		see 114M150			C
114D152	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 SODIUM HYPOCHLORITE PUMP NO.2		see 114M150		see 114M150			C
114D161	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 DISPERSANT PUMP NO.1		see 114M160		see 114M160			C
114D162	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 DISPERSANT PUMP NO.2		see 114M160		see 114M160			C
114D171	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 CORROSION INHIBITOR PUMP NO.1		see 114M170		see 114M170			E
114D172	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 CORROSION INHIBITOR PUMP NO.2		see 114M170		see 114M170			E
114D181	GA003-S01	D4	HRSG AMINE INJECTION PUMP NO.1		see 114M180		see 114M180			C
114D182	GA003-S01	D4	HRSG AMINE INJECTION PUMP NO.2		see 114M180		see 114M180			C
114D191	GA003-S01	D4	HRSG PHOSPHATE METERING PUMP NO.1		see 114M100		see 114M100			C
114D192	GA003-S01	D4	HRSG PHOSPHATE METERING PUMP NO.2		see 114M100		see 114M100			C
114D193	GA003-S01	D4	HRSG PHOSPHATE METERING PUMP NO.3		see 114M100		see 114M100			C
114D301	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 SULFURIC ACID PUMP NO. 1		see 114M300		see 114M300			C
114D302	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 SULFURIC ACID PUMP NO. 2		see 114M300		see 114M300			C
114M100	GA003-S01	D4	HRSG PHOSPHATE INJECTION SKID	5 065 090	SOUTH EDGE OF SKID	3 191 900	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
114M150	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 SODIUM HYPOCHLORITE SKID	5 132 965	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 263 085	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
114M160	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 DISPERSANT SKID	5 131 315	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 268 190	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	E
114M170	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 CORROSION INHIBITOR SKID	5 129 485	CENTERLINE PUMP SUCTION	3 268 190	FACE OF FLANGE SUCTION	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	C
114M180	GA003-S01	D4	AMINE/O_2 SCAVENGER INJECTION SKID	5 053 375	NOTRH EDGE OF SKID	3 190 975	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	D
114M300	GA003-S02	A2	COOLING TOWER NO.1 SULFURIC ACID SKID	5 123 145	FACE OF FLANGE SUCTION	3 258 990	CENTERLINE PUMP SUCTION	100 500	BOTTOM OF SKID BASE	D
114M301	GA003-S02	A2	SULFURIC ACID STORAGE TANK	5 125 100	CENTERLINE OF TANK	3 259 535	CENTERLINE OF TANK	100 000	BOTTOM TANK SUPT. BASE	E
114M303	GA003-S02	A2	SULFURIC ACID STORAGE TANK VENT DRYER	5 124 870	CENTERLINE DRYER	3 261 375	CENTERLINE DRYER	100 000	BOTTOM BASE PLATE	E
115E216	GA020-S01	D4	HRSG NO 1A /1B TEMPERING UNIT	5 056 167	SOUTH EDGE OF SKID	3 188 730	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF SKID BASE	E
115M211	GA020-S01	D5	HRSG NO 1A SCR SKID EMERGENCY SHOWER/EYEWASH	5 030 580	CENTERLINE BASE	3 204 780	CENTERLINE BASE	99 960	BOTTOM OF BASE PLATE	E
115M213	GA020-S01	D4	HRSG NO 1B SCR SKID EMERGENCY SHOWER/EYEWASH	5 054 950	CENTERLINE BASE	3 205 280	CENTERLINE BASE	99 960	BOTTOM OF BASE PLATE	E
115M215	GA020-S01	D4	HRSG 1A/1B CHEMICAL FEED EMERGENCY SHOWER/EYEWASH	5 056 167	CENTERLINE BASE	3 188 780	CENTERLINE BASE	99 960	BOTTOM OF BASE PLATE	E
115M300	**GA003-S01**		**UNIT 1A SELECTIVE CATALYTIC REDUCTION SYSTEM PACKAGE/ LOT DU SYSTÈME DE RÉDUCTION CATALYTIQUE SÉLECTIVE UNITE 1A**	**5 040 000**	**CENTER OF UNIT**			**100 000**	**BASE LINE OF UNIT**	
115M303	**GA003-S01**		**UNIT 1A FILTERS FOR TEMPERING AIR/ FILTRES POUR L'AIR TEMPÉRÉ UNITE 1A**		**SEE 115M300**		**SEE 115M300**			
115M304	**GA003-S01**		**UNIT 1A FILTERS FOR TEMPERING AIR / FILTRES POUR L'AIR TEMPÉRÉ UNITE 1A**		**SEE 115M300**		**SEE 115M300**			
115M400	**GA003-S01**		**UNIT 1B SELECTIVE CATALYTIC REDUCTION SYSTEM PACKAGE/ LOT DU SYSTÈME DE RÉDUCTION CATALYTIQUE SÉLECTIVE UNITE 1B**	**5 080 000**	**CENTER OF UNIT**			**100 000**	**BASE LINE OF UNIT**	
115M403	**GA003-S01**		**UNIT 1B FILTERS FOR TEMPERING AIR / FILTRES POUR L'AIR TEMPÉRÉ UNITE 1B**		**SEE 115M400**		**SEE 115M400**			
115M404	**GA003-S01**		**UNIT 1B FILTERS FOR TEMPERING AIR / FILTRES POUR L'AIR TEMPÉRÉ UNITE 1B**		**SEE 115M400**		**SEE 115M400**			
115D301	**GA003-S01**		**UNIT 1A DILUTION AIR FAN / VENTILATEUR D'AIR DE DILUTION UNITE 1A**	**5066632.57**	**SOUTH EDGE OF SKID**	**3238972.74**	**WEST EDGE OF SKID**	**100 100**	**BOTTOM OF SKID BASE**	
115D302	**GA003-S01**		**UNIT 1A DILUTION AIR FAN / VENTILATEUR D'AIR DE DILUTION UNITE 1A**		**SEE 115D301**		**SEE 115D301**			
115D303	**GA003-S01**		**UNIT 1A TEMPERING AIR FAN / VENTILATEUR D'AIR TEMPERÉ UNITE 1A**		**SEE 115M300**		**SEE 115M300**			
115D304	**GA003-S01**		**UNIT 1A TEMPERING AIR FAN / VENTILATEUR D'AIR TEMPERÉ UNITE 1A**		**SEE 115M300**		**SEE 115M300**			
115D401	**GA003-S01**		**UNIT 1A FILTERS FOR DILUTION AIR / FILTRES POUR L'AIR DE DILUTION UNITE 1A**	**5026632.57**	**SOUTH EDGE OF SKID**	**3238972.74**	**WEST EDGE OF SKID**	**100 100**	**BOTTOM OF SKID BASE**	
115D402	**GA003-S01**		**UNIT 1A FILTERS FOR DILUTION AIR / FILTRES POUR L'AIR DE DILUTION UNITE 1A**		**SEE 115D401**		**SEE 115D401**			
115D403	**GA003-S01**		**UNIT 1B TEMPERING AIR FAN / VENTILATEUR D'AIR TEMPERÉ UNITE 1B**		**SEE 115M400**		**SEE 115M400**			
115D404	**GA003-S01**		**UNIT 1B TEMPERING AIR FAN/ VENTILATEUR D'AIR TEMPERÉ UNITE 1B**		**SEE 115M400**		**SEE 115M400**			
116E151	GA003-S01	B5	GSU NO.1A STEP-UP TRANSFORMER	5 022 620	CL OF TRANSFORMERS	3 135 750	CL OF TRANSFORMERS			B
116E152	GA003-S01	B4	GSU NO.1B STEP-UP TRANSFORMER	5 062 620	CL OF TRANSFORMERS	3 135 750	CL OF TRANSFORMERS			B
116E153	GA003-S01	B2	GSU NO.1C STEP-UP TRANSFORMER	5 102 620	CL OF TRANSFORMERS	3 135 995	CL OF TRANSFORMERS			B
116E241	GA003-S01	B5	GENERATOR CIRCUIT BREAKER 52-G1A	5 027 726	CENTERLINE OF UNIT	3 152 515	CENTERLINE OF UNIT			A
116E242	GA003-S01	B3	GENERATOR CIRCUIT BREAKER 52-G1B	5 067 726	CENTERLINE OF UNIT	3 152 515	CENTERLINE OF UNIT			A
116E251	GA003-S01	B2	AUXILIARY TRANSFORMER NO.1A	5 124 300	CENTERLINE OF UNIT	3 134 425	CENTERLINE OF UNIT			B
116E252	GA003-S01	B1	AUXILIARY TRANSFORMER NO.1B	5 132 000	CENTERLINE OF UNIT	3 134 425	CENTERLINE OF UNIT			B
116E371	GA003-S01	D2	WATER TREATMENT TRANSFORMER NO.1A	5 106 058	CENTERLINE OF UNIT	3 197 210	CENTERLINE OF UNIT			B
116E372	GA003-S01	D2	WATER TREATMENT TRANSFORMER NO.1B	5 101 283	CENTERLINE OF UNIT	3 197 210	CENTERLINE OF UNIT			B
116M800	GA003-S02	B3	COOLING TOWER ELEC. POWER CONTROL BLDG	5 084 225	SOUTH WALL OF BLDG	3 292 360	WEST WALL OF BLDG			B
120D101	GA003-S01	B4	CTG NO.1A GENERATOR	5 040 000	CENTERLINE OF UNIT	3 152 415.5	CL OF GENERATOR	103 962.4	CENTERLINE OF UNIT	D
120D102	GA003-S01	B3	CTG NO.1B GENERATOR	5 080 000	CENTERLINE OF UNIT	3 152 415.5	CL OF GENERATOR	103 962.4	CENTERLINE OF UNIT	D
120E150	GA003-S01	B3	CTG ISOLATION TRANSFORMER	5 074 700	CL OF TRANSFORMERS	3 137 403	CL OF TRANSFORMERS			C
120E151	GA003-S01	B5	CTG NO.1A EXCITATION TRANSFORMER	5 034 700	CL OF TRANSFORMERS	3 137 957	CL OF TRANSFORMERS			E
120E152	GA003-S01	B3	CTG NO.1B EXCITATION TRANSFORMER	5 074 700	CL OF TRANSFORMERS	3 133 440	CL OF TRANSFORMERS			E
120E167	GA003-S01	B4	CTG DC LINK REACTOR	5 067 726	CENTERLINE OF UNIT	3 152 515	CENTERLINE OF UNIT			B
120E181	GA003-S01	C5	CTG NO.1A PEECC	5 020 745	SOUTH WALL	3 159 580	WEST WALL			B
120E186	GA003-S01	C4	CTG NO.1B PEECC	5 060 744	SOUTH WALL	3 159 580	WEST WALL			A
120M101	GA003-S01	C4	CTG NO.1A TURBINE	5 040 000	CENTERLINE OF TURBINE	3 160 903.9	CENTERLINE OF SUPPORT	103 962.4	CENTERLINE OF UNIT	A
120M102	GA003-S01	C3	CTG NO.1B TURBINE	5 080 000	CENTERLINE OF TURBINE	3 160 903.9	CENTERLINE OF SUPPORT	103 962.4	CENTERLINE OF UNIT	A
120M110	GA003-S01	C4	CTG WATER WASH SKID	5 063 950	SOUTH EDGE OF SKID	3 176 000	WEST EDGE OF SKID	100 110	BOTTOM OF SKID	E
120M113	GA003-S01	C4	CTG NO.1A FLAME DETECTOR COOLER		see 120M101		see 120M101			C
120M114	GA003-S01	C3	CTG NO.1B FLAME DETECTOR COOLER		see 120M102		see 120M102			C
120M115	GA003-S01	B3	LCI COOLER NO.1	5 071 854	SOUTH WALL	3 146 386	WEST WALL			B
120M171	GA003-S01	B5	CTG NO.1A EXCITATION COMPARTMENT	5 027 122	SOUTH WALL	3 143 753	WEST WALL	100 000	BOTTOM OF BASE	D
120M172	GA003-S01	B4	CTG NO.1B LCI / EXCITATION COMPARTMENT	5 064 862	SOUTH WALL	3 143 753	WEST WALL	100 000	BOTTOM OF BASE	D
120M181	GA003-S01	B4	CTG NO.1A AIR PROCESSING SKID	5 049 380	NORTH EDGE OF SKID	3 150 810	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF SKID	D
120M182	GA003-S01	B3	CTG NO.1B AIR PROCESSING SKID	5 089 380	NORTH EDGE OF SKID	3 150 810	WEST EDGE OF SKID	100 000	BOTTOM OF SKID	D
120M201	GA003-S01	C5	CTG NO.1A ACCESSORY MODULE	5 027 503	SOUTH EDGE OF MODULE	3 163 383	CENTERLINE OF MODULE			A
120M202	GA003-S01	C3	CTG NO.1B ACCESSORY MODULE	5 067 503	SOUTH EDGE OF MODULE	3 163 383	CENTERLINE OF MODULE			A
120M215	GA003-S01	C5	CTG NO.1A LUBE OIL COOLER NO.1		see 120M201		see 120M201			C
120M216	GA003-S01	C5	CTG NO.1A LUBE OIL COOLER NO.2		see 120M201		see 120M201			C
120M217	GA003-S01	C3	CTG NO.1B LUBE OIL COOLER NO.1		see 120M202		see 120M202			C
120M218	GA003-S01	C3	CTG NO.1B LUBE OIL COOLER NO.2		see 120M202		see 120M202			C
120M661	GA003-S01	B4	CTG NO.1A CO_2 SUPPLY SKID	5 046 538	NORTH EDGE OF SKID	3 147 095	EAST EDGE OF SKID	100 000		E
120M662	GA003-S01	B3	CTG NO.1B CO_2 SUPPLY SKID	5 086 538	NORTH EDGE OF SKID	3 147 095	EAST EDGE OF SKID	100 000		E
120M960	GA003-S01	C4	CTG NO.1A COOLING FAN MODULE SKID	5 118 069.5	SOUTH EDGE OF MODULE	3 162 971.5	EAST EDGE OF MODULE			E
120M965	GA003-S01	C3	CTG NO.1B COOLING FAN MODULE SKID	5 078 069.5	SOUTH EDGE OF MODULE	3 162 971.5	EAST EDGE OF MODULE			E
	GA002-S01	A2	RETENTION POND	5 160 739	SOUTH EDGE OF POND	3 058 019	EAST EDGE OF POND			A
	GA003-S01	C2	CHEMICAL FEED SKID		DELETED		DELETED		DELETED	D
	GA003-S02	A3	H_2 TRAILERS	5 072 405	SOUTH EDGE OF UNIT	270 065	WEST EDGE OF UNIT			E

GENERAL NOTES:
NOTES GÉNÉRALES:

1. COORDINATES SHOWN ON THIS DRAWING ARE PER THE TRANSCANADA ENERGY LTD. PLANT COORDINATE SYSTEM. FOR REFERENCE TO THE SURVEY COORDINATES SEE THE SITE ARRANGEMENT DRAWING 0532 GA001-S01.
LES COORDONNÉES MONTRÉES SUR CE DESSIN UTILISENT LE SYSTÈME DE COORDONNÉES DU SITE DE TRANSCANADA ENERGY LTD. POUR UNE CORRESPONDANCE AUX COORDONNÉES D'ARPENTAGE, VOIR LE DESSIN D'EMPLACEMENT DU SITE 0532 GA001-S01

2. FOR PLANT GENERAL ARRANGEMENT SEE DRAWING 0532 GA002-S01.
POUR L'AGENCEMENT GÉNÉRAL DU SITE, VOIR LE DESSIN 0532-GA002-S01.

3. FOR POWER BUILDING GENERAL ARRANGEMENT SEE DRAWING 0532 GA003-S01.
POUR L'AGENCEMENT GÉNÉRAL DU BÂTIMENT DE PUISSANCE, VOIR LE DESSIN 0532 GA003-S01

4. FOR RAW WATER/COOLING WATER GENERAL ARRANGEMENT SEE DRAWING 0532 GA003-S02.
POUR L'AGENCEMENT GÉNÉRAL DE LA TOUR DE REFROIDISSEMENT ET DE LA ZONE DE L'EAU BRUTE, VOIR LE DESSIN 0532 GA003-S02

5. FOR STEAM TURBINE UPER LEVEL GENERAL ARRANGEMENT SEE DRAWING 0532 GA004-S01.
POUR L'AGENCEMENT GÉNÉRAL DU NIVEAU SUPÉRIEUR DE LA TURBINE À VAPEUR, VOIR LE DESSIN 0532 GA004-S01

6. FOR ELECTRICAL ROOM/MEZZANINE LEVEL GENERAL ARRANGEMENT SEE DRAWING 0532 GA005-S01.
POUR L'AGENCEMENT GÉNÉRAL DU NIVEAU DE LA MÉZANINE / SALLE ÉLECTRIQUE, VOIR LE DESSIN 0532 GA005-S01

7. NORTHING AND EASTING COORDINATES ARE ON HOLD.
LES COORDONNÉES NORD ET EST SONT EN ATTENTE

00

DESSINS DE RÉFÉRENCE / REFERENCE DRAWINGS

DESSIN No / DRAWING No	TITRE / TITLE
-	

RÉVISION / REVISION — APPROBATION / APPROVAL

RÉV REV	DATE	DESCRIPTION / DESCRIPTION	CODE PROJET PROJECT CODE	DESSINATEUR DRAFTER	VÉRIFICATEUR DRAFTING CHECKER	CONCEPTEUR DESIGNER	VÉRIF. CONCEPTEUR DESIGN CHECKER	CHARGÉ PROJET PROJECT MANAGER	COMPAGNIE COMPANY
00	2025-12-04	ÉMIS POUR PERMIS / ISSUED FOR PERMIT	CA0055820.9636	MRR	DT	DB	CH	GS	WSP

INGÉNIEUR / RPT PROFESSIONAL ENGINEER/RPT — PERMIS / APPROBATION ING PERMIT/ ENG APPROVAL — DATE

INGÉNIEUR · ENGINEER Colin Hirjaba 134478 QUÉBEC
2025-12-04

RÉV/REV — DATE — NUMÉRO DE PERMIS: PERMIT NUMBER:

TC Énergie

BECANCOUR POWER PLANT

FAC # 0345 — STATION D'INGÉNIERIE/ENG STATION: — DISC # 01

GENERAL ARRANGEMENT / AGENCEMENT GÉNÉRAL
EQUIPMENT LOCATION & IDENTIFICATION SCHEDULE
[FR]

ÉCHELLE/SCALE NTS — DESSIN #/DRAWING # 0532 GA006 SHT 02 RE-REG — RÉV/REV 00

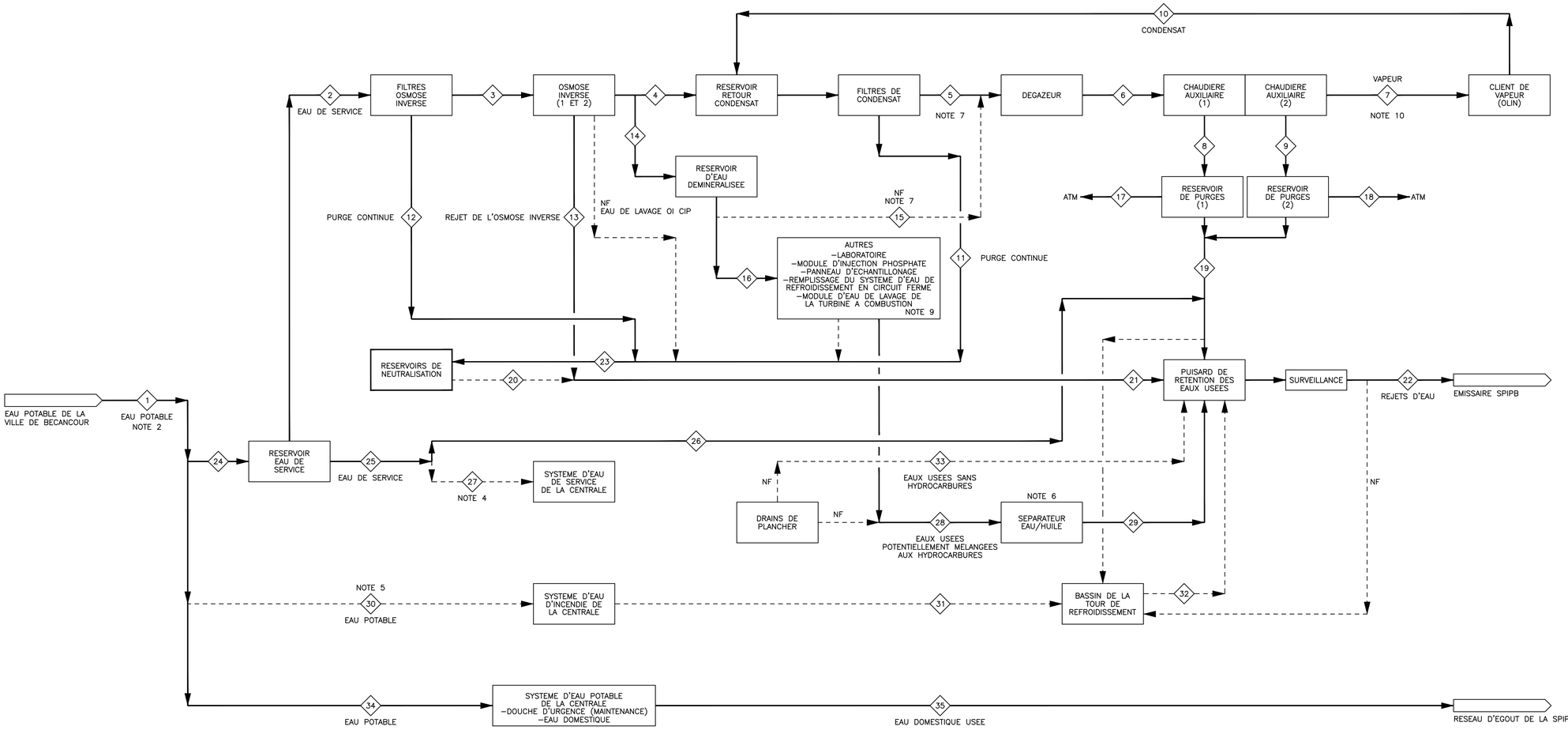
TC_B1_BL.DWG 707X1000

DESSIN CDAO: NE PAS RÉVISER À LA MAIN/CADD DRAWING: DO NOT MAKE MANUAL REVISIONS

ANNEXE

D

DIAGRAMME D'ÉCOULEMENT – BILAN HYDRIQUE



NOTE 1,8,10

	1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		11		12	
	Opération	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*
Débit volumétrique (m^3/h)	35.9	129.9	33.4	120.5	33.1	120.2	24.8	58.4	73.6	166.4	73.6	166.4	10 669	23 503	1.3	5.4	1.3	5.4	49.7	109.4	0.3	0.3	0.3	0.3
Débit massique (kg/h)	35 880	129 851	33 385	120 482	33 085	120 182	24 754	58 383	72 060	162 945	72 060	162 945	70 000	154 200	1 030	4 373	1 030	4 373	47 600	104 856	294	294	300	300
Température (°C)	10	10	10	10	10	10	10	10	69	68	69	68	252	252	240	240	240	240	100	100	69	68	10	10
Masse volumique (kg/m^3)	999.7	999.7	999.7	999.7	999.7	999.7	999.7	999.7	979.1	979.0	979.1	979.0	6.6	6.6	813.3	813.3	813.3	813.3	958.4	958.4	979.1	979.0	999.7	999.7
	13		**14**		**15**		**16**		**17**		**18**		**19**		**20**		**21**		**22**		**23**		**24**	
	Opération	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*
Débit volumétrique (m^3/h)	8.3	30.1	0.1	31.8	-	-	0.1	31.8	28.3	120.3	28.3	120.3	1.8	7.8	1.1	1.1	9.4	31.2	16.8	50.4	1.1	1.1	34.9	126.9
Débit massique (kg/h)	8 271	30 046	60	31 753	0	0	60	31 753	282	1 199	282	1 199	1 495	6 347	1 100	1 100	9 371	31 145	16 814	50 314	1 100	1 100	34 880	126 829
Température (°C)	10	10	10	10	-	-	10	10	100	100	100	100	240	240	10	10	10	10	18	21	10	10	10	10
Masse Volumique (kg/m^3)	999.7	999.7	999.7	999.7	-	-	999.7	999.7	10.0	10.0	10.0	10.0	813.3	813.3	999.7	999.7	999.7	999.7	998.6	997.9	999.7	999.7	999.7	999.7
	25		**26**		**27**		**28**		**29**		**30**		**31**		**32**		**33**		**34**		**35**			
	Opération	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*	*Opération*	*Maximum*		
Débit volumétrique (m^3/h)	1.5	6.3	1.5	6.3	-	-	4.0	4.0	4.0	4.0	-	2.0	-	2.0	-	2.0	0.5	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0		
Débit massique (kg/h)	1 495	6 347	1 495	6 347	0	0	3 999	3 999	3 999	3 999	0	2 022	0	2 022	0	2 022	454	454	1 000	1 000	1 000	1 000		
Température (°C)	10	10	10	10	-	-	10	10	10	10	-	10	-	10	-	10	10	10	10	10	10	10		
Masse Volumique (kg/m^3)	999.7	999.7	999.7	999.7	-	-	999.7	999.7	999.7	999.7	-	999.7	-	999.7	-	999.7	999.7	999.7	999.7	999.7	999.7	999.7		

NOTES:

LEGEND / LÉGENDE:

EXISTANT

NOUVEAU

CONTINU | INTERMITTENT

NOTES GENERALES :

1. LES CAS D'OPERATION ET LES CAS MAXIMUM SONT BASES SUR UNE CONSOMMATION MOYENNE DE VAPEUR DE 70 T/H ET 154,2 T/H.
2. LA TEMPERATURE DE L'EAU DE LA VILLE DE BECANCOUR EST DE 10°C.
3. LE CONDENSAT RETOURNE PAR LE CLIENT CORRESPOND A 68% MASSIQUE DE LA VAPEUR ENVOYEE. (SCHEMA SIMPLIFIE EAU_MODIF 2025)
4. L'ECOULEMENT 27, CORRESPONDANT A L'EAU DE SERVICE DE LA CENTRALE, N'A AUCUN DEBIT NORMALEMENT ET IL N'EST PAS INCLUS DANS LES BILANS. IL S'AGIT DE 21 STATIONS DE SERVICE RELIEES PAR DES TUYAUX FLEXIBLES, CHACUNE POUVANT ATTEINDRE UN DEBIT MAXIMAL DE 5M³/H.
5. L'ECOULEMENT 30, CORRESPONDANT AU SYSTEME D'INCENDIE, N'A NORMALEMENT AUCUN DEBIT. TOUTEFOIS, UN DEBIT EST ESTIME DANS LE SCENARIO MAXIMAL, EN TENANT COMPTE DES TESTS HEBDOMADAIRES D'UNE DUREE DE 30 MINUTES.
6. LE SEPARATEUR EAU/HUILE PEUT TRAITER UNE CONCENTRATION D'HUILE ALLANT JUSQU'A 1000 PPM, TOUT EN GARANTISSANT UNE CONCENTRATION EN SORTIE DE 2 PPM POUR UN DEBIT NOMINAL DE 9M³/H.
7. SEUL L'ECOULEMENT 4 EST PRESENTE AVEC UN DEBIT DANS LE TABLEAU D'ECOULEMENTS. CEPENDANT, L'ECOULEMENT 15 PEUT EGALEMENT ETRE UTILISE. PAR CONSEQUENT, LES DEUX LIGNES SONT CONCUES POUR LE DEBIT ASSOCIE A LA LIGNE 4.
8. LES ECOULEMENTS 8,9,11,13,20,23,28,34,28 ET 35 SONT BASES SUR DES DONNEES OPERATIONNELLES MOYENNES DE L'USINE DE TC A BECANCOUR. (SCHEMA SIMPLIFIE EAU_MODIF 2025)
9. L'EAU USEE DU MODULE D'EAU DE LAVAGE DE LA TURBINE A COMBUSTION EST VIDANGE PAR UN CAMION.
10. LES CONDITIONS DE LA VAPEUR SONT DE 252 °C ET 1503 KPAA.

POUR DEMANDE DE PERMIS

2026-01-22

CE DOCUMENT NE DOIT PAS ÊTRE UTILISÉ À DES FINS DE CONSTRUCTION (OU DE FABRICATION)

DESSINS DE RÉFÉRENCE / REFERENCE DRAWINGS

DESSIN No / DRAWING No	TITRE / TITLE

RÉVISION / REVISION

RÉV/REV	DATE	DESCRIPTION / DESCRIPTION
A	2026-01-19	EMIS POUR REVUE / ISSUED FOR REVIEW
00	2026-01-22	EMIS POUR PERMIS / ISSUED FOR PERMIT

APPROBATION / APPROVAL

CODE PROJET PROJECT CODE	DESSINATEUR DRAFTER	VÉRIFICATEUR DRAFTING CHECKER	CONCEPTEUR DESIGNER	VÉRIF. CONCEPTEUR DESIGN CHECKER	CHARGÉ PROJET PROJECT MANAGER	COMPAGNIE COMPANY
31267.6554	AJ	–	BJ	GPR	NB	WSP
31267.6554	AJ	–	BJ	GPR	NB	WSP

INGÉNIEUR / RPT PROFESSIONAL ENGINEER/RPT

BARBARA JARAMILLO, Ing. OIQ 6043620

PERMIS / APPROBATION ING PERMIT / ENG APPROVAL

DATE

Ordre des ingénieurs du Québec
JARAMILLO
Barbara Jaramillo
6043620
QUÉBEC
2026-01-22

00 | 2026-01-22

RÉV/REV | DATE | NUMÉRO DE PERMIS: PERMIT NUMBER:

TC Énergie

USINE D'ENERGIE BECANCOUR

FIA/FIA	CHAÎNAGE/CHAINAGE:	DISCIPLINE
345		01

DIAGRAMME D'ECOULEMENT BILAN HYDRIQUE

ÉCHELLE/SCALE	DESSIN No/DRAWING No	RÉV/REV
N.T.S./ÉCHELLE	0532-FD201 SHT 01	00

TC_B1_TQB.DWG 707X1000

DESSIN CDAO: NE PAS RÉVISER À LA MAIN/CADD DRAWING: DO NOT MAKE MANUAL REVISIONS

ANNEXE

E

MODÉLISATION DES ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES

TRANSCANADA ENERGIE LIMITÉE

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

MODÉLISATION DE LA DISPERSION ATMOSPHÉRIQUE

JANVIER 2026

CONFIDENTIEL

RÉFÉRENCE WSP : CA0031267.6554_001_R_REV0
RÉFÉRENCE CLIENT : M002143-WSPEV-EN-ASMT-0002-FR

RAPPORT TECHNIQUE



TRANSCANADA ENERGIE LIMITÉE

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

MODÉLISATION DE LA DISPERSION ATMOSPHÉRIQUE

RAPPORT TECHNIQUE
CONFIDENTIEL

RÉFÉRENCE WSP : CA0031267.6554_001_R_REV0
RÉFÉRENCE CLIENT : M002143-WSPEV-EN-ASMT-0002-FR

JANVIER 2026

WSP CANADA INC.
2E ÉTAGE
3535, BOULEVARD L.-P.-NORMAND, 2E ÉTAGE
TROIS-RIVIÈRES (QUÉBEC) G9B 0G8
CANADA

T: +1 819 375-1292

WSP.COM

SIGNATURES

PRÉPARÉ PAR



13 janvier 2026

Ali Ezzeddine M. Sc.
Spécialiste et chargé de projets
Qualité de l'air

Date

RÉVISÉ PAR



13 janvier 2026

Julien Poirier, ing., M. Sc. (OIQ 5031699)
Coordonnateur et directeur de projets – Qualité de l'air

Date

LIMITATIONS

WSP Canada Inc. (« WSP ») a préparé ce rapport uniquement pour son destinataire TRANSCANADA ENERGIE LIMITÉE, 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.

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.

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

CLIENT

TRANSCANADA ENERGIE LIMITÉE

Planificateur principal en environnement	Laurent Malépart, géo., MBA
Conseillère en environnement	Marie Blanchette, biol.

ÉQUIPE DE RÉALISATION

WSP CANADA INC. (WSP)

Coordonnateur et directeur de projets – Qualité de l'air	Julien Poirier, ing., M. Sc.
Spécialistes et chargés de projet – Qualité de l'air	Ali Ezzeddine, M. Sc.
Coordonnatrice cartographie	Christine Thériault, cartographe

RÉFÉRENCE À CITER

WSP. 2026. CONVERSION DE LA CENTRALE DE COGÉNÉRATION DE BÉCANCOUR EN UNE CENTRALE DE POINTE À CYCLE SIMPLE. Modélisation de la dispersion atmosphérique. . Rapport produit pour TRANSCANADA ENERGIE LIMITÉE. Référence WSP : CA0031267.6554_001_R_Rev0. 37 pages et annexes.

TABLE DES MATIÈRES

1 Introduction 1
1.1 Mise en contexte 1
1.2 Objectif de l'étude 1
1.3 Zone d'étude 1

2 Cadre réglementaire 3
2.1 Normes et critères Québécois de qualité de l'atmosphère 3
2.2 Substances modélisées 4
2.3 Limite et domaine d'application 5
2.4 Niveaux ambiants 5

3 Contexte de modélisation 11
3.1 Description sommaire des opérations 11
3.2 Identification des sources et substances émises 11
3.3 Scénarios de modélisation 11
3.3.1 Variation des opérations 12
3.3.2 Scénarios d'opérations sélectionnés 12
3.3.3 Configuration des scénarios en fonction des périodes 12
3.3.4 Sélection des sources d'émissions 13

4 Caractérisation des sources d'émissions 15
4.1 Turbines alimentées au gaz naturel 15
4.2 Chaudières auxiliaires alimentées au gaz naturel 16
4.3 Pompe à incendie et génératrice d'urgence alimentées au diesel 17
4.4 Système de chauffage alimenté au gaz naturel 17
4.5 Sources d'émissions exclues de la modélisation 18

5 Méthodologie 19
5.1 Choix du modèle de dispersion 19
5.2 Description du modèle de dispersion 19
5.3 Domaine de modélisation 20
5.4 Topographie 20
5.5 Échantillon météorologique 20
5.6 Récepteurs 23
5.6.1 Grille de récepteurs 23
5.6.2 Récepteurs à la limite d'application 23
5.6.3 Récepteurs sensibles 23
5.6.4 Récepteurs du domaine d'application 26
5.7 Effet des bâtiments 27

5.8 Configuration du modèle de dispersion 27
5.9 Méthodes spécifiques 27
5.9.1 Estimation des concentrations pour une période inférieure à une heure 27
5.9.2 Estimation des concentrations pour une période journalière et annuelle 28
5.9.3 Estimation des concentrations en NO_2 29

6 Résultats de modélisation 31
6.1.1 Matières particulaires 32
6.1.2 Dioxyde d'azote 32

7 Conservatisme et limitation 33
7.1 Conservatisme de l'approche 33
7.2 Incertitudes et limitation des modèles 33
7.2.1 Modèle météorologique et modèle de dispersion 33
7.2.2 Autres 34

8 Conclusion 35

9 Références bibliographiques 37

Tableaux

Tableau 1 Valeurs de référence – Cadre de détermination et d'application des normes et critères 4
Tableau 2 Normes et critères associés aux substances modélisées 7
Tableau 3 Description des émissions modélisées 15
Tableau 4 Description de la vitesse des vents de l'échantillon météorologique 21
Tableau 5 Récepteurs sensibles 24
Tableau 6 Facteurs de pondération 29
Tableau 7 Concentrations initiales d'ozone considérées pour la méthode OLM 29
Tableau 8 Synthèse des résultats de modélisation de la dispersion atmosphérique 32

Figures

Figure 1 Roses des vents 22

Annexes

A **Tableaux**

A-1 Caractéristiques des sources d’émissions

A-2 Résultats

A-3 EXEMPLES DE CALCULS

B **Cartes**

B-1 Générales

1 Introduction

1.1 Mise en contexte

La centrale de cogénération de Bécancour, mise en service en 2006, est une installation alimentée au gaz naturel située dans le parc industriel de Bécancour. Conçue pour produire à la fois de l'électricité (547 MW) et de la vapeur industrielle, elle a cessé la production d'électricité dès 2008 à la demande d'Hydro-Québec. Depuis, seules ses chaudières auxiliaires sont utilisées pour fournir de la vapeur à deux entreprises du parc industriel de Bécancour.

Le projet consiste à convertir la centrale de cogénération (cycle combiné) en une centrale à gaz à cycle simple qui sera opérée pour les périodes de pointes., tout en misant sur les infrastructures existantes et en respectant les exigences environnementales en vigueur.

La conversion prévoit l'abandon du cycle vapeur, la démolition des conduits de transition des turbines à combustion ainsi qu'une grande partie des composantes internes de la chaudière à récupération de chaleur. Elle comprend également l'installation de nouvelles cheminées et de nouveaux conduits de transition. Certains équipements devenus non fonctionnels seront retirés, tandis que d'autres seront conservés. Enfin, des travaux de démolition-déconstruction et diverses modifications aux infrastructures existantes sont aussi prévus.

1.2 Objectif de l'étude

Afin d'obtenir les approbations environnementales nécessaires, TransCanada 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 en lien avec l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement. Le mandat de WSP consiste à réaliser la modélisation de la dispersion atmosphérique. Cette étude a pour objectif d'évaluer l'impact des émissions provenant de l'exploitation de la Centrale de Bécancour en mode de cycle simple sur la qualité de l'atmosphère, et ce, sur la base du Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère [RAA] (Québec, 2022a).

La démarche de modélisation préconisée dans la présente étude s'appuie sur la méthodologie proposée par le ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la faune et des parcs (MELCCFP) dans le *Guide de la modélisation de la dispersion atmosphérique* (MELCCFP, 2025a) et dans le *Guide d'instruction – Préparation et réalisation d'une modélisation de la dispersion des émissions atmosphériques – Projets miniers* (MELCCFP, 2025b). L'étude s'appuie également sur les informations fournies par TransCanada Énergie.

Les sections suivantes présentent la procédure utilisée pour modéliser les concentrations dans l'air ambiant des composés particulaires et gazeux sélectionnés. Les niveaux ambiants retenus ainsi que les normes de qualité de l'atmosphère considérées sont aussi exposés. Enfin, les résultats détaillés sont présentés et interprétés en fonction des hypothèses retenues pour la modélisation de la dispersion atmosphérique.

1.3 Zone d'étude

Le projet est situé à l'intérieur des limites du parc industriel et portuaire de Bécancour, à la latitude 46°22'02" Nord et à la longitude 72°24'13" Ouest. Les principales infrastructures sont situées à une distance approximative de 3 km

à l'est-nord-est du cœur du noyau villageois de Bécancour et de 4 km au nord-est de la communauté Wôlinak de la Nation Waban-Aki. La localisation du site est présentée à la carte B-1-1.

Dans le cadre de la présente étude, la modélisation de la dispersion atmosphérique est effectuée dans la projection Transverse Universelle de Mercator (UTM), avec le Datum de référence NAD83. Dans la projection UTM, le site à l'étude se situe dans la zone 18N et a pour coordonnées X = 699 697 m et Y = 5 138 142 m.

À moins d'avis contraire, **toutes les coordonnées fournies dans le présent rapport sont données dans le système de projection UTM, zone 18N**.

2 Cadre réglementaire

2.1 Normes et critères Québécois de qualité de l'atmosphère

Au Québec, les normes et critères de qualité de l'atmosphère ont été établis par le MELCCFP afin de faciliter l'évaluation de la qualité de l'air ambiant. Ils peuvent être utilisés pour analyser les résultats de mesures effectuées dans le cadre de différents programmes de suivi, pour établir l'indice de la qualité de l'air ou pour juger les résultats des études de modélisation de la dispersion atmosphérique réalisées dans le cadre des demandes d'autorisation et des études d'impact sur l'environnement.

L'application de normes de qualité de l'atmosphère est encadrée par le Titre IV du RAA (chapitre Q-2, r. 4.1). Pour les substances ne faisant pas l'objet d'une norme dans le RAA, des critères de qualité de l'atmosphère sont aussi déterminés et sont appliqués en vertu de l'article 20 de la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE) (Québec, 2022b).

La détermination d'une norme ou d'un critère de qualité de l'atmosphère exige des étapes d'évaluation et de gestion des risques qui doivent être encadrées par un ensemble de principes et de lignes directrices. En effet, il est nécessaire de maintenir une certaine cohérence dans le traitement de la multitude d'effets potentiels des contaminants sur la santé et l'environnement, dans l'application administrative des exigences requises pour le respect des normes et des critères de qualité de l'atmosphère et dans la gestion des risques auxquels seront exposés la population et l'environnement.

Les normes et critères de qualité de l'atmosphère sont définis dans le document *Normes et critères québécois de qualité de l'atmosphère* (MELCCFP, 2025c) [NCQQA v10] et décrits dans le document *Normes et critères de qualité de l'atmosphère du Québec : Cadre de détermination et d'application* (MDDELCC, 2017). Deux types de critères y sont définis par le MELCCFP :

- Le **critère de qualité de l'atmosphère** est le résultat de l'évaluation scientifique des risques et représente la concentration limite dans l'air ambiant établie en considérant seulement les arguments scientifiques et méthodologiques. Le critère de qualité de l'atmosphère est établi à un niveau de risque négligeable. Il est placé volontairement à un niveau inférieur à plusieurs risques rencontrés dans la vie courante. L'intention est de fixer des critères qui assurent une protection de la santé des populations et du milieu et qui favorisent la mise en place des meilleures technologies de production et d'épuration des émissions atmosphériques.

  Des concentrations sans effet peuvent être déterminées pour quatre grands types d'effets : les effets par exposition directe (p. ex., inhalation), les effets par exposition indirecte (p. ex., ingestion des contaminants), les nuisances (p. ex., odeurs) et les effets écotoxicologiques. Pour chaque contaminant, les critères de qualité de l'atmosphère sont établis à partir des concentrations sans effet les plus contraignantes parmi celles ayant été déterminées en fonction de l'information disponible. Ceci permet d'assurer la protection de tous les usages d'un milieu qui sont couverts par chacune des quatre concentrations sans effet.

  Enfin, le critère de qualité de l'atmosphère sert notamment à baliser la notion de susceptibilité de causer un effet qui est prévue à l'article 20 de la LQE.

- Le **critère provisoire de gestion** est une valeur qui prend en compte d'autres éléments que les effets, tels que les coûts et les bénéfices en santé publique et en environnement ou la faisabilité technologique. Les critères provisoires de gestion de qualité de l'atmosphère peuvent donc être établis à des valeurs correspondant à un risque supérieur à celui dit négligeable. Un risque peut être considéré comme acceptable même s'il est supérieur au niveau de risque négligeable à la condition qu'il ne dépasse pas les niveaux de risques, environnementaux ou autres, auxquels une personne est normalement exposée dans la vie courante. Ces risques supplémentaires doivent aussi être contrebalancés par des bénéfices sociaux et de santé publique en matière d'emploi, d'élévation du niveau de vie ou autre. Enfin, ces risques considérés comme acceptables doivent être acceptés par une grande majorité de la population.

Finalement, lorsqu'un critère ou un critère provisoire de gestion est intégré dans le RAA, il devient une **norme de qualité de l'atmosphère** (norme). Les normes sont normalement basées sur les critères de qualité de l'atmosphère, mais, dans certains cas, elles peuvent être basées sur des critères de gestion en raison de difficultés d'application.

Ces définitions sont résumées au tableau 2 du document *Normes et critères de qualité de l'atmosphère du Québec : Cadre de détermination et d'application*, qui est repris ci-contre au tableau 1.

Tableau 1 Valeurs de référence – Cadre de détermination et d'application des normes et critères

Critère de qualité de l'atmosphère	Critère provisoire de gestion	Norme de qualité de l'atmosphère
Seuil de référence correspondant à la valeur la plus contraignante parmi les quatre concentrations sans effet.	Seuil de référence déterminé à partir de la concentration sans effet la plus contraignante et de considérations scientifiques, techniques ou socioéconomiques.	Critère de qualité de l'atmosphère ou critère provisoire de gestion ayant été intégré au Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère.
Niveau de risque : négligeable	Niveau de risque : acceptable	Niveau de risque : négligeable ou acceptable

Dans ce contexte, le respect des normes et critères permet d'assurer un environnement sécuritaire pour la santé humaine et pour l'environnement. Par conséquent, les effets appréhendés des composés particulaires et gazeux sur la santé humaine et sur l'environnement peuvent être considérés comme négligeables ou acceptables lorsque les normes et critères sont respectés.

2.2 Substances modélisées

Les substances considérées dans cette étude sont les substances émises identifiées à la section 3.2 et pour lesquelles une norme ou un critère est défini dans le document Normes et critères québécois de qualité de l'atmosphère du MELCCFP.

La présente étude concerne donc les substances principales, notamment les matières particulaires (PMT et $PM_{2.5}$), le monoxyde de carbone (CO), le dioxyde d'azote (NO_2), le dioxyde de soufre (SO_2), l'ammoniac (NH_3), L'acide sulfurique (H_2SO_4), ainsi que 14 métaux et métalloïdes provenant des gaz de combustion. Parmi ces métaux, 12 possèdent une norme de qualité de l'atmosphère définie dans le RAA. Il s'agit plus précisément de l'arsenic (As), du baryum (Ba), du béryllium (Be), du cadmium (Cd), du chrome (Cr (III) et Cr (VI)), du cuivre (Cu), du mercure (Hg), du nickel (Ni), du plomb (Pb), du vanadium (V) et du zinc (Zn).

Des critères ont également été établis par le MELCCFP pour le cobalt (Co), le manganèse (Mn) et le sélénium (Se). Les normes et critères des métaux sont définis sur les PMT, à l'exception du manganèse et du nickel, qui sont définis sur les PM_{10}.

Plusieurs composés organiques volatils (COV), les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) ainsi que les dioxines et furanes (PCDD/F) ont également été modélisés.

L'ensemble des normes et critères considérés sont présentés au tableau 2.

2.3 Limite et domaine d'application

Afin de vérifier la conformité des opérations vis-à-vis des normes et critères de qualité de l'atmosphère, une limite géographique à partir de laquelle ces valeurs limites s'appliquent doit être définie. Cette limite est appelée « **limite d'application des normes et critères** » (ci-après limite d'application) et est définie par la limite de propriété ou de la zone industrielle projetée lorsqu'une telle limite existe.

La vérification du respect des valeurs limites se fait à cette limite d'application et au-delà. Les concentrations des contaminants modélisées dans l'air ambiant à l'intérieur de cette limite ne sont donc pas prises en compte lors de la vérification du respect des normes et critères de la qualité de l'air. En résumé, seuls les résultats de modélisations dans le « **domaine d'application des normes et critères** » (ci-après domaine d'application), constitué de la limite d'application et de la zone au-delà de celle-ci, seront comparés aux normes et critères de qualité de l'atmosphère en vigueur.

Pour le cas présent, le site de TransCanada Énergie est situé à l'intérieur de la zone industrielle de Bécancour, en zonage industriel. Par conséquent, la limite d'application coïncide avec la limite du zonage industriel, tel que défini par les cartes officielles de la Ville de Bécancour. Cette limite d'application est localisée sur la carte B-1-2.

2.4 Niveaux ambiants

Le niveau ambiant (ou concentration initiale) représente la concentration préexistante d'un contaminant dans l'air ambiant. Or, conformément au guide de modélisation du MELCCFP (MELCCFP, 2025a), les concentrations obtenues par modélisation doivent être additionnées à des niveaux ambiants représentatifs de la région étudiée. Afin de vérifier le respect des normes et critères, la somme de la concentration initiale et des concentrations modélisées doit ainsi être inférieure à la norme ou au critère pour chacune des substances.

Pour déterminer les niveaux ambiants des contaminants, différentes approches peuvent être envisagées. Les concentrations initiales peuvent être déterminées à partir :

- de mesures effectuées sur le site dans le but d'obtenir des valeurs réelles ;
- de mesures effectuées par des stations des réseaux de surveillance fédéral, provincial ou municipal, tels que le Réseau national de surveillance de la pollution de l'air (RNSPA) d'Environnement et Changement climatique Canada ou le Réseau de surveillance de la qualité de l'air du Québec (RSQAQ) du MELCCFP ;
- de concentrations initiales génériques définies par le MELCCFP.

Pour le cas présent, les concentrations initiales retenues pour l'ensemble des substances considérées sont des concentrations initiales génériques tirées du document *Normes et critères québécois de qualité de l'atmosphère* (NCQQA v10), à l'exception du dioxyde d'azote où le niveau d'exposition faible recommandé par le MELCCFP a été retenu (MELCCFP, 2025a).

Le tableau 2 présente les concentrations initiales retenues pour chacun des contaminants modélisés.

Tableau 2 Normes et critères associés aux substances modélisées

Substance	Acronyme, formule chimique ou # CAS	Gouv. / Org.	Type de seuil	Période	Statistique	Valeur limite (µg/m³)	Référence concentration initiale	Concentration initiale (µg/m³)
Particules totales	PMT	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	120	NCQQA v10	90
Particules fines	PM2,5	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	30	NCQQA v10	20
Monoxyde de carbone	CO	MELCCFP	Norme	1 heure	1er maximum	34000	NCQQA v10	2650
				8 heures	1er maximum	12700	NCQQA v10	1750
Dioxyde d'azote	NO2	MELCCFP	Norme	1 heure	1er maximum	414	Niveau exposition faible (MELCCFP, 2025a)	43
				24 heures	1er maximum	207		28
				1 an	1er maximum	103		9
Dioxyde de soufre	SO2	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	1310	NCQQA v10	150
					99.5e percentile	1050	NCQQA v10	150
				24 heures	1er maximum	288	NCQQA v10	50
				1 an	1er maximum	52	NCQQA v10	20
Arsenic	As	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.003	NCQQA v10	0.002
Baryum	Ba	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.05	NCQQA v10	0.025
Béryllium	Be	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.0004	NCQQA v10	0
Éthylbenzène	100-41-4	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	740	NCQQA v10	140
				1 an	1er maximum	200	NCQQA v10	3
1,3-Butadiène	106-99-0	MELCCFP	Critère	4 minutes	1er maximum	352	NCQQA v10	2
				1 an	1er maximum	0.5	NCQQA v10	0.14
Acroléine	107-02-8	MELCCFP	Critère	4 minutes	99e percentile	8.3	-	-
				1 an	1er maximum	0.02	-	-
Toluène	108-88-3	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	600	NCQQA v10	260
Pentane	109-66-0	MELCCFP	Critère	4 minutes	1er maximum	4120	NCQQA v10	76
				1 an	1er maximum	240	NCQQA v10	8
n-Hexane	110-54-3	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	5300	NCQQA v10	140
				1 an	1er maximum	140	NCQQA v10	3
Propanal	123-38-6	MELCCFP	Critère	4 minutes	1er maximum	460	NCQQA v10	10

Substance	Acronyme, formule chimique ou # CAS	Gouv. / Org.	Type de seuil	Période	Statistique	Valeur limite (µg/m³)	Référence concentration initiale	Concentration initiale (µg/m³)
					99e percentile	20	NCQQA v10	10
Pyrène	129-00-0	MELCCFP	Critère	1 an	1er maximum	13	NCQQA v10	0
Xylène (o,m,p)	1330-20-7	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	350	NCQQA v10	150
				1 an	1er maximum	20	NCQQA v10	8
Formaldéhyde	50-00-0	MELCCFP	Norme	15 minutes	1er maximum	37	NCQQA v10	3
Benzo(a)pyrène	50-32-8	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.0009	NCQQA v10	0.0003
2,2,4-Triméthylpentane	540-84-1	MELCCFP	Critère	1 heure	1er maximum	3500	NCQQA v10	0
				1 an	1er maximum	350	NCQQA v10	0
Benzène	71-43-2	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	10	NCQQA v10	3
Acetaldehyde	75-07-0	MELCCFP	Critère	4 minutes	99e percentile	3	-	-
				1 an	1er maximum	0.5	-	-
Oxyde de propylène	75-56-9	MELCCFP	Norme	1 heure	1er maximum	3100	NCQQA v10	0
				1 an	1er maximum	0.3	NCQQA v10	0
Acide sulfurique	7664-93-9	MELCCFP	Critère	1 heure	1er maximum	4.4	NCQQA v10	0
Naphtalène	91-20-3	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	200	NCQQA v10	5
				1 an	1er maximum	3	NCQQA v10	0
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	MELCCFP	Critère	1 heure	1er maximum	30	NCQQA v10	0
				1 an	1er maximum	4	NCQQA v10	0
Cadmium	Cd	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.0036	NCQQA v10	0.003
Cobalt	Co	MELCCFP	Critère	1 an	1er maximum	0.1	NCQQA v10	0
Chrome (composés de chrome hexavalent)	Cr(VI)	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.004	NCQQA v10	0.002
Chrome (composés de chrome trivalent)	Cr(III)	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.1	NCQQA v10	0.01
Cuivre	Cu	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	2.5	NCQQA v10	0.2
Hydrocarbures aromatiques polycycliques	HAP	MELCCFP	Critère	1 an	1er maximum	0.0024	NCQQA v10	0.0014
Mercure	Hg	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.005	NCQQA v10	0.002
Manganèse	Mn	MELCCFP	Critère	1 an	1er maximum	0.08	NCQQA v10	0.005
Ammoniac	NH3	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	350	NCQQA v10	100
Nickel	Ni	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	0.07	NCQQA v10	0.005

Substance	Acronyme, formule chimique ou # CAS	Gouv. / Org.	Type de seuil	Période	Statistique	Valeur limite (µg/m³)	Référence concentration initiale	Concentration initiale (µg/m³)
				1 an	1er maximum	0.02	NCQQA v10	0.002
Plomb	Pb	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.1	NCQQA v10	0.025
Dioxines et furanes	PCDD/F	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.00000006	NCQQA v10	0.00000004
Sélénium	Se	MELCCFP	Critère	1 heure	1er maximum	2	NCQQA v10	0.15
Vanadium	V	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	1	NCQQA v10	0.01
Zinc	Zn	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	2.5	NCQQA v10	0.1

3 Contexte de modélisation

Dans le cadre d'une étude de dispersion atmosphérique, il est important de définir en premier lieu le ou les scénarios de modélisation. Pour ce faire, les principales sources d'émissions et les substances émises doivent être identifiées. Plus spécifiquement, les substances considérées et les périodes des normes et critères définis pour celles-ci vont influencer le choix des scénarios de modélisation.

3.1 Description sommaire des opérations

La centrale de Bécancour de TransCanada Énergie est équipée de deux turbines à gaz et d'un échangeur de chaleur à l'air pour produire de l'électricité à partir de la combustion du gaz naturel. La combustion génère des gaz chauds sous pression qui font tourner les pales, convertissant l'énergie thermique en énergie mécanique, laquelle est ensuite transformée en électricité par un générateur.

3.2 Identification des sources et substances émises

Les sources d'émissions atmosphériques identifiées proviennent essentiellement de la combustion du gaz naturel dans les turbines, les chaudières auxiliaires et les équipements de chauffage, notamment les unités d'air frais (air makeup), les unités de traitement d'air (HVAC) ainsi que les aérothermes.

Les contaminants émis sont principalement des gaz de combustion, tels que les matières particulaires (PMT et $PM_{2.5}$), le monoxyde de carbone (CO), le dioxyde d'azote (NO_2), le dioxyde de soufre (SO_2) et l'acide sulfurique (H_2SO_4). On y retrouve aussi des métaux et métalloïdes, ainsi que de l'ammoniac (NH_3) issu du système de traitement des NOx.

3.3 Scénarios de modélisation

Comme exigé à l'annexe H du RAA, la modélisation de la dispersion atmosphérique vise à représenter les conditions qui maximiseront les répercussions sur la qualité de l'air, et ce, considérant les périodes d'application des valeurs limites prescrites pour chacune des substances. Pour ce faire, des « scénarios pires cas » doivent ainsi être considérés. Dans le cas où la modélisation de ces scénarios conservateurs respecte les normes et critères de qualité de l'air, il est attendu que les normes et critères soient respectés en tout temps au cours de la durée de vie du projet.

La sélection des scénarios de modélisation dépend de la variabilité des opérations durant toute la durée de vie du projet. Ainsi, une description de la variation des opérations est présentée à la section suivante.

3.3.1 Variation des opérations

Le projet consiste à transformer la centrale de cogénération existante en une centrale opérant en cycle simple pour générer de l'électricité en périodes de pointes. Le nombre d'heures de fonctionnement quotidien et annuel ainsi que le nombre de démarrages et d'arrêts des turbines dépendront des besoins d'Hydro-Québec.

Dans le scénario proposé dans le cadre de la présente modification d'autorisation, les turbines fonctionneraient jusqu'à un maximum de 580 heures par année, incluant environ 100 cycles de démarrage et d'arrêt. Cela correspondrait à 360 heures de fonctionnement en régime permanent et à 220 heures consacrées aux cycles de démarrage-arrêt. Dans ce contexte, la durée moyenne d'un démarrage est estimée à 77 minutes et celle d'un arrêt à 55 minutes. À titre conservateur, il est supposé que les deux turbines démarrent et s'arrêtent simultanément, bien qu'en pratique un décalage soit observé : la première turbine fonctionnerait à 50 % de sa charge pendant 32 minutes avant l'entrée en marche de la seconde, les deux unités atteignant ensuite 100 % de leur charge.

Par ailleurs, les deux chaudières auxiliaires actuellement en place continueront de fonctionner indépendamment des turbines, assurant une production de vapeur en continu, 24 heures sur 24 et tout au long de l'année.

Enfin, les équipements auxiliaires fonctionnant au diesel incluent une génératrice d'urgence de 846 kW, testée une fois par mois pendant deux heures à puissance réduite, et une pompe à incendie de 156 kW, mise en marche chaque semaine durant 30 minutes afin d'en vérifier la fiabilité.

3.3.2 Scénarios d'opérations sélectionnés

Un seul scénario, dit « scénario d'exploitation », a été retenu pour la présente étude de modélisation de la dispersion atmosphérique. Ce scénario vise à représenter les conditions normales d'opération de la centrale. À des fins conservatrices, il est assumé que la centrale peut fonctionner à pleine capacité, 24 heures par jour, 7 jours par semaine, et ce, tous les jours de l'année.

Dans ce cadre, l'ensemble des secteurs de la centrale a été modélisé en conditions normales d'exploitation. Afin d'assurer un caractère conservateur, tous les équipements ont été considérés comme pouvant être fonctionnels simultanément, et ce, même si ce n'est pas le cas en réalité. Ainsi, la génératrice d'urgence et la pompe à incendie ne sont activées qu'occasionnellement, tandis que le fonctionnement des turbines variera en fonction des besoins d'Hydro-Québec.

3.3.3 Configuration des scénarios en fonction des périodes

Les substances modélisées possèdent des normes définies sur différentes périodes (4 minutes, 1 heure, 8 heures, 24 heures et 1 an). Dans la mesure du possible, les scénarios modélisés tentent de maximiser les émissions en fonction de ces périodes, pour chacun des types de sources.

Par exemple, certaines activités telles que le démarrage des turbines ou bien les tests réalisés sur la génératrice ne sont pas effectués tous les jours et/ou simultanément. Or, afin de modéliser le pire cas sur une période de 24 heures, les scénarios sélectionnés correspondent à une journée où toutes les activités sont en opération simultanément, et ce, tous les jours de la modélisation. Ainsi, de façon conservatrice, ces scénarios d'émission sont testés sur l'ensemble de l'échantillon météorologique, à la recherche des conditions de dispersion les plus défavorables.

En procédant de cette façon, il est toutefois important de noter que les moyennes journalières et annuelles obtenues sont surestimées. Ainsi, pour les sources dont le fonctionnement est limité à quelques heures par jour, un prorata basé sur la durée réelle d'utilisation a été appliqué et deux scénarios, soit un **scénario journalier** et un **scénario annualisé**, sont alors déterminés afin d'évaluer les moyennes correspondantes de façon plus réaliste. La méthode utilisée est détaillée à la section 5.9.2.

3.3.4 Sélection des sources d'émissions

La modélisation est un exercice théorique qui a ses limites. Sur la base de la description du projet et des informations reçues, les sources ayant un impact attendu sur la qualité de l'air du milieu récepteur ont été identifiées en faisant preuve de diligence raisonnable. Or, la modélisation de la dispersion atmosphérique reste une évaluation globale qui ne peut prendre en compte toutes les subtilités de la situation réelle, telle qu'elle se réalisera au quotidien.

De façon générale, les sources d'émissions retenues et négligées pour la modélisation de la dispersion atmosphérique sont sélectionnées sur la base des critères suivants :

- Les sources d'émissions doivent être associées aux activités normales :

  Les émissions de contaminants attribuables à des situations non planifiées et imprévisibles, telles que l'utilisation de génératrices en cas d'urgence, ne sont pas considérées, et ce, tel que prescrit à l'annexe H du RAA (Québec, 2022a).

- Les effets attendus des sources d'émissions sur la concentration dans le milieu récepteur doivent être détectables (mesurables) :

  D'un point de vue scientifique, il n'y a pas d'intérêt à considérer des sources dont l'impact sur le milieu récepteur ne serait pas mesurable. Afin d'éviter de complexifier inutilement les scénarios de modélisation, certaines sources occasionnelles, de courte durée et/ou à faible taux d'émission peuvent être ignorées.

- Les sources d'émissions doivent permettre de représenter une situation réaliste :

  Certaines sources identifiées peuvent être omises des scénarios de modélisation lorsqu'il existe des contraintes physiques (ou des procédures) empêchant certaines opérations de se produire simultanément. Par exemple, si un opérateur utilise deux équipements (sources d'émission) mais qu'il lui est possible d'en faire fonctionner qu'un seul à la fois, la source associée au pire cas d'émission sera incluse dans le scénario modélisé alors que l'autre ne sera pas considérée.

4 Caractérisation des sources d'émissions

Les sections suivantes présentent la description et les caractéristiques des sources d'émissions considérées dans cette étude.

Le tableau 3 représente la provenance des taux d'émissions utilisés dans la modélisation de la dispersion atmosphérique ainsi que les contaminants reliés à chacune des sources considérées.

Afin de simplifier la lecture, la description des sources utilisées dans le modèle est fournie au tableau A-1-1. De plus, sauf sur indication contraire, les taux d'émission fournis au tableau A-1-2 sont présentés sans atténuation. La localisation des sources est finalement présentée au tableau B-1-3 pour le scénario choisi.

En l'absence de données d'émissions spécifiques au site pour certaines sources de rejet, les taux d'émissions ont été estimés de façon conservatrice à partir des paramètres d'opérations fournis par TransCanada Énergie et des facteurs proposés dans l'AP-42 de l'U.S. EPA (US-EPA, 1995). Ce document consiste en une compilation de facteurs d'émission à l'atmosphère pour divers secteurs d'activité industrielle.

Tableau 3 Description des émissions modélisées

Source	Méthode d'estimation des émissions	Émissions		
		Matières particulaires	Gaz de combustion	Métaux
Turbines à gaz[1]	Facteurs d'émissions de AP-42 et Données du fabricant (General Electric)	✓	✓	✓
Chaudières auxiliaires	Facteurs d'émissions de AP-42	✓	✓	✓
Unités de chauffage	Facteurs d'émissions de AP-42	✓	✓	✓
Génératrice d'urgence et pompe à incendie	Facteurs d'émissions de AP-42	✓	✓	✓

[1] Les taux d'émission de NOx, de particules, d'ammoniac, d'acide sulfurique et de monoxyde de carbone associés aux turbines ont été fournis par General Electric.

4.1 Turbines alimentées au gaz naturel

La centrale comprend deux turbines alimentées au gaz naturel, sources d'émission de particules et de gaz de combustion. La majorité des émissions de contaminants a été estimée en utilisant les facteurs d'émission de l'AP-42 (tableaux 3.1-2a et 3.1-3, section 3.1) pour la combustion de gaz naturel dans une turbine. Les calculs tiennent compte d'une consommation nominale de 55 835 m³/h lorsque les turbines fonctionnent en régime normal, et de

24 853 m³/h lors des phases de démarrage ou d'arrêt. Une teneur en soufre massique de 0,016 % (50 255 grains/10^6 scf)[1] a été considérée pour chaque turbine.

Le fabricant (General Electric) a fourni des fichiers de calcul des émissions pour différentes conditions d'opération, en modes de fonctionnement normal et de démarrage. Ces fichiers incluent les taux d'émission de NOx, de particules, de CO, d'ammoniac et d'acide sulfurique (H_2SO_4) en fonctionnement, ainsi que les NOx en phase de démarrage. Ces données ont été intégrées à la modélisation, et les conditions d'opération les plus défavorables en termes d'émissions de contaminants ont été retenues.

Les émissions des deux turbines sont représentées dans la modélisation par deux sources ponctuelles. Les paramètres physiques utilisés dans le modèle ont été fournis par General Electric.

4.2 Chaudières auxiliaires alimentées au gaz naturel

Il est prévu que les deux chaudières auxiliaires existantes sur le site continueront à fonctionner indépendamment des turbines. Elles produisent de la vapeur destinée à deux clients situés dans le parc industriel de Bécancour. Alimentées au gaz naturel, elles sont également considérées comme une source de particules et de gaz de combustion. Les émissions de contaminants ont été estimée en utilisant les facteurs d'émissions fournis dans l'AP-42, tableaux 1.4-1 et 1.4-2, section 1.4, pour la combustion du gaz naturel. Le facteur d'émission retenu correspond à la catégorie « *Large Wall-Fired Boilers (>100 MMBtu/h) – Controlled – Low NO_x Burners* », jugée la plus représentative des équipements en place.Les calculs tiennent compte de la puissance nominale de 93 MW et d'un taux de soufre de 50 255 grains/10^6 scf pour chaque chaudière. Cette puissance correspond à une consommation nominale d'environ 8 834 m³/h pour chaque chaudière.

En 2023, un échantillonnage des deux chaudières a été effectué (Murray, 2023). Les valeurs maximales mesurées pour l'oxyde d'azote (NO_x) et le monoxyde de carbone (CO) indiquent des taux d'émission inférieurs à ceux calculés à partir des facteurs d'émission fournis dans l'AP-42. Par souci de conservatisme, les taux calculés selon l'AP-42 ont donc été retenus pour ces deux contaminants.

Les émissions des deux chaudières sont représentées dans la modélisation par deux sources ponctuelles. Les paramètres physiques de ces sources ont été fournis par TransCanada Énergie. Pour la modélisation atmosphérique, les deux chaudières ont été modélisées en fonctionnement continu à leur capacité nominale, soit 24 heures sur 24, 365 jours par an, bien que leur utilisation réelle soit de l'ordre de 30 % de cette capacité nominale.

[1] Teneur tirée de la fiche technique du gaz naturel d'Energir. Cette teneur correspond à la limite maximale contractuelle et il est attendu que la teneur réelle est inférieure à cette valeur : https://energir.com/files/energir_common/fiche_propriete_technique_FR_energir.pdf

4.3 Pompe à incendie et génératrice d'urgence alimentées au diesel

Une génératrice d'urgence d'une puissance de 846 KW (1135 HP) fonctionnant au diesel est installée en cas de délestages 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 installée et est mise en marche une fois par semaine pendant 30 minutes afin de s'assurer de son bon fonctionnement.

Pour ces deux équipements, les facteurs d'émissions (g/hp.hr) pour les matières particulaires (PMT, PM_{10} et $PM_{2,5}$) et les gaz de combustion (CO, NO_x, SO_2) ont été estimés suivant la méthode proposée dans le document *Exhaust and Crankcase Emission Factors for Nonroad Engine Modeling Compression-Ignition* (US-EPA, 2010) en fonction de la certification des moteurs (*tier*). Les taux d'émission pour chacun des modèles d'engins ont ensuite été calculés en considérant la puissance des moteurs (hp) et le facteur de chargement en fonction du type d'équipement.

Pour la présente étude, la teneur en soufre dans le diesel a été fixée à 15 ppm, soit la limite prescrite par le *Règlement sur le soufre dans le carburant diésel* (Canada, 2020) pour les carburants diesel pour les moteurs hors route. Il est important de préciser que suivant la méthode utilisée, le diamètre de toutes les particules émises par les systèmes d'échappement est assumé inférieur à 10 microns (PM_{10}) de sorte que les taux d'émission pour les PMT et les PM_{10} sont égaux. De plus, la fraction de particules fines ($PM_{2,5}$) sur l'ensemble des particules émises est estimée à 97 %. Finalement, puisque l'âge spécifique de la génératrice et de la pompe à incendie est inconnu, l'augmentation des émissions due à la dégradation des moteurs a été maximisée afin de considérer le scénario « pire cas ».

Les taux d'émission des métaux, des espèces de COV et d'HAP ainsi que des dioxines et furanes ont été estimés selon les méthodes présentées dans le document *Speciation Profiles and Toxic Emission Factors for Nonroad Engines in MOVES2014b* (US-EPA, 2018). Les taux d'émission des diverses espèces de COV ont été calculés à partir des fractions de ces espèces par rapport aux COV totaux. Ces fractions ont été sélectionnées au tableau 3-4 de la documentation (US-EPA, 2018) en fonction de la norme « tier » et du type de technologie antipollution des moteurs modélisés. Les taux d'émission des espèces d'HAP sont calculés de manière similaire, mais en sommant leurs fractions gazeuses (par rapport aux COV totaux) et particulaires (par rapport aux $PM_{2,5}$) fournies au tableau 3-5 de la documentation (US-EPA, 2018). Les taux d'émission des métaux et des espèces de dioxines ou furanes ont été calculés à l'aide des facteurs d'émission (g/gal) fournis respectivement aux tableaux 3-6 et 3-7 de la documentation (US-EPA, 2018), en les multipliant par la consommation de carburant chacun des moteurs hors routes modélisées.

Un facteur de chargement de 0,68 % a été appliqué en se basant sur les informations disponibles, avec une classification Tier 0 pour ces deux équipements.

4.4 Système de chauffage alimenté au gaz naturel

Un système de chauffage alimenté au gaz naturel permet de maintenir la température et la qualité de l'air à l'intérieur des bâtiments de la centrale. Ce système est composé de plusieurs types d'équipements, à savoir :

- Cinq unités de compensation d'air (*air make-up*).

- Cinq systèmes de chauffage, ventilation et climatisation (HVAC).
- Trente-huit aérothermes.

En l'absence de données techniques complètes pour tous les équipements de chauffage et compte tenu de la complexité de représenter chaque source comme une source ponctuelle individuelle, une hypothèse simplificatrice a été adoptée.

En se basant sur la consommation réelle au site de 2024 de 22 601 GJ, et en ajustant pour les températures minimales mensuelles par rapport aux températures moyennes, une puissance maximale de 17,87 MMBTU/h a été estimée pour le chauffage de la centrale. Cette puissance a été répartie sur les cinq sources d'émission, correspondant aux sorties des unités HVAC, et convertie en consommation de gaz naturel (97.2 m^3/h par équipement). Ces informations ont servi à estimer les taux d'émission de chaque contaminant en appliquant leurs facteurs d'émission, exprimés en kg/m^3 de gaz naturel, tels que fournis dans l'AP-42, tableaux 1.4-1 et 1.4-2 de la section 1.4 pour la combustion du gaz naturel. Le facteur d'émission retenu correspond à la catégorie « *Small Boilers (<100 MMBtu/h) – Controlled – Low NO_x Burners »,* jugée la plus représentative des équipements en place. Pour ces calculs, un taux de soufre de 50 255 grains par 10^6 scf a été considéré.

4.5 Sources d'émissions exclues de la modélisation

Le remplissage du réservoir d'ammoniac qui alimente le système de traitement des NOx, sera réalisé en circuit fermé, conformément aux bonnes pratiques industrielles. Cette configuration implique qu'aucune émission atmosphérique significative ne sera générée durant l'opération, puisque les vapeurs d'ammoniac présentes dans le réservoir seront récupérées directement dans la citerne de livraison grâce à un système de raccordement étanche.

En conséquence, l'opération de remplissage de l'ammoniac n'a pas été considérée dans la modélisation de dispersion atmosphérique.

5 Méthodologie

La modélisation de la dispersion atmosphérique vise à documenter la portée et l'ampleur des rejets atmosphériques du projet, et à vérifier la conformité des concentrations potentielles avec la réglementation québécoise applicable.

La démarche de modélisation préconisée dans la présente étude s'appuie sur la méthodologie proposée par le MELCCFP dans le *Guide de la modélisation de la dispersion atmosphérique* (MELCCFP, 2025a) et le guide *Préparation et réalisation d'une modélisation de la dispersion des émissions atmosphériques – Projets miniers* (MELCCFP, 2025b). Les précisions sur les méthodologies à employer, dictées par le MELCCFP à travers leurs commentaires sur les modélisations passées dans le cadre d'autres projets, sont également considérées.

Enfin, les recommandations additionnelles publiées par d'autres provinces canadiennes telles que Terre-Neuve-et-Labrador (NLDEC, 2012), l'Ontario (MOECC, 2017), l'Alberta (AEP, 2021) et la Colombie-Britannique (BCMOE, 2021) ainsi que par l'Agence de protection de l'environnement des États-Unis [US-EPA] (US-EPA, 2017) ont été considérées lorsque pertinentes.

5.1 Choix du modèle de dispersion

L'approche de modélisation choisie est basée sur l'utilisation du logiciel météorologique diagnostique AERMET version 18081 et du modèle de dispersion AERMOD version 24142 (US-EPA, 2024), deux programmes informatiques recommandés par le MELCCFP(MELCCFP, 2025a).

5.2 Description du modèle de dispersion

Le programme AERMOD permet de réaliser des études de 2e niveau (MELCCFP, 2025a). Ce type d'étude est exigé lorsque l'une des conditions suivantes est rencontrée :

- projet situé dans un parc industriel ;
- présence de sources émettrices multiples ;
- somme des concentrations simulées et ambiantes (bruit de fond) égale ou supérieure à 80 % de la norme applicable ;
- projet situé en bordure d'un plan d'eau ;
- sources émettant des polluants toxiques ou dangereux.

Le programme AERMOD est un modèle gaussien de dispersion permettant de calculer les concentrations de composés gazeux ou de matières particulaires résultant des émissions de sources ponctuelles, surfaciques ou volumiques en milieu urbain ou rural. Le programme comporte les caractéristiques suivantes :

- utilisation de données météorologiques horaires ;
- création de profils de température, de vent et de turbulence afin de déterminer une hauteur de mélange mécanique et convective ;

- fonction de distribution des probabilités s'adaptant aux conditions de stabilité de l'atmosphère (gaussienne ou non) ;
- intégration de caractéristiques de surface du terrain telles que la rugosité, l'albédo et le ratio de Bowen ;
- grille de points-calcul (récepteurs) flexible ;
- incorporation de termes d'ajustement permettant de tenir compte des propriétés physico-chimiques pouvant affecter le comportement de certains composés.

Le programme utilise des données météorologiques horaires afin d'estimer les concentrations de particules ou substances gazeuses dans l'air ambiant à différents points-calcul pour différentes périodes (ex. : horaire, 8 heures, 24 heures, annuelle, etc.). Il intègre également le module PRIME (US-EPA, 1993) permettant de tenir compte de l'effet de sillage (turbulence) induit par la présence de bâtiments. Cette option est particulièrement importante dans le cas où des bâtiments susceptibles de modifier l'écoulement de l'air se retrouvent à proximité des sources d'émissions ponctuelles.

5.3 Domaine de modélisation

Le domaine de modélisation détermine les limites géographiques dans lesquelles s'insère la modélisation de la dispersion atmosphérique.

Dans le cadre de la présente étude, le domaine de modélisation est situé dans la zone UTM 18 de l'hémisphère nord et s'étend de part et d'autre du parc portuaire et industriel de Bécancour sur une distance de 13,6 km sur 10 km. Le coin sud-ouest du domaine est situé au point X = 694 860 m ; Y = 5 132 740 m. Le domaine couvre une superficie suffisante afin d'inclure l'ensemble du zonage industriel dans lequel le projet se trouve, ainsi que les premières zones d'utilisation du territoire susceptibles d'être exposées aux émissions atmosphériques.

Ce domaine est présenté à la carte B-1-2.

5.4 Topographie

La base topographique utilisée dans le cadre du présent mandat provient du modèle numérique de terrain (MNT) 1:20 000 produit par la Direction générale de l'information géospatiale du ministère des Ressources naturelles et des Forêts (MRNF) du Québec. Ce produit fournit des valeurs d'altitude qui reposent sur un quadrillage de 0,324 seconde d'arc en coordonnées géographiques, ce qui correspond à une résolution d'environ 10 mètres sur le terrain.

5.5 Échantillon météorologique

L'échantillon météorologique utilisé pour la modélisation a été préparé par le MELCCFP (MELCC, 2019) à l'aide du module AERMET (version 18081) de l'US-EPA. Le module AERMET permet de créer un format de fichier météorologique horaire compatible avec l'exécution du modèle de dispersion en combinant les données météorologiques avec la caractérisation de l'utilisation du sol.

Le jeu de données préparé par le MELCCFP pour les années 2005 à 2009 et la station de Bécancour, située à 4,2 km à l'est du site, a été utilisé. L'échantillon météorologique couvre ainsi cinq années récentes et représentatives de la région, conformément à ce qui est demandé par le MELCCFP dans le cadre d'une modélisation de la dispersion atmosphérique de 2e niveau (MELCCFP, 2025a). L'option du modèle « *ADJ_U** », qui ajuste la vitesse de friction de surface (u*) lors de faibles vents sous les conditions stables, a été utilisée.

Les roses des vents de l'échantillon météorologique sont présentées par année à la figure 1.

Les vents dominants soufflent majoritairement en provenance du nord-est et du sud-ouest le long du fleuve Saint-Laurent. La vitesse moyenne du vent est de 9,07 km/h. Enfin, le pourcentage moyen de vent calme pour les cinq années considérées est de 0,15 %. Les données de vitesse des vents sont également décrites au tableau 4.

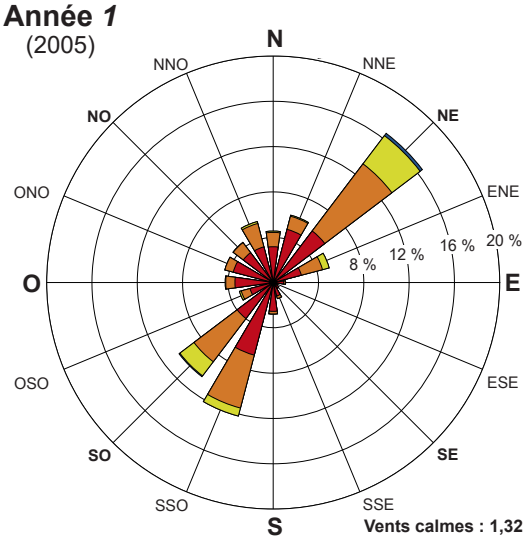
Finalement, il est important de souligner que la topographie n'est pas prise en compte par le modèle météorologique AERMET et que les paramètres météorologiques sont considérés comme identiques en tout point à l'intérieur du domaine de modélisation.

Tableau 4 Description de la vitesse des vents de l'échantillon météorologique

Paramètre	Valeur
Fréquence de vents faibles[2]	17,25 %
Fréquence de vents calmes	0,15 %
Vitesse moyenne (tous les vents)	9,07 km/h (2,52 m/s)
Vitesse minimale (différente de zéro)	1 km/h (0,28 m/s)
Vitesse maximale	46 km/h (12,8 m/s)

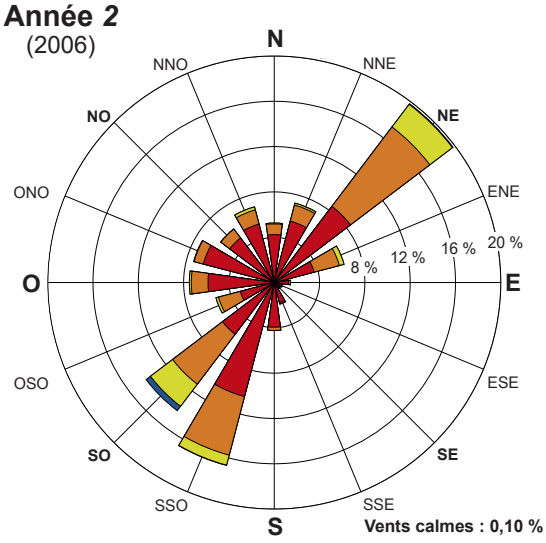
[2] Le seuil utilisé ici pour définir les vents faibles est de 3,5 km/h, ou 0,97 m/s. Ce choix est d'abord justifié par le fait que les vitesses de vent fournies pour les stations d'Environnement Canada sont données en valeur entière de km/h. De plus, le seuil de vent calme, en deçà duquel une vitesse de 0 km/h est rapportée, varie entre 1 et 4 km/h en fonction des stations et des équipements en place. L'utilisation ici d'un seuil de 3,5 km/h permet donc d'uniformiser la comparaison entre des stations présentant des seuils différents et/ou des données pronostiques. Enfin, la terminologie de « vent calme » est réservée pour les valeurs de vents explicitement rapportées comme égales à zéros dans les données d'origine et qui ne sont notamment pas traitées par les modèles de dispersion.

Année *1*
(2005)



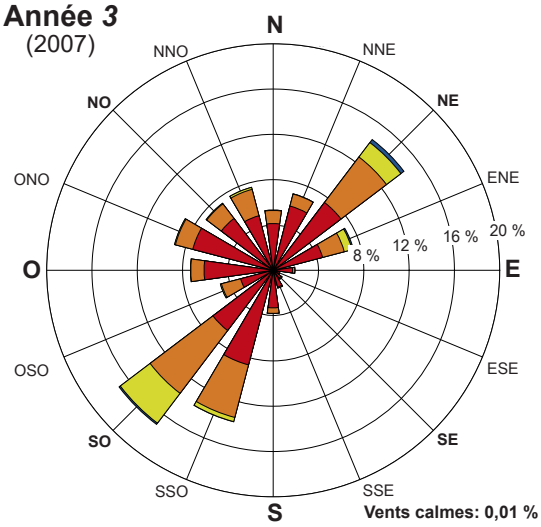
Vents calmes : 1,32 %
Vitesse moyenne : 3,59 km/h

Année *2*
(2006)



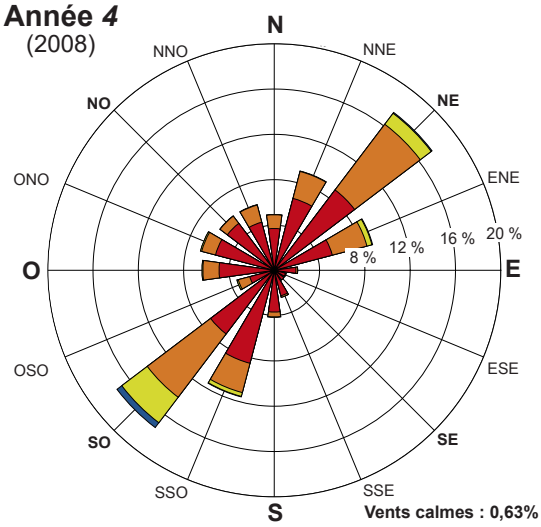
Vents calmes : 0,10 %
Vitesse moyenne : 9,20 km/h

Année *3*
(2007)



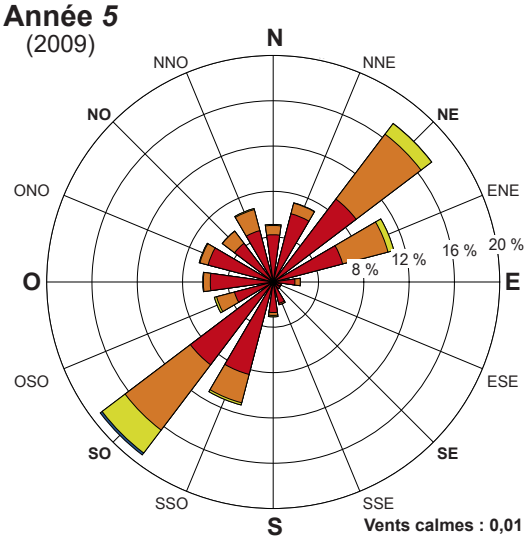
Vents calmes: 0,01 %
Vitesse moyenne : 8,93 km/h

Année *4*
(2008)



Vents calmes : 0,63%
Vitesse moyenne : 8,78 km/h

Année *5*
(2009)



Vents calmes : 0,01 %
Vitesse moyenne : 8,74 km/h

Vitesse des vents

- > à 30,5 km/h
- 19,5 à 30,5 km/h
- 11,5 à 19,5 km/h
- 3,5 à 11,5 km/h

Note :
Diagramme de la fréquence de provenance du vent, par exemple, le vent souffle du nord 6,5 % du temps.

TRANSCANADA ENERGIE LIMITÉE

CONVERSION DE LA CENTRALE DE COGÉNÉRATION DE BÉ-CANCOUR EN UNE CENTRALE DE POINTE À CYCLE SIMPLE

Modélisation de la dispersion atmosphérique

Figure 1
Roses des vents

Source :
Jeu de données météorologiques préparé par le MELCCFP pour Bécancour (mise à jour: septembre 2019)

Janvier 2026

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

CA0031267_6554_ma_f1_wsp_roses_251002.ai

5.6 Récepteurs

Les récepteurs (points de calculs) sont séparés en trois catégories, soit la grille de récepteurs, les récepteurs de la limite d'application et les récepteurs sensibles. Ceux-ci sont décrits dans les sous-sections suivantes et leur position est présentée aux cartes B-1-4 et B-1-5. L'élévation des récepteurs a été établie en tenant compte de la topographie du terrain (voir section 5.4) à l'aide du préprocesseur AERMAP.

5.6.1 Grille de récepteurs

La grille de récepteurs est constituée de 2 055 points de calculs. La résolution varie en fonction de la distance au site. La résolution utilisée est la suivante :

- une résolution de 200 m est utilisée dans une région de 7,2 km sur 6,4 km dans le sud-ouest du domaine où se trouvent le projet et la majorité de récepteurs sensibles ;
- une résolution de 400 m est utilisée dans le reste du domaine.

Ces mêmes résolutions s'appliquent également à l'intérieur de la limite d'application.

Enfin, un tampon de 400 m a été défini le long de la bordure sud-ouest de la limite d'application. Ce tampon utilise une grille de résolution aux 100 m afin de raffiner les résultats.

La densité de la grille de récepteurs utilisée permet de générer suffisamment de valeurs modélisées de manière à obtenir une bonne représentativité des concentrations estimées (répartition spatiale) dans l'air ambiant. La grille de récepteurs est présentée à la carte B-1-4.

5.6.2 Récepteurs à la limite d'application

Afin de satisfaire les exigences du MELCCFP, une séquence de récepteurs ponctuels, espacés au 50 m, a été placée le long de la limite d'application définie à la section 2.3. Un total de 796 récepteurs a ainsi été ajouté.

Les récepteurs sur la limite d'application sont illustrés à carte B-1-4.

5.6.3 Récepteurs sensibles

Un total de 111 récepteurs sensibles a été ajouté afin de représenter divers milieux sensibles tels que des services de garde (garderies et centres de la petite enfance), des établissements d'enseignement ainsi que des établissements de soins de santé et des résidences pour personnes âgées. De plus, les premières résidences privées à proximité du site à l'étude ont été incluses dans les récepteurs sensibles. Ces résidences ont été identifiées en tant que « Résidence privée » et leur position par rapport au site du projet. Le tableau 5 présente ces récepteurs sensibles de même que leurs coordonnées respectives. Plusieurs résidences privées se trouvent à l'intérieur du zonage industriel, mais elles sont tout de même considérées comme récepteurs sensibles. Les récepteurs sont illustrés à carte B-1-5.

Tableau 5 Récepteurs sensibles

Description	Identifiant	X (m)	Y (m)	Élévation (m)	Distance à la limite (m)
Centre de la Petite Enfance Chez-Moi Chez-Toi	GAR01	697 658	5 135 370	9,9	792
Garderie Josée Deruisseaux	GAR02	698 181	5 135 238	10,0	705
Garderie Le Gros Câlin	GAR03	697 297	5 134 930	6,3	1 357
Garderie Les Petites Girafes	GAR04	698 048	5 135 367	10,0	636
Garderie Les Petites Sauterelles	GAR05	697 405	5 135 222	9,1	1 059
Service de garde en milieu familial Chantal St-Louis	GAR06	697 485	5 135 092	8,7	1 119
Service de garde en milieu familial Les Petits Capucins	GAR07	697 518	5 135 330	9,7	905
Service de garde Asban de Wôlinak	GAR08	698 525	5 133 774	11,6	1 921
Centre de Santé de Wôlinak	SAN01	698 447	5 133 789	11,3	1 937
Résidence Villa Les Cygnes	RPA01	697 367	5 135 106	7 9	1 174
OMH Résidences Mgr Moreau - Bécancour (HLM)	RPA02	697 301	5 135 039	6,9	1 268
École Terre-des-Jeunes	ECO01	697 478	5 135 010	8,5	1 193
Résidence privée (est)	RESE01	703 717	5 139 669	8,6	107
Résidence privée (est)	RESE02	704 111	5 139 719	8,5	123
Résidence privée (est)	RESE03	705 177	5 135 485	30,0	1 050
Résidence privée (est)	RESE04	705 243	5 135 424	30,0	1 139
Résidence privée (est)	RESE05	706 575	5 136 764	30,5	1 409
Résidence privée (est)	RESE06	706 588	5 137 126	30,0	1 450
Résidence privée (est)	RESE07	707 421	5 137 960	31,2	2 519
Résidence privée (est)	RESE08	705 147	5 139 703	10,0	433
Résidence privée (est)	RESE09	707 216	5 141 314	10,0	840
Résidence privée (est)	RESE10	707 335	5 141 299	10,0	947
Résidence privée (est)	RESE11	707 905	5 141 435	10,1	1 533
Résidence privée (est)	RESE12	707 953	5 141 389	10,9	1 567
Résidence privée (est)	RESE13	707 987	5 138 414	30,0	3 033
Résidence privée (ouest)	RESW01	697 429	5 136 287	8,0	182
Résidence privée (ouest)	RESW02	698 602	5 135 684	10,8	133
Résidence privée (ouest)	RESW03	698 571	5 135 629	10,8	195
Résidence privée (ouest)	RESW04	698 504	5 135 593	10,2	254
Résidence privée (ouest)	RESW05	698 532	5 135 559	10,4	275
Résidence privée (ouest)	RESW06	697 575	5 136 124	8,3	229
Résidence privée (ouest)	RESW07	697 607	5 136 118	8,3	215
Résidence privée (ouest)	RESW08	697 306	5 136 156	7,9	361
Résidence privée (ouest)	RESW09	697 535	5 136 152	8,2	230
Résidence privée (ouest)	RESW10	697 317	5 136 104	8,2	397
Résidence privée (ouest)	RESW11	697 293	5 136 051	8,2	454
Résidence privée (ouest)	RESW12	697 969	5 135 619	10,0	433
Résidence privée (ouest)	RESW13	698 028	5 135 596	10,0	432
Résidence privée (ouest)	RESW14	698 081	5 135 570	10,0	436
Résidence privée (ouest)	RESW15	698 163	5 135 535	10,0	437
Résidence privée (ouest)	RESW16	698 180	5 135 484	10,0	478

Description	Identifiant	X (m)	Y (m)	Élévation (m)	Distance à la limite (m)
Résidence privée (ouest)	RESW17	698 377	5 135 389	10,0	492
Résidence privée (ouest)	RESW18	698 432	5 135 392	10,0	467
Résidence privée (ouest)	RESW19	698 305	5 135 466	10,0	447
Résidence privée (ouest)	RESW20	698 352	5 135 446	10,0	448
Résidence privée (ouest)	RESW21	698 251	5 135 473	10,0	461
Résidence privée (ouest)	RESW22	697 627	5 135 438	9,9	752
Résidence privée (ouest)	RESW23	697 562	5 135 426	9,8	803
Résidence privée (ouest)	RESW24	697 498	5 135 429	9,9	837
Résidence privée (ouest)	RESW25	697 285	5 135 402	9,7	984
Résidence privée (ouest)	RESW26	697 331	5 135 402	9,7	957
Résidence privée (ouest)	RESW27	697 391	5 135 416	9,6	911
Résidence privée (ouest)	RESW28	697 178	5 135 569	9,6	911
Résidence privée (ouest)	RESW29	697 238	5 135 650	9,5	811
Résidence privée (ouest)	RESW30	697 179	5 135 682	8,9	819
Résidence privée (ouest)	RESW31	697 197	5 135 733	8,8	767
Résidence privée (ouest)	RESW32	697 209	5 135 793	8,6	712
Résidence privée (ouest)	RESW33	697 250	5 135 823	8,8	664
Résidence privée (ouest)	RESW34	697 240	5 135 992	8,0	532
Résidence privée (ouest)	RESW35	697 253	5 136 024	8,0	499
Résidence privée (ouest)	RESW36	697 436	5 136 939	8,0	353
Résidence privée (ouest)	RESW37	697 426	5 137 075	7,7	472
Résidence privée (ouest)	RESW38	697 276	5 137 191	7,6	651
Résidence privée (ouest)	RESW39	697 035	5 137 314	7,0	895
Résidence privée (ouest)	RESW40	696 651	5 137 587	5,8	1 345
Résidence privée (ouest)	RESW41	696 581	5 137 850	5,6	1 437
Résidence privée (ouest)	RESW42	696 564	5 137 889	5,6	1 446
Résidence privée (ouest)	RESW43	696 542	5 137 954	5,6	1 458
Résidence privée (ouest)	RESW44	696 521	5 138 028	5,5	1 471
Résidence privée (ouest)	RESW45	696 670	5 138 070	5,6	1 318
Résidence privée (ouest)	RESW46	696 675	5 138 218	5,6	1 265
Résidence privée (ouest)	RESW47	696 677	5 138 305	5,6	1 206
Résidence privée (ouest)	RESW48	696 671	5 138 164	5,6	1 306
Résidence privée (ouest)	RESW49	696 707	5 138 655	5,6	973
Résidence privée (ouest)	RESW50	696 759	5 138 780	5,6	868
Résidence privée (ouest)	RESW51	696 968	5 138 998	5,5	596
Résidence privée (ouest)	RESW52	697 033	5 139 048	5,4	520
Résidence privée (ouest)	RESW53	697 084	5 139 072	5,4	466
Résidence privée (ouest)	RESW54	697 152	5 139 144	5,4	391
Résidence privée (ouest)	RESW55	697 169	5 139 178	5,4	375
Résidence privée (ouest)	RESW56	698 834	5 136 043	10,0	À l'intérieur
Résidence privée (ouest)	RESW57	698 727	5 135 967	10,0	À l'intérieur
Résidence privée (sud)	RESS01	698 449	5 134 550	10,3	1 237

Description	Identifiant	X (m)	Y (m)	Élévation (m)	Distance à la limite (m)
Résidence privée (sud)	RESS02	698 603	5 134 464	10,6	1 255
Résidence privée (sud)	RESS03	698 697	5 134 356	11,6	1 318
Résidence privée (sud)	RESS04	698 770	5 134 269	11,2	1 369
Résidence privée (sud)	RESS05	698 890	5 134 223	14,8	1 368
Résidence privée (sud)	RESS06	698 961	5 134 214	18,3	1 355
Résidence privée (sud)	RESS07	699 193	5 134 089	18,4	1 435
Résidence privée (sud)	RESS08	699 067	5 134 100	17,0	1 442
Résidence privée (sud)	RESS09	699 420	5 134 103	20,4	1 417
Résidence privée (sud)	RESS10	699 502	5 134 082	20,4	1 445
Résidence privée (sud)	RESS11	699 720	5 133 949	28,9	1 615
Résidence privée (sud)	RESS12	699 769	5 134 235	27,8	1 354
Résidence privée (sud)	RESS13	699 784	5 133 860	30,0	1 718
Résidence privée (sud)	RESS14	700 062	5 133 618	30,6	2 034
Résidence privée (sud)	RESS15	700 442	5 133 302	31,1	2 477
Résidence privée (sud)	RESS16	700 591	5 133 272	31,7	2 572
Résidence privée (sud)	RESS17	700 905	5 133 050	40,0	2 912
Résidence privée (sud)	RESS18	701 073	5 132 832	40,0	3 183
Résidence privée (sud)	RESS19	699 918	5 134 491	28,6	1 179
Résidence privée (sud)	RESS20	700 051	5 134 606	29,7	1 138
Résidence privée (sud)	RESS21	700 249	5 134 712	29,9	1 133
Résidence privée (sud)	RESS23	700 179	5 135 082	24,6	772
Résidence privée (sud)	RESS24	700 289	5 135 348	22,1	585
Résidence privée (nord)	RESN01	697 231	5 141 903	8,3	2 729
Résidence privée (nord)	RESN02	697 176	5 141 818	6,5	2 652
Résidence privée (nord)	RESN03	697 086	5 141 793	8,4	2 642
Résidence privée (nord)	RESN04	696 963	5 141 700	8,4	2 575
Résidence privée (nord)	RESN05	696 835	5 141 632	9,9	2 543
Résidence privée (nord)	RESN06	696 777	5 141 576	9,7	2 506

5.6.4 Récepteurs du domaine d'application

Les récepteurs du domaine d'application sont les récepteurs de la grille (section 5.6.1) situés à l'extérieur de la limite d'application, ceux situés sur cette même limite (section 5.6.2) ainsi que les récepteurs sensibles (section 5.6.3). Or, tous les récepteurs sensibles sont considérés dans le domaine d'application, et ce, même s'ils sont situés à l'intérieur de la limite d'application.

Les autres récepteurs, soit ceux de la grille à l'intérieur de la limite d'application, n'ont pas été pris en compte pour évaluer la conformité des concentrations modélisées aux normes et critères de qualité de l'air.

5.7 Effet des bâtiments

Étant donné la proximité de certaines sources ponctuelles par rapport aux différents bâtiments, l'effet de rabattement du panache de dispersion est calculé. Pour ce faire, le programme « Building Profile Input Program for PRIME » [BPIPPRM] (US-EPA, 1993) a été utilisé afin de déterminer l'effet des bâtiments. Les résultats du calcul sont fournis comme données d'entrées au modèle de dispersion, qui applique les corrections requises pour l'estimation des concentrations dans l'air ambiant à l'aide du module PRIME.

Pour calculer l'effet de rabattement du panache, les infrastructures du site ont été tracées. Les coordonnées géographiques, l'élévation des bâtiments et la position des sources d'émissions ont été déterminées à partir des plans techniques fournis par TransCanada Énergie. L'ensemble des bâtiments considérés pour l'effet de rabattement de panaches sont présentés à la carte B-1-6.

5.8 Configuration du modèle de dispersion

Les options par défaut du modèle AERMOD ont été considérées pour son exécution, en conformité avec les exigences indiquées dans le guide de modélisation du MELCCFP. De plus, suivant les recommandations du MELCCFP (MELCCFP, 2025a), le mode « RURAL » a été utilisé pour la modélisation.

5.9 Méthodes spécifiques

Cette section décrit les méthodologies spécifiques adoptées pour la modélisation de certains composés.

5.9.1 Estimation des concentrations pour une période inférieure à une heure

Dans ses calculs, le modèle de dispersion utilise un *pas* de temps de 1 heure. Ainsi, lorsqu'une valeur limite est établie pour un contaminant quelconque sur une période inférieure à 1 heure, l'annexe H du RAA prescrit l'utilisation de la formule suivante afin de calculer la concentration pour cette période à partir des concentrations horaires modélisées :

$$C(T) = C_{MAX-H} \times 0{,}97 \times T^{-0{,}25}$$

où T est la période exprimée en heure et C_{MAX-H} est la concentration maximale sur 1 heure.

Pour cette étude, plusieurs contaminants sont assujettis à des normes établies sur des périodes inférieures à une heure. À titre d'exemple, le SO_2 possède une norme basée sur une période de 4 minutes, ce qui implique l'utilisation de l'équation présentée ci-dessus. Ainsi, pour chacun des récepteurs, les maximums calculés sur une période d'une heure ont été multipliés par un facteur de 1,91 afin d'obtenir leur équivalent sur 4 minutes.

5.9.2 Estimation des concentrations pour une période journalière et annuelle

Comme décrit à la section 3.3, les scénarios de modélisations sont établis dans le but de représenter les conditions qui maximiseront les répercussions sur la qualité de l'air. Cette approche, volontairement conservatrice, surestime toutefois les concentrations journalières et annuelles.

Afin de refléter la réalité des opérations, deux scénarios (journalier et annualisé) ont été élaborés. Pour ces scénarios, un facteur établi au prorata du nombre d'heures de fonctionnement a été appliqué à chaque équipement. Deux exceptions sont toutefois prévues :

1. Les chaudières auxiliaires, dont le fonctionnement est considéré continu. Elles conservent donc un facteur de 1 dans les scénarios journalier et annualisé.

2. Les unités de chauffage, pour lesquelles les facteurs ont déjà été déterminés en tenant compte de la répartition annuelle de la consommation de gaz naturel. Cette approche justifie également le maintien d'un facteur de 1 dans tous les scénarios.

Turbines

Comme présenté à la section 3.3.1, les turbines fonctionnent un maximum de 580 heures par année, incluant environ 100 cycles de démarrage et d'arrêt. Ces données correspondent à 360 heures en régime permanent et 220 heures consacrées aux phases de démarrage-arrêt. Pour les besoins des scénarios de modélisation, seules les durées pertinentes ont été reprises ci-dessous pour l'établissement des facteurs d'activité.

Turbine en fonctionnement normal

- Scénario journalier (24 h) : fonctionnement maximal possible, facteur = 1
- Scénario annualisé (1 an) : durée annuelle de fonctionnement équivalente à 360 h, soit facteur = 360/8 760 = 0,04

Turbine en phase de démarrage et d'arrêt

Les turbines peuvent être démarrées et arrêtées au plus une fois par jour. La durée totale d'un cycle complet est de 132 minutes (2,2 h), comprenant 77 minutes pour le démarrage et 55 minutes pour l'arrêt.

- Scénario journalier (24 h) : durée de démarrage et d'arrêt maximal possible, facteur = 2,2/24 = 0,09
- Scénario annualisé (1 an) : durée de démarrage et d'arrêt équivalente à 220 h par an, soit facteur = 220/8 760 = 0,03

Équipements d'urgence

Concernant la génératrice d'urgence et la pompe à incendie, il a été convenu de considérer que leur essai mensuel est effectué au cours d'une même journée. Les facteurs appliqués reflètent la durée réelle de ces essais.

Génératrice d'urgence

- Scénario journalier (24 h) : Essai mensuel de 2 h, soit facteur journalier = 2/24 = 0,08
- Scénario annualisé (1 an) : Fonctionnement annuel équivalent à 24 h, soit facteur annualisé = 24/8 760 = 0,003

Pompe à incendie

- Scénario journalier (24 h) : Essai hebdomadaire de 30 min (0,5 h), soit facteur journalier = 0,5/24 = 0,02
- Scénario annualisé (1 an) : Fonctionnement annuel équivalent à 26 h, soit facteur annualisé = 26/8 760 = 0,003

Cette approche permet de représenter fidèlement la contribution des équipements tant sur une base journalière qu'annuelle et d'assurer que les concentrations modélisées demeurent réalistes et non surestimées.

Le tableau 6 résume les facteurs appliqués à chaque équipement dans les différents scénarios de modélisation :

Tableau 6 Facteurs de pondération

Équipement	Scénario journalier (24 h)	Scénario annualisé (1 an)
Chaudière auxiliaire	1	1
Turbine en fonctionnement	1	$^{360}/_{8760} = 0{,}040$
Turbine en démarrage/arrêt	$^{(77+55)/60}/_{24} = 0{,}090$	$^{220}/_{8760} = 0{,}030$
Chauffage	1	1
Génératrice d'urgence	$^{2}/_{24} = 0{,}080$	$^{(2*12)}/_{8760} = 0{,}003$
Pompe à incendie	$^{0.5}/_{24} = 0{,}020$	$^{(0.5*52)}/_{8760} = 0{,}003$

5.9.3 Estimation des concentrations en NO_2

Concernant l'estimation des concentrations de NO_2 dans l'air ambiant, la méthode OLM (*Ozone Limiting Method*) présentée dans le guide de modélisation de la dispersion atmosphérique (MELCCFP, 2025a) a été appliquée. Cette méthode permet de calculer la conversion du NO en NO_2, en fonction du ratio NO_2/NO_x à la source et de l'ozone disponible dans l'air ambiant.

La méthode OLM a été appliquée pour la période 1 heure seulement. Selon le guide de modélisation de la dispersion atmosphérique, le MELCCFP recommande d'utiliser des concentrations d'ozone et de dioxyde d'azote adaptées au niveau d'exposition. Pour le projet en cours, un niveau d'exposition faible a été jugé représentatif des conditions de la région concernée. Par conséquent, les valeurs retenues sont présentées dans le tableau 7.

Finalement, un ratio à la source de NO_2/NO_x (*in-stack ratio*) de 20 % a été utilisé.

Tableau 7 Concentrations initiales d'ozone considérées pour la méthode OLM

Ozone (O_3)		Dioxyde d'azote (NO_2)	
Période	**Concentration (µg/m³)**	**Période**	**Concentration initiale (µg/m³)**
1 heure	70	1 heure	43

6 Résultats de modélisation

La présente section expose les résultats de la modélisation réalisée pour le scénario décrit à la section 3.3. Afin de comparer les concentrations modélisées aux normes et critères en vigueur pour chacune des substances, celles-ci sont additionnées aux concentrations initiales applicables dans le secteur.

Il est important de prendre note que les concentrations totales présentées dans cette section ne représentent pas des concentrations réelles mesurées, mais plutôt des concentrations obtenues par la simulation des activités planifiées.

Les résultats de la modélisation sont résumés au tableau 8. Les concentrations totales modélisées respectent les normes et critères du MELCCFP, et ce, pour l'ensemble des substances considérées. Spécifiquement pour les particules et les dioxydes d'azote, les résultats sont discutés plus en détail dans les sections suivantes.

Les résultats chiffrés sont présentés à l'annexe A-2, sous forme de tableaux, en deux volets, soit pour le domaine d'application et pour les récepteurs sensibles exclusivement.

Les cartes d'isoconcentrations sont produites uniquement lorsque les concentrations totales dans le domaine d'application dépassent la valeur limite, ou lorsque la contribution du projet est significative. Dans le cadre du présent projet, compte tenu des faibles concentrations modélisées et de la contribution minime du projet aucune carte d'isoconcentration n'a été produite.

Tableau 8 Synthèse des résultats de modélisation de la dispersion atmosphérique

Substance	Acronyme, formule chimique ou # CAS	Gouv. / Org.	Type de seuil	Période	Statistique	Domaine d'application	Récepteurs sensibles
Particules totales	PMT	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	✓	✓
Particules fines	PM2,5	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	✓	✓
Dioxyde d'azote	NO2	MELCCFP	Norme	1 heure	1er maximum	✓	✓
				24 heures	1er maximum	✓	✓
				1 an	1er maximum	✓	✓
Dioxyde de soufre	SO2	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	✓	✓
					99.5e percentile	✓	✓
				24 heures	1er maximum	✓	✓
				1 an	1er maximum	✓	✓
Toute autre norme ou tout autre critère pris en compte dans cette étude						✓	✓

Notes : ✓ La concentration totale maximale est inférieure à la valeur limite.
× La concentration totale maximale est supérieure à la valeur limite.

6.1.1 Matières particulaires

Les concentrations modélisées de particules totales et de $PM_{2,5}$ respectent les normes du MELCCFP au domaine d'application et aux récepteurs sensibles, le projet contribuant respectivement de 0,7 % et de 3,2 % de la concentration totale. En considérant les concentrations initiales, les concentrations maximales représentent respectivement 75,6 % et 68,9 % des normes 24 heures.

6.1.2 Dioxyde d'azote

Les concentrations modélisées de dioxyde d'azote respectent les normes du MELCCFP au domaine d'application et aux récepteurs sensibles.

Pour la période 1 heure, les concentrations maximales de NO_2 modélisées au domaine représentent 46,6 % de la norme du MELCCFP lorsque la méthode OLM est appliquée. À cette concentration maximale, le projet contribue à 77,7 % de la concentration totale modélisée dans l'air ambiant. Cependant, les deux principales sources, représentant 99 % des émissions de NO_2 sont la pompe à incendie et la génératrice d'urgence. Il est important de souligner que ces deux équipements fonctionnent très rarement en conditions réelles : la génératrice d'urgence n'est testée qu'une fois par mois pendant deux heures, tandis que la pompe à incendie est mise en marche une fois par semaine pendant 30 minutes afin de vérifier son bon fonctionnement.

Pour la période 24 heures et la période annuelle, les concentrations maximales de NO_2 modélisées au domaine représentent respectivement 19,4 % et 9,9 % des normes du MELCCFP, et ce, en considérant une conversion totale de NO_x en NO_2. Pour la période de 24h, le projet contribue à 30,2 % de la concentration totale modélisée dans l'air ambiant, tandis que pour la période annuelle, cette contribution est de 11,6 %. Les chaudières sont responsables de 97 % des concentrations maximales modélisées pour ces deux périodes.

7 Conservatisme et limitation

7.1 Conservatisme de l'approche

La modélisation de la dispersion atmosphérique strictement réalisée selon les exigences du MELCCFP a pour objectif d'évaluer les concentrations potentielles maximales dans l'air ambiant et de s'assurer que les normes seront respectées en tout temps. En effet, selon le *Guide de la modélisation de la dispersion atmosphérique* du MELCCFP, les résultats présentés doivent toujours correspondre aux maximums obtenus, pour chacune des périodes, à chacun des récepteurs identifiés. Il s'agit donc d'une approche très conservatrice puisqu'aucune valeur modélisée n'est retirée de l'analyse et qu'aucun traitement par centiles n'est effectué, à l'exception de certaines normes bien spécifiques.

De plus, pour évaluer les impacts d'un projet à l'aide de la modélisation, des scénarios conservateurs doivent être considérés. Par conséquent, des « scénarios pires cas » doivent être modélisés afin de bien représenter les maximums pouvant survenir pendant toute la durée de vie du projet, et ce, même si une fluctuation importante des opérations est planifiée.

Finalement, des concentrations initiales conservatrices sont ajoutées aux résultats de modélisation. Les valeurs utilisées sont des valeurs fixes alors que les concentrations initiales réelles varient dans le temps et sont en moyenne plus basses que les valeurs utilisées.

7.2 Incertitudes et limitation des modèles

7.2.1 Modèle météorologique et modèle de dispersion

Les modèles de dispersion sont conçus pour représenter le plus fidèlement possible la réalité, tout en restant conservateurs. Or, ceux-ci sont des modèles mathématiques avec leurs limites, considérant un ensemble fini de paramètres. Ces modèles seront donc toujours entachés d'une certaine incertitude.

7.2.1.1 Vents complexes

Le modèle AERMOD ne prend pas en compte les champs de vents complexes susceptibles d'être rencontrés en région accidentée ou dans une région où l'utilisation du sol n'est pas uniforme. En effet, les paramètres météorologiques utilisés par le modèle sont les mêmes en tout point du domaine de modélisation, autant horizontalement que verticalement. Le champ de vent considéré par le modèle est donc le même au creux d'une vallée, au sommet d'une montagne, en ville ainsi qu'au milieu d'un lac.

7.2.2 Autres

Parmi les autres sources d'erreur qui peuvent avoir un impact sur les résultats de modélisation, il faut noter :

- La topographie, qui possède une incertitude typiquement de l'ordre d'environ plus ou moins cinq mètres. L'élévation réelle des récepteurs est ainsi approximative.
- La caractérisation de sources (paramètres physiques et taux d'émission), lorsque celle-ci ne provient pas de mesures obtenues dans le cadre de campagnes d'échantillonnage.
- Le calcul de l'effet de rabattement du panache de dispersion par les bâtiments à l'aide du programme BPIPPRM qui présente une grande sensibilité sur les résultats.

8 Conclusion

La centrale de cogénération de Bécancour, initialement conçue pour la production combinée d'électricité et de vapeur, n'assure depuis 2008 que l'approvisionnement en vapeur industrielle. Le projet de conversion en centrale à cycle simple vise à répondre de manière fiable et rapide aux besoins lors des pointes, tout en respectant les exigences réglementaires et environnementales applicables.

Dans le cadre de la demande de modification du décret gouvernemental, WSP Canada Inc. (WSP) a été mandatée afin de réaliser la modélisation de la dispersion atmosphérique. Cette étude a pour objectif d'évaluer l'impact des émissions provenant de l'exploitation de la centrale convertie en cycle simple sur la qualité de l'atmosphère, et ce, sur la base du Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère [RAA] (Québec, 2022a).

La démarche de modélisation préconisée dans la présente étude s'appuie sur la méthodologie proposée par le ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP) dans le *Guide de la modélisation de la dispersion atmosphérique*. L'étude s'appuie également sur les informations fournies par TransCanada Énergie.

Des données de référence spécifiques au Projet ont été utilisées, à savoir les spécifications associées aux activités, équipements et infrastructures. Les taux d'émission ont été établis à partir des données techniques fournies par TransCanada Énergie. La modélisation a été effectuée à l'aide du logiciel AERMOD sur cinq années de données météorologiques.

La présente étude concerne donc les substances principales, notamment les matières particulaires (PMT et $PM_{2.5}$), le monoxyde de carbone (CO), le dioxyde d'azote (NO_2), le dioxyde de soufre (SO_2), l'ammoniac (NH_3), L'acide sulfurique (H_2SO_4), ainsi que 14 métaux et métalloïdes provenant des gaz de combustion.

Les résultats de la modélisation sont résumés au tableau 8. Pour l'ensemble des substances considérées, les concentrations totales pour le scénario considéré respectent les normes et critères du MELCCFP et ce, dans le domaine d'application ainsi qu'aux récepteurs sensibles.

9 Références bibliographiques

ALBERTA, ENVIRONMENT AND PARKS (AEP). 2021. *Air Quality Model Guideline*. Air Policy Section.

BRITISH COLUMBIA, MINISTRY OF ENVIRONMENT AND CLIMATE CHANGE STRATEGY (BCMOE). 2021. *British Columbia air quality dispersion modelling guideline*. Victoria, British Columbia. Environmental Protection Division, Environmental Standards Branch, Clean Air Section. 106 p. et annexes.

CANADA. 2020. *Règlement sur le soufre dans le carburant diesel*.

MURRAY, M. 2023. *Analyse des Émissions des Chaudières Auxiliaires n°1 et 2*.

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

ONTARIO, MINISTRY OF THE ENVIRONMENT AND CLIMATE CHANGE (MOECC). 2017. *Air dispersion modelling guideline for Ontario*. Version 3.0. 130 p. et annexes.

QUÉBEC. 2022a. *Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère*. Québec. Éditeur officiel du Québec. En ligne: https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/rc/Q-2,%20r.%204.1?langCont=fr.

QUÉBEC. 2022b. *Loi sur la qualité de l'environnement du Québec*. Québec. Éditeur officiel du Québec. En ligne: https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/Q-2/.

QUÉBEC, MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, DE LA FAUNE ET DES PARCS (MELCCFP). 2025a. *Guide de la modélisation de la dispersion atmosphérique*. Direction principale de la qualité de l'air et du climat et la Direction des politiques de l'atmosphère du ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs. 48 p. et annexes.

QUÉBEC, MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, DE LA FAUNE ET DES PARCS (MELCCFP). 2025b. *Guide d'instructions – Préparation et réalisation d'une modélisation de la dispersion des émissions atmosphériques – Projets miniers*.

QUÉBEC, MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, DE LA FAUNE ET DES PARCS (MELCCFP). 2025c. *Normes et critères québécois de qualité de l'atmosphère*. Québec. Direction de la qualité de l'air et du climat. Version 9.

QUÉBEC, MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (MELCC). 2019. *Jeu de données météorologiques - v2019r*. En ligne: https://www.environnement.gouv.qc.ca/air/criteres/aermod.zip.

QUÉBEC, MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (MDDELCC). 2017. *Cadre de détermination et d'application des Normes et critères de qualité de l'atmosphère du Québec*.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (US-EPA). 2018. *Speciation Profiles and Toxic Emission Factors for Nonroad Engines in MOVES2014b*.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (US-EPA). 2024. *User's Guide for the AMS/EPA Regulatory Model (AERMOD)*. Research Triangle Park, North Carolina. Office of Air Quality Planning and Standards, Air Quality Assessment Division.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (US-EPA). 2017. *Guideline on Air Quality Models*. 40 CFR Part 51, Appendix W.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (US-EPA). 2010. *Exhaust and Crankcase Emission Factors for Nonroad Engine Modeling - Compression-Ignition*.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (US-EPA). 1995. *Compilation of Air Pollutant Emission Factors: AP 42*. Fifth Edition, Volume I: Stationary Point and Area Sources.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (US-EPA). 1993. *User's guide to the building profile input program*. Research Triangle Park, North Carolina. Office of Air Quality Planning and Standards. EPA-454/R-93-038, Revised April 21, 2004.

ANNEXE

A TABLEAUX

ANNEXE

A-1 CARACTÉRISTIQUES DES SOURCES D'ÉMISSIONS

ANNEXE

A-1-1 Paramètres physiques des sources utilisées pour la modélisation des sources ponctuelles

Identifiant	Description	X (m)	Y (m)	Élévation (m)	Hauteur de relâche (m)	Temp. des gaz (K)	Vitesse des gaz (m/s)	Diamètre du point d'émission (m)
Trb1F	Turbine 1 en fonctionnement	699 752	5 138 184	8.2	39.6	716.5	30.8	7.47
Trb2F	Turbine 2 en fonctionnement	699 775	5 138 151	8.2	39.6	716.5	30.8	7.47
Trb1D	Turbine 1 en démarrage	699 752	5 138 184	8.2	39.6	716.5	23.6	7.47
Trb2D	Turbine 2 en démarrage	699 775	5 138 151	8.2	39.6	716.5	23.6	7.47
Chd01	Chaudière auxiliaire 1	699 682	5 138 194	8.2	40.0	429.2	14.9	1.81
Chd02	Chaudière auxiliaire 2	699 695	5 138 203	8.2	40.0	450.2	15.6	1.81
Ch01	Air makeup 1	699 648	5 138 196	8.2	12.7	473.2	2.4	0.50
Ch02	Air makeup 2	699 740	5 138 109	8.2	12.7	473.2	2.4	0.50
Ch03	Air makeup 3	699 657	5 138 145	8.2	12.7	473.2	2.4	0.50
Ch04	Air makeup 4	699 692	5 138 214	8.2	12.7	473.2	2.4	0.50
Ch05	Air makeup 5	699 729	5 138 249	8.2	11.7	473.2	2.4	0.50
Genx	Génératrice d'urgence	699 641	5 138 146	8.2	3.4	755.4	37.7	0.25
Motx	Génératrice de la pompe à incendie	699 742	5 138 275	8.2	4.0	755.4	27.5	0.15

A-1-2 Taux d'émission des contaminants des gaz de combustion utilisés pour la modélisation

Contaminant	Numéro CAS	Valeur limite (µg/m3)	Période	Taux maximal (g/s)	Source
1,3-Butadiène	106-99-0	0.5	1 an	8.38E-07	genx
1,3-Butadiène	106-99-0	0.5	1 an	3.36E-07	motx
1,3-Butadiène	106-99-0	0.5	1 an	1.22E-06	trb1d
1,3-Butadiène	106-99-0	0.5	1 an	4.47E-06	trb1f
1,3-Butadiène	106-99-0	0.5	1 an	1.22E-06	trb2d
1,3-Butadiène	106-99-0	0.5	1 an	4.47E-06	trb2f
1,3-Butadiène	106-99-0	352	4 minutes	3.06E-04	genx
1,3-Butadiène	106-99-0	352	4 minutes	3.06E-04	genx
1,3-Butadiène	106-99-0	352	4 minutes	5.66E-05	motx
1,3-Butadiène	106-99-0	352	4 minutes	5.66E-05	motx
1,3-Butadiène	106-99-0	352	4 minutes	4.84E-05	trb1d
1,3-Butadiène	106-99-0	352	4 minutes	1.09E-04	trb1f
1,3-Butadiène	106-99-0	352	4 minutes	4.84E-05	trb2d
1,3-Butadiène	106-99-0	352	4 minutes	1.09E-04	trb2f
2,2,4-Triméthylpentane	540-84-1	3500	1 heure	1.33E-03	genx
2,2,4-Triméthylpentane	540-84-1	3500	1 heure	1.33E-03	genx
2,2,4-Triméthylpentane	540-84-1	3500	1 heure	2.46E-04	motx
2,2,4-Triméthylpentane	540-84-1	3500	1 heure	2.46E-04	motx
2,2,4-Triméthylpentane	540-84-1	350	1 an	3.64E-06	genx
2,2,4-Triméthylpentane	540-84-1	350	1 an	1.46E-06	motx
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	30	1 heure	1.04E-08	ch01
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	30	1 heure	1.04E-08	ch01
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	30	1 heure	1.04E-08	ch02
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	30	1 heure	1.04E-08	ch02
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	30	1 heure	1.04E-08	ch03
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	30	1 heure	1.04E-08	ch03
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	30	1 heure	1.04E-08	ch04
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	30	1 heure	1.04E-08	ch04
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	30	1 heure	1.04E-08	ch05
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	30	1 heure	1.04E-08	ch05
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	30	1 heure	9.42E-07	chd01
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	30	1 heure	9.42E-07	chd01
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	30	1 heure	9.42E-07	chd02
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	30	1 heure	9.42E-07	chd02
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	4	1 an	1.04E-08	ch01
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	4	1 an	1.04E-08	ch02
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	4	1 an	1.04E-08	ch03
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	4	1 an	1.04E-08	ch04
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	4	1 an	1.04E-08	ch05
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	4	1 an	9.42E-07	chd01
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	4	1 an	9.42E-07	chd02

ANNEXE

Contaminant	Numéro CAS	Valeur limite (µg/m3)	Période	Taux maximal (g/s)	Source
Acetaldehyde	75-07-0	0.5	1 an	3.36E-05	genx
Acetaldehyde	75-07-0	0.5	1 an	1.35E-05	motx
Acetaldehyde	75-07-0	0.5	1 an	1.13E-04	trb1d
Acetaldehyde	75-07-0	0.5	1 an	4.16E-04	trb1f
Acetaldehyde	75-07-0	0.5	1 an	1.13E-04	trb2d
Acetaldehyde	75-07-0	0.5	1 an	4.16E-04	trb2f
Acetaldehyde	75-07-0	3	4 minutes	1.23E-02	genx
Acetaldehyde	75-07-0	3	4 minutes	1.23E-02	genx
Acetaldehyde	75-07-0	3	4 minutes	2.27E-03	motx
Acetaldehyde	75-07-0	3	4 minutes	2.27E-03	motx
Acetaldehyde	75-07-0	3	4 minutes	4.51E-03	trb1d
Acetaldehyde	75-07-0	3	4 minutes	1.01E-02	trb1f
Acetaldehyde	75-07-0	3	4 minutes	4.51E-03	trb2d
Acetaldehyde	75-07-0	3	4 minutes	1.01E-02	trb2f
Acide sulfurique	7664-93-9	4.4	1 heure	7.56E-02	trb1d
Acide sulfurique	7664-93-9	4.4	1 heure	7.56E-02	trb1f
Acide sulfurique	7664-93-9	4.4	1 heure	7.56E-02	trb2d
Acide sulfurique	7664-93-9	4.4	1 heure	7.56E-02	trb2f
Acroléine	107-02-8	0.02	1 an	1.36E-05	genx
Acroléine	107-02-8	0.02	1 an	5.46E-06	motx
Acroléine	107-02-8	0.02	1 an	1.81E-05	trb1d
Acroléine	107-02-8	0.02	1 an	6.66E-05	trb1f
Acroléine	107-02-8	0.02	1 an	1.81E-05	trb2d
Acroléine	107-02-8	0.02	1 an	6.66E-05	trb2f
Acroléine	107-02-8	8.3	4 minutes	4.97E-03	genx
Acroléine	107-02-8	8.3	4 minutes	4.97E-03	genx
Acroléine	107-02-8	8.3	4 minutes	9.19E-04	motx
Acroléine	107-02-8	8.3	4 minutes	9.19E-04	motx
Acroléine	107-02-8	8.3	4 minutes	7.21E-04	trb1d
Acroléine	107-02-8	8.3	4 minutes	1.62E-03	trb1f
Acroléine	107-02-8	8.3	4 minutes	7.21E-04	trb2d
Acroléine	107-02-8	8.3	4 minutes	1.62E-03	trb2f
Ammoniac	7664-41-7	350	4 minutes	1.68E+00	trb1d
Ammoniac	7664-41-7	350	4 minutes	1.68E+00	trb1f
Ammoniac	7664-41-7	350	4 minutes	1.68E+00	trb2d
Ammoniac	7664-41-7	350	4 minutes	1.68E+00	trb2f
Arsenic	7440-38-2	0.003	1 an	8.64E-08	ch01
Arsenic	7440-38-2	0.003	1 an	8.64E-08	ch02
Arsenic	7440-38-2	0.003	1 an	8.64E-08	ch03
Arsenic	7440-38-2	0.003	1 an	8.64E-08	ch04
Arsenic	7440-38-2	0.003	1 an	8.64E-08	ch05
Arsenic	7440-38-2	0.003	1 an	7.85E-06	chd01

Contaminant	Numéro CAS	Valeur limite (µg/m3)	Période	Taux maximal (g/s)	Source
Arsenic	7440-38-2	0.003	1 an	7.85E-06	chd02
Arsenic	7440-38-2	0.003	1 an	4.96E-10	genx
Arsenic	7440-38-2	0.003	1 an	1.99E-10	motx
Baryum	7440-39-3	0.05	1 an	1.90E-06	ch01
Baryum	7440-39-3	0.05	1 an	1.90E-06	ch02
Baryum	7440-39-3	0.05	1 an	1.90E-06	ch03
Baryum	7440-39-3	0.05	1 an	1.90E-06	ch04
Baryum	7440-39-3	0.05	1 an	1.90E-06	ch05
Baryum	7440-39-3	0.05	1 an	1.73E-04	chd01
Baryum	7440-39-3	0.05	1 an	1.73E-04	chd02
Benzo(a)pyrène	50-32-8	0.0009	1 an	5.18E-10	ch01
Benzo(a)pyrène	50-32-8	0.0009	1 an	5.18E-10	ch02
Benzo(a)pyrène	50-32-8	0.0009	1 an	5.18E-10	ch03
Benzo(a)pyrène	50-32-8	0.0009	1 an	5.18E-10	ch04
Benzo(a)pyrène	50-32-8	0.0009	1 an	5.18E-10	ch05
Benzo(a)pyrène	50-32-8	0.0009	1 an	4.71E-08	chd01
Benzo(a)pyrène	50-32-8	0.0009	1 an	4.71E-08	chd02
Benzo(a)pyrène	50-32-8	0.0009	1 an	6.17E-10	genx
Benzo(a)pyrène	50-32-8	0.0009	1 an	2.47E-10	motx
Benzène	71-43-2	10	24 heures	9.07E-07	ch01
Benzène	71-43-2	10	24 heures	9.07E-07	ch02
Benzène	71-43-2	10	24 heures	9.07E-07	ch03
Benzène	71-43-2	10	24 heures	9.07E-07	ch04
Benzène	71-43-2	10	24 heures	9.07E-07	ch05
Benzène	71-43-2	10	24 heures	8.25E-05	chd01
Benzène	71-43-2	10	24 heures	8.25E-05	chd02
Benzène	71-43-2	10	24 heures	2.69E-04	genx
Benzène	71-43-2	10	24 heures	1.24E-05	motx
Benzène	71-43-2	10	24 heures	1.24E-04	trb1d
Benzène	71-43-2	10	24 heures	3.04E-03	trb1f
Benzène	71-43-2	10	24 heures	1.24E-04	trb2d
Benzène	71-43-2	10	24 heures	3.04E-03	trb2f
Béryllium	7440-41-7	0.0004	1 an	5.18E-09	ch01
Béryllium	7440-41-7	0.0004	1 an	5.18E-09	ch02
Béryllium	7440-41-7	0.0004	1 an	5.18E-09	ch03
Béryllium	7440-41-7	0.0004	1 an	5.18E-09	ch04
Béryllium	7440-41-7	0.0004	1 an	5.18E-09	ch05
Béryllium	7440-41-7	0.0004	1 an	4.71E-07	chd01
Béryllium	7440-41-7	0.0004	1 an	4.71E-07	chd02
Cadmium	7440-43-9	0.0036	1 an	4.75E-07	ch01
Cadmium	7440-43-9	0.0036	1 an	4.75E-07	ch02
Cadmium	7440-43-9	0.0036	1 an	4.75E-07	ch03
Cadmium	7440-43-9	0.0036	1 an	4.75E-07	ch04
Cadmium	7440-43-9	0.0036	1 an	4.75E-07	ch05

Contaminant	Numéro CAS	Valeur limite (µg/m3)	Période	Taux maximal (g/s)	Source
Cadmium	7440-43-9	0.0036	1 an	4.32E-05	chd01
Cadmium	7440-43-9	0.0036	1 an	4.32E-05	chd02
Chrome (composés de chrome hexavalent)	18540-29-9	0.004	1 an	6.05E-07	ch01
Chrome (composés de chrome hexavalent)	18540-29-9	0.004	1 an	6.05E-07	ch02
Chrome (composés de chrome hexavalent)	18540-29-9	0.004	1 an	6.05E-07	ch03
Chrome (composés de chrome hexavalent)	18540-29-9	0.004	1 an	6.05E-07	ch04
Chrome (composés de chrome hexavalent)	18540-29-9	0.004	1 an	6.05E-07	ch05
Chrome (composés de chrome hexavalent)	18540-29-9	0.004	1 an	5.50E-05	chd01
Chrome (composés de chrome hexavalent)	18540-29-9	0.004	1 an	5.50E-05	chd02
Chrome (composés de chrome hexavalent)	18540-29-9	0.004	1 an	2.40E-12	genx
Chrome (composés de chrome hexavalent)	18540-29-9	0.004	1 an	9.60E-13	motx
Chrome (composés de chrome trivalent)	16065-83-1	0.1	1 an	6.05E-07	ch01
Chrome (composés de chrome trivalent)	16065-83-1	0.1	1 an	6.05E-07	ch02
Chrome (composés de chrome trivalent)	16065-83-1	0.1	1 an	6.05E-07	ch03
Chrome (composés de chrome trivalent)	16065-83-1	0.1	1 an	6.05E-07	ch04
Chrome (composés de chrome trivalent)	16065-83-1	0.1	1 an	6.05E-07	ch05
Chrome (composés de chrome trivalent)	16065-83-1	0.1	1 an	5.50E-05	chd01
Chrome (composés de chrome trivalent)	16065-83-1	0.1	1 an	5.50E-05	chd02
Cobalt	7440-48-4	0.1	1 an	3.63E-08	ch01
Cobalt	7440-48-4	0.1	1 an	3.63E-08	ch02
Cobalt	7440-48-4	0.1	1 an	3.63E-08	ch03
Cobalt	7440-48-4	0.1	1 an	3.63E-08	ch04
Cobalt	7440-48-4	0.1	1 an	3.63E-08	ch05
Cobalt	7440-48-4	0.1	1 an	3.30E-06	chd01
Cobalt	7440-48-4	0.1	1 an	3.30E-06	chd02
Cuivre	7440-50-8	2.5	24 heures	3.67E-07	ch01
Cuivre	7440-50-8	2.5	24 heures	3.67E-07	ch02
Cuivre	7440-50-8	2.5	24 heures	3.67E-07	ch03
Cuivre	7440-50-8	2.5	24 heures	3.67E-07	ch04
Cuivre	7440-50-8	2.5	24 heures	3.67E-07	ch05
Cuivre	7440-50-8	2.5	24 heures	3.34E-05	chd01
Cuivre	7440-50-8	2.5	24 heures	3.34E-05	chd02
Dioxines et furanes	S.O.	0.00000006	1 an	1.30E-15	genx
Dioxines et furanes	S.O.	0.00000006	1 an	5.22E-16	motx
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	2.16E-02	ch01
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	2.16E-02	ch01
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	2.16E-02	ch02
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	2.16E-02	ch02
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	2.16E-02	ch03
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	2.16E-02	ch03
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	2.16E-02	ch04
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	2.16E-02	ch04

Contaminant	Numéro CAS	Valeur limite (µg/m3)	Période	Taux maximal (g/s)	Source
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	2.16E-02	ch05
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	2.16E-02	ch05
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	5.50E+00	chd01
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	5.50E+00	chd01
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	5.50E+00	chd02
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	5.50E+00	chd02
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	1.84E+00	genx
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	1.84E+00	genx
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	3.40E-01	motx
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	3.40E-01	motx
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	1.97E+01	trb1d
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	3.64E+00	trb1f
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	1.97E+01	trb2d
Dioxyde d'azote	10102-44-0	414	1 heure	3.64E+00	trb2f
Dioxyde d'azote	10102-44-0	103	1 an	2.16E-02	ch01
Dioxyde d'azote	10102-44-0	103	1 an	2.16E-02	ch02
Dioxyde d'azote	10102-44-0	103	1 an	2.16E-02	ch03
Dioxyde d'azote	10102-44-0	103	1 an	2.16E-02	ch04
Dioxyde d'azote	10102-44-0	103	1 an	2.16E-02	ch05
Dioxyde d'azote	10102-44-0	103	1 an	5.50E+00	chd01
Dioxyde d'azote	10102-44-0	103	1 an	5.50E+00	chd02
Dioxyde d'azote	10102-44-0	103	1 an	5.04E-03	genx
Dioxyde d'azote	10102-44-0	103	1 an	2.02E-03	motx
Dioxyde d'azote	10102-44-0	103	1 an	4.95E-01	trb1d
Dioxyde d'azote	10102-44-0	103	1 an	1.50E-01	trb1f
Dioxyde d'azote	10102-44-0	103	1 an	4.95E-01	trb2d
Dioxyde d'azote	10102-44-0	103	1 an	1.50E-01	trb2f
Dioxyde d'azote	10102-44-0	207	24 heures	2.16E-02	ch01
Dioxyde d'azote	10102-44-0	207	24 heures	2.16E-02	ch02
Dioxyde d'azote	10102-44-0	207	24 heures	2.16E-02	ch03
Dioxyde d'azote	10102-44-0	207	24 heures	2.16E-02	ch04
Dioxyde d'azote	10102-44-0	207	24 heures	2.16E-02	ch05
Dioxyde d'azote	10102-44-0	207	24 heures	5.50E+00	chd01
Dioxyde d'azote	10102-44-0	207	24 heures	5.50E+00	chd02
Dioxyde d'azote	10102-44-0	207	24 heures	1.53E-01	genx
Dioxyde d'azote	10102-44-0	207	24 heures	7.09E-03	motx
Dioxyde d'azote	10102-44-0	207	24 heures	1.81E+00	trb1d
Dioxyde d'azote	10102-44-0	207	24 heures	3.64E+00	trb1f
Dioxyde d'azote	10102-44-0	207	24 heures	1.81E+00	trb2d
Dioxyde d'azote	10102-44-0	207	24 heures	3.64E+00	trb2f
Dioxyde de soufre	7446-09-5	52	1 an	6.51E-03	ch01
Dioxyde de soufre	7446-09-5	52	1 an	6.51E-03	ch02
Dioxyde de soufre	7446-09-5	52	1 an	6.51E-03	ch03
Dioxyde de soufre	7446-09-5	52	1 an	6.51E-03	ch04

Contaminant	Numéro CAS	Valeur limite (µg/m3)	Période	Taux maximal (g/s)	Source
Dioxyde de soufre	7446-09-5	52	1 an	6.51E-03	ch05
Dioxyde de soufre	7446-09-5	52	1 an	5.92E-01	chd01
Dioxyde de soufre	7446-09-5	52	1 an	5.92E-01	chd02
Dioxyde de soufre	7446-09-5	52	1 an	2.85E-06	genx
Dioxyde de soufre	7446-09-5	52	1 an	1.14E-06	motx
Dioxyde de soufre	7446-09-5	52	1 an	4.33E-02	trb1d
Dioxyde de soufre	7446-09-5	52	1 an	1.14E-02	trb1f
Dioxyde de soufre	7446-09-5	52	1 an	4.33E-02	trb2d
Dioxyde de soufre	7446-09-5	52	1 an	1.14E-02	trb2f
Dioxyde de soufre	7446-09-5	288	24 heures	6.51E-03	ch01
Dioxyde de soufre	7446-09-5	288	24 heures	6.51E-03	ch02
Dioxyde de soufre	7446-09-5	288	24 heures	6.51E-03	ch03
Dioxyde de soufre	7446-09-5	288	24 heures	6.51E-03	ch04
Dioxyde de soufre	7446-09-5	288	24 heures	6.51E-03	ch05
Dioxyde de soufre	7446-09-5	288	24 heures	5.92E-01	chd01
Dioxyde de soufre	7446-09-5	288	24 heures	5.92E-01	chd02
Dioxyde de soufre	7446-09-5	288	24 heures	8.68E-05	genx
Dioxyde de soufre	7446-09-5	288	24 heures	4.02E-06	motx
Dioxyde de soufre	7446-09-5	288	24 heures	1.58E-01	trb1d
Dioxyde de soufre	7446-09-5	288	24 heures	2.77E-01	trb1f
Dioxyde de soufre	7446-09-5	288	24 heures	1.58E-01	trb2d
Dioxyde de soufre	7446-09-5	288	24 heures	2.77E-01	trb2f
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	6.51E-03	ch01
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	6.51E-03	ch01
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	6.51E-03	ch01
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	6.51E-03	ch01
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	6.51E-03	ch02
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	6.51E-03	ch02
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	6.51E-03	ch02
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	6.51E-03	ch02
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	6.51E-03	ch03
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	6.51E-03	ch03
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	6.51E-03	ch03
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	6.51E-03	ch03
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	6.51E-03	ch04
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	6.51E-03	ch04
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	6.51E-03	ch04
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	6.51E-03	ch04
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	6.51E-03	ch05
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	6.51E-03	ch05
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	6.51E-03	ch05
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	6.51E-03	ch05

Contaminant	Numéro CAS	Valeur limite (µg/m3)	Période	Taux maximal (g/s)	Source
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	5.92E-01	chd01
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	5.92E-01	chd01
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	5.92E-01	chd01
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	5.92E-01	chd01
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	5.92E-01	chd02
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	5.92E-01	chd02
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	5.92E-01	chd02
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	5.92E-01	chd02
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	1.04E-03	genx
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	1.04E-03	genx
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	1.04E-03	genx
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	1.04E-03	genx
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	1.93E-04	motx
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	1.93E-04	motx
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	1.93E-04	motx
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	1.93E-04	motx
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	1.72E+00	trb1d
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	1.72E+00	trb1d
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	2.77E-01	trb1f
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	2.77E-01	trb1f
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	1.72E+00	trb2d
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	1.72E+00	trb2d
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1050	4 minutes	2.77E-01	trb2f
Dioxyde de soufre	7446-09-5	1310	4 minutes	2.77E-01	trb2f
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	3.24E-05	ch01
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	3.24E-05	ch01
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	3.24E-05	ch02
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	3.24E-05	ch02
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	3.24E-05	ch03
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	3.24E-05	ch03
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	3.24E-05	ch04
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	3.24E-05	ch04
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	3.24E-05	ch05
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	3.24E-05	ch05
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	2.94E-03	chd01
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	2.94E-03	chd01
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	2.94E-03	chd02
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	2.94E-03	chd02
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	3.41E-02	genx
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	3.41E-02	genx
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	6.30E-03	motx
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	6.30E-03	motx
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	8.00E-02	trb1d
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	1.80E-01	trb1f

Contaminant	Numéro CAS	Valeur limite (µg/m3)	Période	Taux maximal (g/s)	Source
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	8.00E-02	trb2d
Formaldéhyde	50-00-0	37	15 minutes	1.80E-01	trb2f
Hydrocarbures aromatiques polycycliques	S.O.	0.0024	1 an	7.36E-08	ch01
Hydrocarbures aromatiques polycycliques	S.O.	0.0024	1 an	7.36E-08	ch02
Hydrocarbures aromatiques polycycliques	S.O.	0.0024	1 an	7.36E-08	ch03
Hydrocarbures aromatiques polycycliques	S.O.	0.0024	1 an	7.36E-08	ch04
Hydrocarbures aromatiques polycycliques	S.O.	0.0024	1 an	7.36E-08	ch05
Hydrocarbures aromatiques polycycliques	S.O.	0.0024	1 an	6.69E-06	chd01
Hydrocarbures aromatiques polycycliques	S.O.	0.0024	1 an	6.69E-06	chd02
Hydrocarbures aromatiques polycycliques	S.O.	0.0024	1 an	7.97E-09	genx
Hydrocarbures aromatiques polycycliques	S.O.	0.0024	1 an	3.20E-09	motx
Hydrocarbures aromatiques polycycliques	S.O.	0.0024	1 an	6.22E-06	trb1d
Hydrocarbures aromatiques polycycliques	S.O.	0.0024	1 an	2.29E-05	trb1f
Hydrocarbures aromatiques polycycliques	S.O.	0.0024	1 an	6.22E-06	trb2d
Hydrocarbures aromatiques polycycliques	S.O.	0.0024	1 an	2.29E-05	trb2f
Manganèse	7439-96-5	0.08	1 an	1.64E-07	ch01
Manganèse	7439-96-5	0.08	1 an	1.64E-07	ch02
Manganèse	7439-96-5	0.08	1 an	1.64E-07	ch03
Manganèse	7439-96-5	0.08	1 an	1.64E-07	ch04
Manganèse	7439-96-5	0.08	1 an	1.64E-07	ch05
Manganèse	7439-96-5	0.08	1 an	1.49E-05	chd01
Manganèse	7439-96-5	0.08	1 an	1.49E-05	chd02
Manganèse	7439-96-5	0.08	1 an	1.07E-09	genx
Manganèse	7439-96-5	0.08	1 an	4.27E-10	motx
Mercure	7439-97-6	0.005	1 an	1.12E-07	ch01
Mercure	7439-97-6	0.005	1 an	1.12E-07	ch02
Mercure	7439-97-6	0.005	1 an	1.12E-07	ch03
Mercure	7439-97-6	0.005	1 an	1.12E-07	ch04
Mercure	7439-97-6	0.005	1 an	1.12E-07	ch05
Mercure	7439-97-6	0.005	1 an	1.02E-05	chd01
Mercure	7439-97-6	0.005	1 an	1.02E-05	chd02
Mercure	7439-97-6	0.005	1 an	6.59E-12	genx
Mercure	7439-97-6	0.005	1 an	2.64E-12	motx
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	3.63E-02	ch01
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	3.63E-02	ch01
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	3.63E-02	ch02
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	3.63E-02	ch02
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	3.63E-02	ch03
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	3.63E-02	ch03
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	3.63E-02	ch04
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	3.63E-02	ch04
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	3.63E-02	ch05

Contaminant	Numéro CAS	Valeur limite (µg/m3)	Période	Taux maximal (g/s)	Source
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	3.63E-02	ch05
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	3.30E+00	chd01
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	3.30E+00	chd01
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	3.30E+00	chd02
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	3.30E+00	chd02
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	6.86E-01	genx
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	6.86E-01	genx
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	1.27E-01	motx
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	1.27E-01	motx
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	9.24E+00	trb1d
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	4.03E+00	trb1f
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	9.24E+00	trb2d
Monoxyde de carbone	630-08-0	34000	1 heure	4.03E+00	trb2f
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	3.63E-02	ch01
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	3.63E-02	ch01
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	3.63E-02	ch02
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	3.63E-02	ch02
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	3.63E-02	ch03
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	3.63E-02	ch03
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	3.63E-02	ch04
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	3.63E-02	ch04
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	3.63E-02	ch05
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	3.63E-02	ch05
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	3.30E+00	chd01
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	3.30E+00	chd01
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	3.30E+00	chd02
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	3.30E+00	chd02
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	6.86E-01	genx
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	6.86E-01	genx
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	1.27E-01	motx
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	1.27E-01	motx
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	9.24E+00	trb1d
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	4.03E+00	trb1f
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	9.24E+00	trb2d
Monoxyde de carbone	630-08-0	12700	8 heures	4.03E+00	trb2f
Naphtalène	91-20-3	3	1 an	2.63E-07	ch01
Naphtalène	91-20-3	3	1 an	2.63E-07	ch02
Naphtalène	91-20-3	3	1 an	2.63E-07	ch03
Naphtalène	91-20-3	3	1 an	2.63E-07	ch04
Naphtalène	91-20-3	3	1 an	2.63E-07	ch05
Naphtalène	91-20-3	3	1 an	2.40E-05	chd01
Naphtalène	91-20-3	3	1 an	2.40E-05	chd02
Naphtalène	91-20-3	3	1 an	1.41E-06	genx
Naphtalène	91-20-3	3	1 an	5.63E-07	motx

Contaminant	Numéro CAS	Valeur limite (µg/m3)	Période	Taux maximal (g/s)	Source
Naphtalène	91-20-3	3	1 an	3.68E-06	trb1d
Naphtalène	91-20-3	3	1 an	1.35E-05	trb1f
Naphtalène	91-20-3	3	1 an	3.68E-06	trb2d
Naphtalène	91-20-3	3	1 an	1.35E-05	trb2f
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	2.63E-07	ch01
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	2.63E-07	ch01
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	2.63E-07	ch02
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	2.63E-07	ch02
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	2.63E-07	ch03
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	2.63E-07	ch03
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	2.63E-07	ch04
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	2.63E-07	ch04
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	2.63E-07	ch05
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	2.63E-07	ch05
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	2.40E-05	chd01
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	2.40E-05	chd01
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	2.40E-05	chd02
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	2.40E-05	chd02
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	5.13E-04	genx
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	5.13E-04	genx
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	9.49E-05	motx
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	9.49E-05	motx
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	1.46E-04	trb1d
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	3.29E-04	trb1f
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	1.46E-04	trb2d
Naphtalène	91-20-3	200	4 minutes	3.29E-04	trb2f
Nickel	7440-02-0	0.02	1 an	9.07E-07	ch01
Nickel	7440-02-0	0.02	1 an	9.07E-07	ch02
Nickel	7440-02-0	0.02	1 an	9.07E-07	ch03
Nickel	7440-02-0	0.02	1 an	9.07E-07	ch04
Nickel	7440-02-0	0.02	1 an	9.07E-07	ch05
Nickel	7440-02-0	0.02	1 an	8.25E-05	chd01
Nickel	7440-02-0	0.02	1 an	8.25E-05	chd02
Nickel	7440-02-0	0.02	1 an	1.86E-09	genx
Nickel	7440-02-0	0.02	1 an	7.47E-10	motx
Nickel	7440-02-0	0.07	24 heures	9.07E-07	ch01
Nickel	7440-02-0	0.07	24 heures	9.07E-07	ch02
Nickel	7440-02-0	0.07	24 heures	9.07E-07	ch03
Nickel	7440-02-0	0.07	24 heures	9.07E-07	ch04
Nickel	7440-02-0	0.07	24 heures	9.07E-07	ch05
Nickel	7440-02-0	0.07	24 heures	8.25E-05	chd01
Nickel	7440-02-0	0.07	24 heures	8.25E-05	chd02

Contaminant	Numéro CAS	Valeur limite (µg/m3)	Période	Taux maximal (g/s)	Source
Nickel	7440-02-0	0.07	24 heures	5.67E-08	genx
Nickel	7440-02-0	0.07	24 heures	2.62E-09	motx
Oxyde de propylène	75-56-9	3100	1 heure	3.27E-03	trb1d
Oxyde de propylène	75-56-9	3100	1 heure	7.34E-03	trb1f
Oxyde de propylène	75-56-9	3100	1 heure	3.27E-03	trb2d
Oxyde de propylène	75-56-9	3100	1 heure	7.34E-03	trb2f
Oxyde de propylène	75-56-9	0.3	1 an	8.21E-05	trb1d
Oxyde de propylène	75-56-9	0.3	1 an	3.02E-04	trb1f
Oxyde de propylène	75-56-9	0.3	1 an	8.21E-05	trb2d
Oxyde de propylène	75-56-9	0.3	1 an	3.02E-04	trb2f
Particules fines	S.O.	30	24 heures	3.28E-03	ch01
Particules fines	S.O.	30	24 heures	3.28E-03	ch02
Particules fines	S.O.	30	24 heures	3.28E-03	ch03
Particules fines	S.O.	30	24 heures	3.28E-03	ch04
Particules fines	S.O.	30	24 heures	3.28E-03	ch05
Particules fines	S.O.	30	24 heures	2.98E-01	chd01
Particules fines	S.O.	30	24 heures	2.98E-01	chd02
Particules fines	S.O.	30	24 heures	8.77E-03	genx
Particules fines	S.O.	30	24 heures	4.06E-04	motx
Particules fines	S.O.	30	24 heures	6.82E-02	trb1d
Particules fines	S.O.	30	24 heures	1.13E+00	trb1f
Particules fines	S.O.	30	24 heures	6.82E-02	trb2d
Particules fines	S.O.	30	24 heures	1.13E+00	trb2f
Particules totales	S.O.	120	24 heures	3.28E-03	ch01
Particules totales	S.O.	120	24 heures	3.28E-03	ch02
Particules totales	S.O.	120	24 heures	3.28E-03	ch03
Particules totales	S.O.	120	24 heures	3.28E-03	ch04
Particules totales	S.O.	120	24 heures	3.28E-03	ch05
Particules totales	S.O.	120	24 heures	2.98E-01	chd01
Particules totales	S.O.	120	24 heures	2.98E-01	chd02
Particules totales	S.O.	120	24 heures	9.04E-03	genx
Particules totales	S.O.	120	24 heures	4.18E-04	motx
Particules totales	S.O.	120	24 heures	6.82E-02	trb1d
Particules totales	S.O.	120	24 heures	1.13E+00	trb1f
Particules totales	S.O.	120	24 heures	6.82E-02	trb2d
Particules totales	S.O.	120	24 heures	1.13E+00	trb2f
Pentane	109-66-0	240	1 an	1.12E-03	ch01
Pentane	109-66-0	240	1 an	1.12E-03	ch02
Pentane	109-66-0	240	1 an	1.12E-03	ch03
Pentane	109-66-0	240	1 an	1.12E-03	ch04
Pentane	109-66-0	240	1 an	1.12E-03	ch05
Pentane	109-66-0	240	1 an	1.02E-01	chd01
Pentane	109-66-0	240	1 an	1.02E-01	chd02
Pentane	109-66-0	4120	4 minutes	1.12E-03	ch01

Contaminant	Numéro CAS	Valeur limite (µg/m3)	Période	Taux maximal (g/s)	Source
Pentane	109-66-0	4120	4 minutes	1.12E-03	ch01
Pentane	109-66-0	4120	4 minutes	1.12E-03	ch02
Pentane	109-66-0	4120	4 minutes	1.12E-03	ch02
Pentane	109-66-0	4120	4 minutes	1.12E-03	ch03
Pentane	109-66-0	4120	4 minutes	1.12E-03	ch03
Pentane	109-66-0	4120	4 minutes	1.12E-03	ch04
Pentane	109-66-0	4120	4 minutes	1.12E-03	ch04
Pentane	109-66-0	4120	4 minutes	1.12E-03	ch05
Pentane	109-66-0	4120	4 minutes	1.12E-03	ch05
Pentane	109-66-0	4120	4 minutes	1.02E-01	chd01
Pentane	109-66-0	4120	4 minutes	1.02E-01	chd01
Pentane	109-66-0	4120	4 minutes	1.02E-01	chd02
Pentane	109-66-0	4120	4 minutes	1.02E-01	chd02
Plomb	7439-92-1	0.1	1 an	2.16E-07	ch01
Plomb	7439-92-1	0.1	1 an	2.16E-07	ch02
Plomb	7439-92-1	0.1	1 an	2.16E-07	ch03
Plomb	7439-92-1	0.1	1 an	2.16E-07	ch04
Plomb	7439-92-1	0.1	1 an	2.16E-07	ch05
Plomb	7439-92-1	0.1	1 an	1.96E-05	chd01
Plomb	7439-92-1	0.1	1 an	1.96E-05	chd02
Propanal	123-38-6	20	4 minutes	2.32E-03	genx
Propanal	123-38-6	460	4 minutes	2.32E-03	genx
Propanal	123-38-6	20	4 minutes	2.32E-03	genx
Propanal	123-38-6	460	4 minutes	2.32E-03	genx
Propanal	123-38-6	20	4 minutes	4.29E-04	motx
Propanal	123-38-6	460	4 minutes	4.29E-04	motx
Propanal	123-38-6	20	4 minutes	4.29E-04	motx
Propanal	123-38-6	460	4 minutes	4.29E-04	motx
Pyrène	129-00-0	13	1 an	2.16E-09	ch01
Pyrène	129-00-0	13	1 an	2.16E-09	ch02
Pyrène	129-00-0	13	1 an	2.16E-09	ch03
Pyrène	129-00-0	13	1 an	2.16E-09	ch04
Pyrène	129-00-0	13	1 an	2.16E-09	ch05
Pyrène	129-00-0	13	1 an	1.96E-07	chd01
Pyrène	129-00-0	13	1 an	1.96E-07	chd02
Pyrène	129-00-0	13	1 an	5.71E-08	genx
Pyrène	129-00-0	13	1 an	2.29E-08	motx
Sélénium	7782-49-2	2	1 heure	1.04E-08	ch01
Sélénium	7782-49-2	2	1 heure	1.04E-08	ch01
Sélénium	7782-49-2	2	1 heure	1.04E-08	ch02
Sélénium	7782-49-2	2	1 heure	1.04E-08	ch02
Sélénium	7782-49-2	2	1 heure	1.04E-08	ch03

Contaminant	Numéro CAS	Valeur limite (µg/m3)	Période	Taux maximal (g/s)	Source
Sélénium	7782-49-2	2	1 heure	1.04E-08	ch03
Sélénium	7782-49-2	2	1 heure	1.04E-08	ch04
Sélénium	7782-49-2	2	1 heure	1.04E-08	ch04
Sélénium	7782-49-2	2	1 heure	1.04E-08	ch05
Sélénium	7782-49-2	2	1 heure	1.04E-08	ch05
Sélénium	7782-49-2	2	1 heure	9.42E-07	chd01
Sélénium	7782-49-2	2	1 heure	9.42E-07	chd01
Sélénium	7782-49-2	2	1 heure	9.42E-07	chd02
Sélénium	7782-49-2	2	1 heure	9.42E-07	chd02
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	1.47E-06	ch01
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	1.47E-06	ch01
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	1.47E-06	ch02
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	1.47E-06	ch02
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	1.47E-06	ch03
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	1.47E-06	ch03
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	1.47E-06	ch04
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	1.47E-06	ch04
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	1.47E-06	ch05
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	1.47E-06	ch05
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	1.34E-04	chd01
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	1.34E-04	chd01
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	1.34E-04	chd02
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	1.34E-04	chd02
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	2.01E-03	genx
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	2.01E-03	genx
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	3.71E-04	motx
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	3.71E-04	motx
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	1.46E-02	trb1d
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	3.29E-02	trb1f
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	1.46E-02	trb2d
Toluène	108-88-3	600	4 minutes	3.29E-02	trb2f
Vanadium	7440-62-2	1	1 an	9.93E-07	ch01
Vanadium	7440-62-2	1	1 an	9.93E-07	ch02
Vanadium	7440-62-2	1	1 an	9.93E-07	ch03
Vanadium	7440-62-2	1	1 an	9.93E-07	ch04
Vanadium	7440-62-2	1	1 an	9.93E-07	ch05
Vanadium	7440-62-2	1	1 an	9.03E-05	chd01
Vanadium	7440-62-2	1	1 an	9.03E-05	chd02
Xylène (o,m,p)	1330-20-7	20	1 an	1.02E-05	genx
Xylène (o,m,p)	1330-20-7	20	1 an	4.08E-06	motx
Xylène (o,m,p)	1330-20-7	20	1 an	1.81E-04	trb1d
Xylène (o,m,p)	1330-20-7	20	1 an	6.66E-04	trb1f
Xylène (o,m,p)	1330-20-7	20	1 an	1.81E-04	trb2d
Xylène (o,m,p)	1330-20-7	20	1 an	6.66E-04	trb2f

Contaminant	Numéro CAS	Valeur limite (µg/m3)	Période	Taux maximal (g/s)	Source
Xylène (o,m,p)	1330-20-7	350	4 minutes	3.71E-03	genx
Xylène (o,m,p)	1330-20-7	350	4 minutes	3.71E-03	genx
Xylène (o,m,p)	1330-20-7	350	4 minutes	6.87E-04	motx
Xylène (o,m,p)	1330-20-7	350	4 minutes	6.87E-04	motx
Xylène (o,m,p)	1330-20-7	350	4 minutes	7.21E-03	trb1d
Xylène (o,m,p)	1330-20-7	350	4 minutes	1.62E-02	trb1f
Xylène (o,m,p)	1330-20-7	350	4 minutes	7.21E-03	trb2d
Xylène (o,m,p)	1330-20-7	350	4 minutes	1.62E-02	trb2f
Zinc	7440-66-6	2.5	24 heures	1.25E-05	ch01
Zinc	7440-66-6	2.5	24 heures	1.25E-05	ch02
Zinc	7440-66-6	2.5	24 heures	1.25E-05	ch03
Zinc	7440-66-6	2.5	24 heures	1.25E-05	ch04
Zinc	7440-66-6	2.5	24 heures	1.25E-05	ch05
Zinc	7440-66-6	2.5	24 heures	1.14E-03	chd01
Zinc	7440-66-6	2.5	24 heures	1.14E-03	chd02
n-Hexane	110-54-3	140	1 an	7.77E-04	ch01
n-Hexane	110-54-3	140	1 an	7.77E-04	ch02
n-Hexane	110-54-3	140	1 an	7.77E-04	ch03
n-Hexane	110-54-3	140	1 an	7.77E-04	ch04
n-Hexane	110-54-3	140	1 an	7.77E-04	ch05
n-Hexane	110-54-3	140	1 an	7.07E-02	chd01
n-Hexane	110-54-3	140	1 an	7.07E-02	chd02
n-Hexane	110-54-3	140	1 an	1.04E-06	genx
n-Hexane	110-54-3	140	1 an	4.16E-07	motx
n-Hexane	110-54-3	5300	4 minutes	7.77E-04	ch01
n-Hexane	110-54-3	5300	4 minutes	7.77E-04	ch01
n-Hexane	110-54-3	5300	4 minutes	7.77E-04	ch02
n-Hexane	110-54-3	5300	4 minutes	7.77E-04	ch02
n-Hexane	110-54-3	5300	4 minutes	7.77E-04	ch03
n-Hexane	110-54-3	5300	4 minutes	7.77E-04	ch03
n-Hexane	110-54-3	5300	4 minutes	7.77E-04	ch04
n-Hexane	110-54-3	5300	4 minutes	7.77E-04	ch04
n-Hexane	110-54-3	5300	4 minutes	7.77E-04	ch05
n-Hexane	110-54-3	5300	4 minutes	7.77E-04	ch05
n-Hexane	110-54-3	5300	4 minutes	7.07E-02	chd01
n-Hexane	110-54-3	5300	4 minutes	7.07E-02	chd01
n-Hexane	110-54-3	5300	4 minutes	7.07E-02	chd02
n-Hexane	110-54-3	5300	4 minutes	7.07E-02	chd02
n-Hexane	110-54-3	5300	4 minutes	3.78E-04	genx
n-Hexane	110-54-3	5300	4 minutes	3.78E-04	genx
n-Hexane	110-54-3	5300	4 minutes	7.00E-05	motx
n-Hexane	110-54-3	5300	4 minutes	7.00E-05	motx

Contaminant	Numéro CAS	Valeur limite (µg/m3)	Période	Taux maximal (g/s)	Source
Éthylbenzène	100-41-4	200	1 an	4.25E-06	genx
Éthylbenzène	100-41-4	200	1 an	1.71E-06	motx
Éthylbenzène	100-41-4	200	1 an	9.05E-05	trb1d
Éthylbenzène	100-41-4	200	1 an	3.33E-04	trb1f
Éthylbenzène	100-41-4	200	1 an	9.05E-05	trb2d
Éthylbenzène	100-41-4	200	1 an	3.33E-04	trb2f
Éthylbenzène	100-41-4	740	4 minutes	1.55E-03	genx
Éthylbenzène	100-41-4	740	4 minutes	1.55E-03	genx
Éthylbenzène	100-41-4	740	4 minutes	2.87E-04	motx
Éthylbenzène	100-41-4	740	4 minutes	2.87E-04	motx
Éthylbenzène	100-41-4	740	4 minutes	3.61E-03	trb1d
Éthylbenzène	100-41-4	740	4 minutes	8.10E-03	trb1f
Éthylbenzène	100-41-4	740	4 minutes	3.61E-03	trb2d
Éthylbenzène	100-41-4	740	4 minutes	8.10E-03	trb2f

ANNEXE

A-2 *RÉSULTATS*

A-2-1 Résultats de la modélisation dans le domaine d'application

Description de la norme ou du critère									Concentrations modélisées dans le domaine d'application des normes et critères (µg/m³)						Concentration totale modélisée (µg/m³)	Contribution du projet (%)	Pourcentage de la valeur limite (%)
Substance	Acronyme, formule chimique ou # CAS	Gouv. / Org.	Type de seuil	Période	Statistique	Valeur limite (µg/m³)	Référence concentration initiale	Concentration initiale (µg/m³)	Maximum par année de l'échantillon météorologique					Maximum			
									A1	A2	A3	A4	A5				
Particules totales	PMT	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	120	NCQQA v10	90	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	91	< 1	75.5
Particules fines	PM2,5	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	30	NCQQA v10	20	0.6	0.7	0.5	0.6	0.6	0.7	20.7	3	68.9
Monoxyde de carbone	CO	MELCCFP	Norme	1 heure	1er maximum	34000	NCQQA v10	2650	107	99	155	121	108	155	2805	6	8.2
				8 heures	1er maximum	12700	NCQQA v10	1750	51	53	43	40	32	53	1803	3	14.2
Dioxyde d'azote	NO2	MELCCFP	Norme	1 heure	1er maximum	414	Niveau exposition faible (MELCCFP 2025)	43	122	120	150	127	125	150	193	78	46.6
				24 heures	1er maximum	207		28	11	12	9	10	11	12	40	30	19.4
				1 an	1er maximum	103		9	1	< 1	< 1	< 1	1	1	10	12	9.9
Dioxyde de soufre	SO2	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	1310	NCQQA v10	150	26	20	23	25	23	26	176	15	13.4
					99.5e percentile	1050	NCQQA v10	150	4	4	4	4	4	4	154	3	14.7
				24 heures	1er maximum	288	NCQQA v10	50	1	1	< 1	1	1	1	51	3	17.8
				1 an	1er maximum	52	NCQQA v10	20	0.1	0.1	< 0.1	0.1	0.1	0.1	20.1	< 1	39
Arsenic	As	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.003	NCQQA v10	0.002	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	0.00200	< 1	67
Baryum	Ba	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.05	NCQQA v10	0.025	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	0.0250	< 1	50
Béryllium	Be	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.0004	NCQQA v10	0	1.05E-07	8.83E-08	6.45E-08	8.85E-08	9.41E-08	1.05E-07	1.05E-07	100	< 1
Éthylbenzène	100-41-4	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	740	NCQQA v10	140	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	141	< 1	19
				1 an	1er maximum	200	NCQQA v10	3	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	3	< 1	2
1,3-Butadiène	106-99-0	MELCCFP	Critère	4 minutes	1er maximum	352	NCQQA v10	2	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	2	6	< 1
				1 an	1er maximum	0.5	NCQQA v10	0.14	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	0.140	< 1	28
Acroléine	107-02-8	MELCCFP	Critère	4 minutes	99e percentile	8.3	-	-	0.40	0.39	0.42	0.39	0.35	0.42	0.42	100	5
				1 an	1er maximum	0.02	-	-	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	100	< 1
Toluène	108-88-3	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	600	NCQQA v10	260	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	261	< 1	43
Pentane	109-66-0	MELCCFP	Critère	4 minutes	1er maximum	4120	NCQQA v10	76	4	3	4	4	4	4	80	6	2
				1 an	1er maximum	240	NCQQA v10	8	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	8	< 1	3
n-Hexane	110-54-3	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	5300	NCQQA v10	140	3	2	3	3	3	3	143	2	3
				1 an	1er maximum	140	NCQQA v10	3	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	3	< 1	2
Propanal	123-38-6	MELCCFP	Critère	4 minutes	1er maximum	460	NCQQA v10	10	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	11	9	2
					99e percentile	20	NCQQA v10	10	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	10.2	2	51
Pyrène	129-00-0	MELCCFP	Critère	1 an	1er maximum	13	NCQQA v10	0	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	100	< 1
Xylène (o,m,p)	1330-20-7	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	350	NCQQA v10	150	1	1	2	1	1	2	152	1	43
				1 an	1er maximum	20	NCQQA v10	8	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	8.0	< 1	40
Formaldéhyde	50-00-0	MELCCFP	Norme	15 minutes	1er maximum	37	NCQQA v10	3	6.9	6.7	10.5	7.5	7.4	10.5	13.5	78	36
Benzo(a)pyrène	50-32-8	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.0009	NCQQA v10	0.0003	1.11E-08	9.47E-09	7.06E-09	9.52E-09	1.01E-08	1.11E-08	3.00E-04	< 1	33

Description de la norme ou du critère									Concentrations modélisées dans le domaine d'application des normes et critères (µg/m³)						Concentration totale modélisée (µg/m³)	Contribution du projet (%)	Pourcentage de la valeur limite (%)
Substance	Acronyme, formule chimique ou # CAS	Gouv. / Org.	Type de seuil	Période	Statistique	Valeur limite (µg/m³)	Référence concentration initiale	Concentration initiale (µg/m³)	Maximum par année de l'échantillon météorologique					Maximum			
									A1	A2	A3	A4	A5				
2,2,4-Triméthylpentane	540-84-1	MELCCFP	Critère	1 heure	1er maximum	3500	NCQQA v10	0	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	100	< 1
				1 an	1er maximum	350	NCQQA v10	0	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	100	< 1
Benzène	71-43-2	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	10	NCQQA v10	3	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	3.0	< 1	30
Acetaldehyde	75-07-0	MELCCFP	Critère	4 minutes	99e percentile	3	-	-	0.98	0.96	1.04	0.96	0.88	1.04	1.04	100	35
				1 an	1er maximum	0.5	-	-	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	100	< 1
Oxyde de propylène	75-56-9	MELCCFP	Norme	1 heure	1er maximum	3100	NCQQA v10	0	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	100	< 1
				1 an	1er maximum	0.3	NCQQA v10	0	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	100	< 1
Acide sulfurique	7664-93-9	MELCCFP	Critère	1 heure	1er maximum	4.4	NCQQA v10	0	0.07	0.07	0.05	0.06	0.06	0.07	0.07	100	2
Naphtalène	91-20-3	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	200	NCQQA v10	5	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	5	4	3
				1 an	1er maximum	3	NCQQA v10	0	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	100	< 1
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	MELCCFP	Critère	1 heure	1er maximum	30	NCQQA v10	0	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	100	< 1
				1 an	1er maximum	4	NCQQA v10	0	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	100	< 1
Cadmium	Cd	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.0036	NCQQA v10	0.003	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	0.00301	< 1	84
Cobalt	Co	MELCCFP	Critère	1 an	1er maximum	0.1	NCQQA v10	0	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	100	< 1
Chrome (composés de chrome hexavalent)	Cr(VI)	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.004	NCQQA v10	0.002	0.00001	0.00001	< 0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00201	< 1	50
Chrome (composés de chrome trivalent)	Cr(III)	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.1	NCQQA v10	0.01	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	0.010	< 1	10
Cuivre	Cu	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	2.5	NCQQA v10	0.2	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	0.20	< 1	8
Hydrocarbures aromatiques polycycliques	HAP	MELCCFP	Critère	1 an	1er maximum	0.0024	NCQQA v10	0.0014	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	0.00140	< 1	58
Mercure	Hg	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.005	NCQQA v10	0.002	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	0.00200	< 1	40
Manganèse	Mn	MELCCFP	Critère	1 an	1er maximum	0.08	NCQQA v10	0.005	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	0.0050	< 1	6
Ammoniac	NH3	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	350	NCQQA v10	100	3	3	2	2	2	3	103	3	29
Nickel	Ni	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	0.07	NCQQA v10	0.005	0.0002	0.0002	0.0001	0.0001	0.0002	0.0002	0.0052	4	7
				1 an	1er maximum	0.02	NCQQA v10	0.002	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	0.0020	< 1	10
Plomb	Pb	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.1	NCQQA v10	0.025	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	0.025	< 1	25
Dioxines et furanes	PCDD/F	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.00000006	NCQQA v10	0.00000004	2.83E-15	2.91E-15	3.02E-15	3.20E-15	2.76E-15	3.20E-15	4.00E-08	< 1	67
Sélénium	Se	MELCCFP	Critère	1 heure	1er maximum	2	NCQQA v10	0.15	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	0.15	< 1	8
Vanadium	V	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	1	NCQQA v10	0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	0.01	< 1	1
Zinc	Zn	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	2.5	NCQQA v10	0.1	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	0.10	2	4

A-2-2 Résultats de la modélisation aux récepteurs sensibles

Description de la norme ou du critère									Concentrations modélisées aux récepteurs sensibles (µg/m³)					Concentration totale modélisée (µg/m³)	Contribution du projet (%)	Pourcentage de la valeur limite (%)
Substance	Acronyme, formule chimique ou # CAS	Gouv. / Org.	Type de seuil	Période	Statistique	Valeur limite (µg/m³)	Référence concentration initiale	Concentration initiale (µg/m³)	Maximum par catégorie				Maximum			
									Garderies	Résidences pour personnes âgées	Écoles	Résidences privées				
Particules totales	PMT	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	120	NCQQA v10	90	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	90	0.50	75.4
Particules fines	PM2,5	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	30	NCQQA v10	20	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	20.4	2.19	68.2
Monoxyde de carbone	CO	MELCCFP	Norme	1 heure	1er maximum	34000	NCQQA v10	2650	55	44	46	76	76	2726	3	8
				8 heures	1er maximum	12700	NCQQA v10	1750	15	11	12	26	26	1776	1	14
Dioxyde d'azote	NO2	MELCCFP	Norme	1 heure	1er maximum	414	Niveau exposition faible (MELCCFP 2025)	43	96	88	87	108	108	151	71.5	36.5
				24 heures	1er maximum	207		28	5	4	4	8	8	36	22.3	17.4
				1 an	1er maximum	103		9	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	10	8.3	9.5
Dioxyde de soufre	SO2	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	1310	NCQQA v10	150	9	7	8	16	16	166	9	13
					99.5e percentile	1050	NCQQA v10	150	2	2	2	3	3	153	2	15
				24 heures	1er maximum	288	NCQQA v10	50	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	51	2	18
				1 an	1er maximum	52	NCQQA v10	20	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	20.1	< 1	39
Arsenic	As	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.003	NCQQA v10	0.002	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	0.00200	< 1	67
Baryum	Ba	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.05	NCQQA v10	0.025	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	0.0250	< 1	50
Béryllium	Be	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.0004	NCQQA v10	0	3.15E-08	2.93E-08	2.80E-08	7.27E-08	7.27E-08	7.27E-08	100	< 1
Éthylbenzène	100-41-4	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	740	NCQQA v10	140	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	140	< 1	19
				1 an	1er maximum	200	NCQQA v10	3	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	3	< 1	2
1,3-Butadiène	106-99-0	MELCCFP	Critère	4 minutes	1er maximum	352	NCQQA v10	2	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	2	3	< 1
				1 an	1er maximum	0.5	NCQQA v10	0.14	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	0.140	< 1	28
Acroléine	107-02-8	MELCCFP	Critère	4 minutes	99e percentile	8.3	-	-	0.10	0.07	0.08	0.19	0.19	0.19	100	2
				1 an	1er maximum	0.02	-	-	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	100	< 1
Toluène	108-88-3	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	600	NCQQA v10	260	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	260	< 1	43
Pentane	109-66-0	MELCCFP	Critère	4 minutes	1er maximum	4120	NCQQA v10	76	2	1	1	3	3	79	3	2
				1 an	1er maximum	240	NCQQA v10	8	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	8	< 1	3
n-Hexane	110-54-3	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	5300	NCQQA v10	140	1	< 1	< 1	2	2	142	1	3
				1 an	1er maximum	140	NCQQA v10	3	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	3	< 1	2
Propanal	123-38-6	MELCCFP	Critère	4 minutes	1er maximum	460	NCQQA v10	10	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	10	5	2
					99e percentile	20	NCQQA v10	10	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	10.1	< 1	50
Pyrène	129-00-0	MELCCFP	Critère	1 an	1er maximum	13	NCQQA v10	0	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	100	< 1
Xylène (o,m,p)	1330-20-7	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	350	NCQQA v10	150	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	151	< 1	43
				1 an	1er maximum	20	NCQQA v10	8	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	8.0	< 1	40
Formaldéhyde	50-00-0	MELCCFP	Norme	15 minutes	1er maximum	37	NCQQA v10	3	3.7	2.4	2.2	5.2	5.2	8.2	63	22
Benzo(a)pyrène	50-32-8	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.0009	NCQQA v10	0.0003	3.50E-09	3.23E-09	3.10E-09	7.64E-09	7.64E-09	3.00E-04	< 1	33

Substance	Description de la norme ou du critère								Concentrations modélisées aux récepteurs sensibles (µg/m³)					Concentration totale modélisée (µg/m³)	Contribution du projet (%)	Pourcentage de la valeur limite (%)
	Acronyme, formule chimique ou # CAS	Gouv. / Org.	Type de seuil	Période	Statistique	Valeur limite (µg/m³)	Référence concentration initiale	Concentration initiale (µg/m³)	Maximum par catégorie				Maximum			
									Garderies	Résidences pour personnes âgées	Écoles	Résidences privées				
2,2,4-Triméthylpentane	540-84-1	MELCCFP	Critère	1 heure	1er maximum	3500	NCQQA v10	0	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	100	< 1
				1 an	1er maximum	350	NCQQA v10	0	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	100	< 1
Benzène	71-43-2	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	10	NCQQA v10	3	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	3.0	< 1	30
Acetaldehyde	75-07-0	MELCCFP	Critère	4 minutes	99e percentile	3	-	-	0.25	0.17	0.20	0.46	0.46	0.46	100	15
				1 an	1er maximum	0.5	-	-	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	100	< 1
Oxyde de propylène	75-56-9	MELCCFP	Norme	1 heure	1er maximum	3100	NCQQA v10	0	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	100	< 1
				1 an	1er maximum	0.3	NCQQA v10	0	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	100	< 1
Acide sulfurique	7664-93-9	MELCCFP	Critère	1 heure	1er maximum	4.4	NCQQA v10	0	0.07	0.05	0.06	0.07	0.07	0.07	100	2
Naphtalène	91-20-3	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	200	NCQQA v10	5	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	5	2	3
				1 an	1er maximum	3	NCQQA v10	0	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	100	< 1
2-Méthylnaphtalène	91-57-6	MELCCFP	Critère	1 heure	1er maximum	30	NCQQA v10	0	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	100	< 1
				1 an	1er maximum	4	NCQQA v10	0	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	100	< 1
Cadmium	Cd	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.0036	NCQQA v10	0.003	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	0.00301	< 1	84
Cobalt	Co	MELCCFP	Critère	1 an	1er maximum	0.1	NCQQA v10	0	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	100	< 1
Chrome (composés de chrome hexavalent)	Cr(VI)	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.004	NCQQA v10	0.002	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	0.00201	< 1	50
Chrome (composés de chrome trivalent)	Cr(III)	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.1	NCQQA v10	0.01	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	0.010	< 1	10
Cuivre	Cu	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	2.5	NCQQA v10	0.2	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	0.20	< 1	8
Hydrocarbures aromatiques polycycliques	HAP	MELCCFP	Critère	1 an	1er maximum	0.0024	NCQQA v10	0.0014	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	0.00140	< 1	58
Mercure	Hg	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.005	NCQQA v10	0.002	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	< 0.00001	0.00200	< 1	40
Manganèse	Mn	MELCCFP	Critère	1 an	1er maximum	0.08	NCQQA v10	0.005	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	0.0050	< 1	6
Ammoniac	NH3	MELCCFP	Norme	4 minutes	1er maximum	350	NCQQA v10	100	3	2	2	3	3	103	3	29
Nickel	Ni	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	0.07	NCQQA v10	0.005	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	0.0001	0.0001	0.0051	2	7
				1 an	1er maximum	0.02	NCQQA v10	0.002	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001	0.0020	< 1	10
Plomb	Pb	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.1	NCQQA v10	0.025	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	0.025	< 1	25
Dioxines et furanes	PCDD/F	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	0.00000006	NCQQA v10	0.00000004	8.90E-16	6.51E-16	6.76E-16	1.54E-15	1.54E-15	4.00E-08	< 1	67
Sélénium	Se	MELCCFP	Critère	1 heure	1er maximum	2	NCQQA v10	0.15	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	0.15	< 1	8
Vanadium	V	MELCCFP	Norme	1 an	1er maximum	1	NCQQA v10	0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	0.01	< 1	1
Zinc	Zn	MELCCFP	Norme	24 heures	1er maximum	2.5	NCQQA v10	0.1	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	0.10	2	4

A-3 EXEMPLES DE CALCULS

A-3-1 Source ponctuelle - Gaz d'échappement - (Genx)

Item	Unité	Variable	Valeur	Références
Nombre de hp du véhicule	hp	veh_{hp}	1135	Fiche technique Cummins Diesel Generator -60Hz
Tier	-	-	T0	Description des opérations fournie par TC ÉNÉRGIE
Zero-hour, steady-state emission factor (PM)	g/hp-hr	$EF_{ss\text{-}PM}$	0.4020	[1], Table A4
Zero-hour, steady-state emission factor (CO)	g/hp-hr	$EF_{ss\text{-}CO}$	2.7000	[1], Table A4
Zero-hour, steady-state emission factor (NO_x)	g/hp-hr	$EF_{ss\text{-}NOx}$	8.3800	[1], Table A4
Zero-hour, steady-state emission factor (HC)	g/hp-hr	$EF_{ss\text{-}HC}$	0.6800	[1], Table A4
Facteur d'ajustement transitoire (PM)	-	TAF_{PM}	1.00	[1], Table A5
Facteur d'ajustement transitoire (CO)	-	TAF_{CO}	1.00	[1], Table A5
Facteur d'ajustement transitoire (NO_x)	-	TAF_{NOx}	1.00	[1], Table A5
Facteur d'ajustement transitoire (HC)	-	TAF_{HC}	1.00	[1], Table A5
Constante de détérioration (PM)	-	A_{PM}	0.473	[1], Table A6
Constante de détérioration (CO)	-	A_{CO}	0.185	[1], Table A6
Constante de détérioration (NO_x)	-	A_{NOx}	0.024	[1], Table A6
Constante de détérioration (HC)	-	A_{HC}	0.047	[1], Table A6
Fraction de vie médiane utilisée	-	age_{fact}	1.000	Hypothèse conservatrice
Brake Specific Fuel Consumption	lb/hp-hr	$EF_{ss\text{-}BSFC}$	0.367	[1], Table A4
Facteur d'ajustement transitoire (BSFC)	-	TAF_{BSFC}	1	[1], Table A5
soxcnv [2]	-	soxcnv	0.02247	[2], grams PM sulfur/grams fuel sulfur consumed
soxbas	-	soxbas	0.33	default certification fuel sulfur weight percent
soxdsl [3]	-	soxdsl	0.0015	[3] episodic fuel sulfur weight percent
Facteur de chargement	-	$load_{fact}$	0.68	[4], Appendix A, Diesel Off-highway Trucks
A - Matières particulaires totales (PMT)				
Brake Specific Fuel Consumption	lb/hp-hr	$EF_{adj\text{-}BSFC}$	0.367	[1], eq. 3, $EF_{adj\text{-}BSFC} = EF_{ss\text{-}BSFC} \times TAF_{BSFC}$
Facteur de détérioration (PM)	-	DF_{PM}	1.473	[1], eq. 4, $DF_{PM} = 1 + A_{PM} \times age_{fact}$
Facteur d'ajustement (sulfur content)	g/hp-hr	S_{PMadj}	0.0860	[1], eq. 5, $S_{PMadj} = EF_{adj\text{-}BSFC} \times 453.6 \times 7.0 \times soxcnv \times 0.01 \times (soxbas - soxdsl)$
Facteur d'émission ajusté PM_{10}	g/hp-hr	$EF_{adj\text{-}PM10}$	0.506	[1], eq. 2, $EF_{adj\text{-}PM10} = (EF_{ss\text{-}PM} \times TAF_{PM} \times DF_{PM}) - S_{PMadj}$

Item	Unité	Variable	Valeur	Références
Taux d'émission PM_{10} = PMT	g/s	TE_{PM10}	**1.09E-01**	$EF_{adj\text{-}PM10} \times veh_{hp} \times load_{fact} / Ch\text{-}s$
B - Matières particulaires 2.5 µm ($PM_{2.5}$)				
Facteur d'échelle	-	$F_{2.5}$	0.97	[1], p.25
Taux d'émission $PM_{2.5}$	g/s	$TE_{PM2.5}$	**1.05E-01**	$TE_{PM10} \times F_{2.5}$
C - Monoxyde de carbone (CO)				
Facteur de détérioration (CO)	-	DF_{CO}	1.185	[1], eq. 4, $DF_{CO} = 1 + A_{CO} \times age_{fact}$
Facteur d'émission ajusté CO	g/hp-hr	$EF_{adj\text{-}CO}$	3.200	[1], eq. 1, $EF_{adj\text{-}CO} = EF_{ss\text{-}CO} \times TAF_{CO} \times DF_{CO}$
Taux d'émission CO	g/s	TE_{CO}	**6.86E-01**	$EF_{adj\text{-}CO} \times veh_{hp} \times load_{fact} / Ch\text{-}s$
D - Oxydes d'azote (NO_x)				
Facteur de détérioration (NO_X)	-	DF_{NOx}	1.024	[1], eq. 4, $DF_{NOx} = 1 + A_{NOx} \times age_{fact}$
Facteur d'émission ajusté NO_X	g/hp-hr	$EF_{adj\text{-}NOx}$	8.581	[1], eq. 1, $EF_{adj\text{-}NOx} = EF_{ss\text{-}NOx} \times TAF_{NOx} \times DF_{NOx}$
Taux d'émission NO_X	g/s	TE_{NOx}	**1.84E+00**	$EF_{adj\text{-}NOx} \times veh_{hp} \times load_{fact} / Ch\text{-}s$
E - Dioxyde de soufre (SO_2)				
Facteur d'émission ajusté SO_2	g/hp-hr	$EF_{adj\text{-}SO2}$	4.86E-03	[1], eq. 7, $EF_{adj\text{-}SO2} = (EF_{adj\text{-}BSFC} \times 453.6 \times [1\text{-}soxcnv] - EF_{adj\text{-}HC}) \times 0.01 \times soxdsl \times 2$
Taux d'émission SO_2	g/s	TE_{SO2}	**1.04E-03**	$EF_{adj\text{-}SO2} \times veh_{hp} \times load_{fact} / Ch\text{-}s$
[1] *Exhaust and Crankcase emission factors for Nonroad engine modeling - Compression-Ignition*, US-EPA, Report No. NR-009d, July 2010				
[2] Voir dans [1], page 22. The soxcnv term represents the fraction of diesel fuel sulfur converted to PM. This varies by technology type. Soxcnv is equal to 0.02247 for the Base, T0, T1, T2, T3, T3B, T4A, and T4B technology types. For Tier 4 engines meeting stringent PM standards below 0.1 g/hp-hr, soxcnv is equal to 0.30. This applies to the T4 and T4N technology types.				
[3] Voir dans [1], page 7. Fuel sulfur levels affect PM emissions. NONROAD users can adjust for local (episodic) fuel sulfur levels. In the absence of local information, suggested nationwide average fuel properties are provided in Table 2.				
[4] *Median life, annual activity and load factor values for nonroad engine emissions modeling*, US-EPA, Report No. NR-005c, April 2004				
[5] Conversion factors for hydrocarbon emission components, US-EPA, Report No. NR-002d, July 2010				

A-3-2 Source ponctuelle - Combustion du gaz naturel-Chaudière (Chd01)

Item	Unité	Variable	Valeur	Références
Alimentation Gaz en naturel	m^3/h	C	8835	Description des opérations fournie par TC ÉNÉRGIE
Teneur en soufre du combustible	grains/10^6 scf	S	50255	Propriétés technique d'Energir
Facteur d'émission massique (SO_2)	(lb/10^3 gal) * (100ft^3/gr)	EFm_{SO2}	0.1	AP-42 Section 1.4, Table 1.4-2
Facteur d'émission (PMT)	lb/10^6 scf	EF_{PMT}	7.6	AP-42 Section 1.4, Table 1.4-2
Facteur d'émission (CO)	lb/10^6 scf	EF_{CO}	84	AP-42 Section 1.4, Table 1.4-1 - Large Wall-Fired Boilers (>100 MMBTU/h) - Controlled - Low NOx burners
Facteur d'émission (NO_X)	lb/10^6 scf	EF_{NOX}	140	AP-42 Section 1.4, Table 1.4-1 - Large Wall-Fired Boilers (>100 MMBTU/h) - Controlled - Low NOx burners
Facteur d'émission (SO_2)	lb/10^6 scf	EF_{SO2}	0.6	AP-42 Section 1.4, Table 1.4-2 - For S_{ref} = 2000
Facteur d'émission (COV)	lb/10^6 scf	EF_{VOC}	5.5	AP-42 Section 1.4, Table 1.4-2
A - Matières particulaires totales (PMT)				
Facteur d'émission (PMT)	kg/m^3	EF_{PMT_met}	1.22E-04	EF_{PMT} × Clb-kg / $C10^6pi^3$-m^3
Taux d'émission PMT = PM_{10} = $PM_{2,5}$	g/s	E_{PMT}	**2.99E-01**	C × EF_{PMT_met} × Ckg-g / Ch-s
B - Monoxyde de carbone (CO)				
Facteur d'émission (CO)	kg/m^3	EF_{CO_met}	1.35E-03	EF_{CO} × Clb-kg / $C10^6pi^3$-m^3
Taux d'émission	g/s	E_{CO}	**3.30E+00**	C × EF_{CO_met} × Ckg-g / Ch-s
C - Oxydes d'azote (NO_x)				
Facteur d'émission (NO_X)	kg/m^3	EF_{NOX_met}	2.24E-03	EF_{NOx} × Clb-kg / $C10^6pi^3$-m^3
Taux d'émission	g/s	E_{NOx}	**5.50E+00**	C × EF_{NOx_met} × Ckg-g / Ch-s
D - Soufre (SO_2)				
Teneur en soufre du combustible de référence	grains/10^6 scf	S_{ref}	2000	AP-42 Section 1.4, Table 1.4-2; note d
Facteur d'émission (SO_2)	kg/m^3	EFm_{SO2_met}	2.42E-04	EF_{SO2} × (S / S_{ref}) × Clb-kg / $C10^6pi^3$-m^3
Taux d'émission	g/s	E_{SO2}	**5.93E-01**	C × EF_{SO2_met} × Ckg-g / Ch-s

A-3-3 Source ponctuelle - Combustion du gaz naturel-Chauffage (Ch01)

Item	Unité	Variable	Valeur	Références
Alimentation Gaz en naturel	m^3/h	C	97	Description des opérations fournie par TC ÉNÉRGIE
Teneur en soufre du combustible	grains/10^6 scf	S	50255	Propriétés technique d'Energir
Facteur d'émission massique (SO_2)	(lb/10^3 gal) * (100ft^3/gr)	EFm_{SO2}	0.1	AP-42 Section 1.4, Table 1.4-2
Facteur d'émission (PMT)	lb/10^6 scf	EF_{PMT}	7.6	AP-42 Section 1.4, Table 1.4-2
Facteur d'émission (CO)	lb/10^6 scf	EF_{CO}	84	AP-42 Section 1.4, Table 1.4-1 - Small Boilers < 100 MMBTU; Controlled - Low NO_x burners
Facteur d'émission (NO_X)	lb/10^6 scf	EF_{NOX}	50	AP-42 Section 1.4, Table 1.4-1 - Small Boilers < 100 MMBTU; Controlled - Low NO_x burners
Facteur d'émission (SO_2)	lb/10^6 scf	EF_{SO2}	0.6	AP-42 Section 1.4, Table 1.4-2 - For S_{ref} = 2000
Facteur d'émission (COV)	lb/10^6 scf	EF_{VOC}	5.5	AP-42 Section 1.4, Table 1.4-2
A - Matières particulaires totales (PMT)				
Facteur d'émission (PMT)	kg/m^3	EF_{PMT_met}	1.22E-04	EF_{PMT} × Clb-kg / C10^6pi^3-m^3
Taux d'émission PMT = PM_{10} = $PM_{2,5}$	g/s	E_{PMT}	**3.29E-03**	C × EF_{PMT_met} × Ckg-g / Ch-s
B - Monoxyde de carbone (CO)				
Facteur d'émission (CO)	kg/m^3	EF_{CO_met}	1.35E-03	EF_{CO} × Clb-kg / C10^6pi^3-m^3
Taux d'émission	g/s	E_{CO}	**3.63E-02**	C × EF_{CO_met} × Ckg-g / Ch-s
C - Oxydes d'azote (NO_x)				
Facteur d'émission (NO_X)	kg/m^3	EF_{NOX_met}	8.01E-04	EF_{NOx} × Clb-kg / C10^6pi^3-m^3
Taux d'émission	g/s	E_{NOx}	**2.16E-02**	C × EF_{NOx_met} × Ckg-g / Ch-s
D - Soufre (SO_2)				
Teneur en soufre du combustible de référence	grains/10^6 scf	S_{ref}	2000	AP-42 Section 1.4, Table 1.4-2; note d
Facteur d'émission (SO_2)	kg/m^3	EFm_{SO2_met}	2.42E-04	EF_{SO2} × (S / S_{ref}) × Clb-kg / C10^6pi^3-m^3
Taux d'émission	g/s	E_{SO2}	**6.52E-03**	C × EF_{SO2_met} × Ckg-g / Ch-s

A-3-4 Source ponctuelle - Combustion du gaz naturel-Turbine-fonctionnement (Trb1f)

Item	Unité	Variable	Valeur	Références
Alimentation Gaz en naturel	m^3/h	C	55835	Description des opérations fournie par TC ÉNÉRGIE
Facteur d'émission (Toluene)	$lb/10^6$ scf	$EF_{Toluene}$	0.1326	AP-42, 3.1 Stationary Gas Turbines, Table 3.1-3
A - Toluene				
Facteur d'émission Toluene(108-88-3)	kg/m^3	$EF_{Toluene\_met}$	2.12E-06	$EF_{Toluene}$ × Clb-kg / $C10^6pi^3$-m^3
Taux d'émission Toluene(108-88-3)	g/s	$E_{Toluene}$	**3.29E-02**	C × $EF_{Toluene\_met}$ × Ckg-g / Ch-s

ANNEXE

B CARTES

ANNEXE

B-1 *GÉNÉRALES*



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-1-1
Localisation du projet

Source :
BDGA, 1/1 000 000, MRN Québec

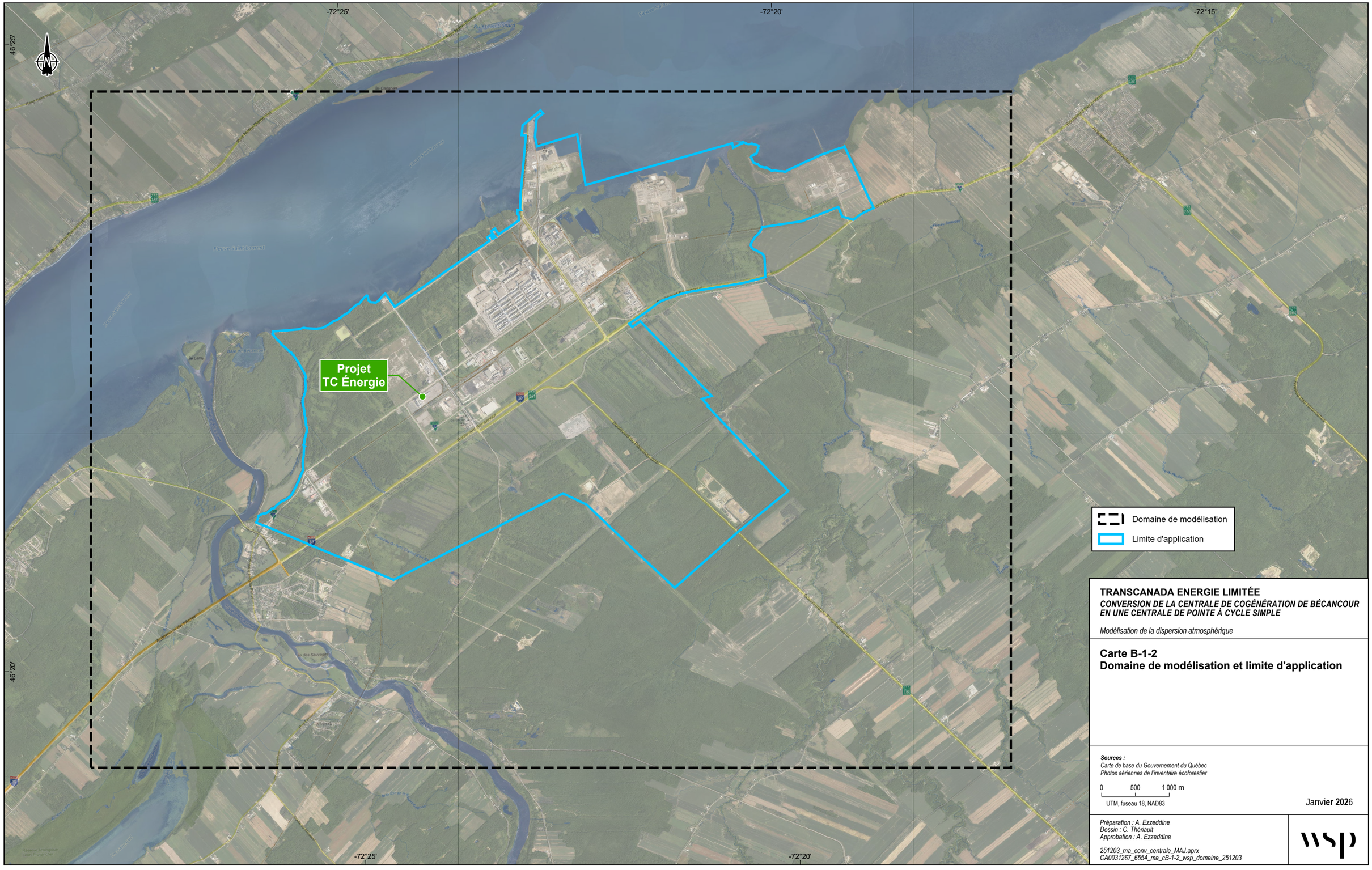
0 2,5 5 km

MTM, fuseau 8, NAD83

Janvier 2026

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

251203_ma_conv_centrale_MAJ.aprx
CA0031267_6554_ma_cB-1-1_wsp_localisation_251203



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-1-2
Domaine de modélisation et limite d'application

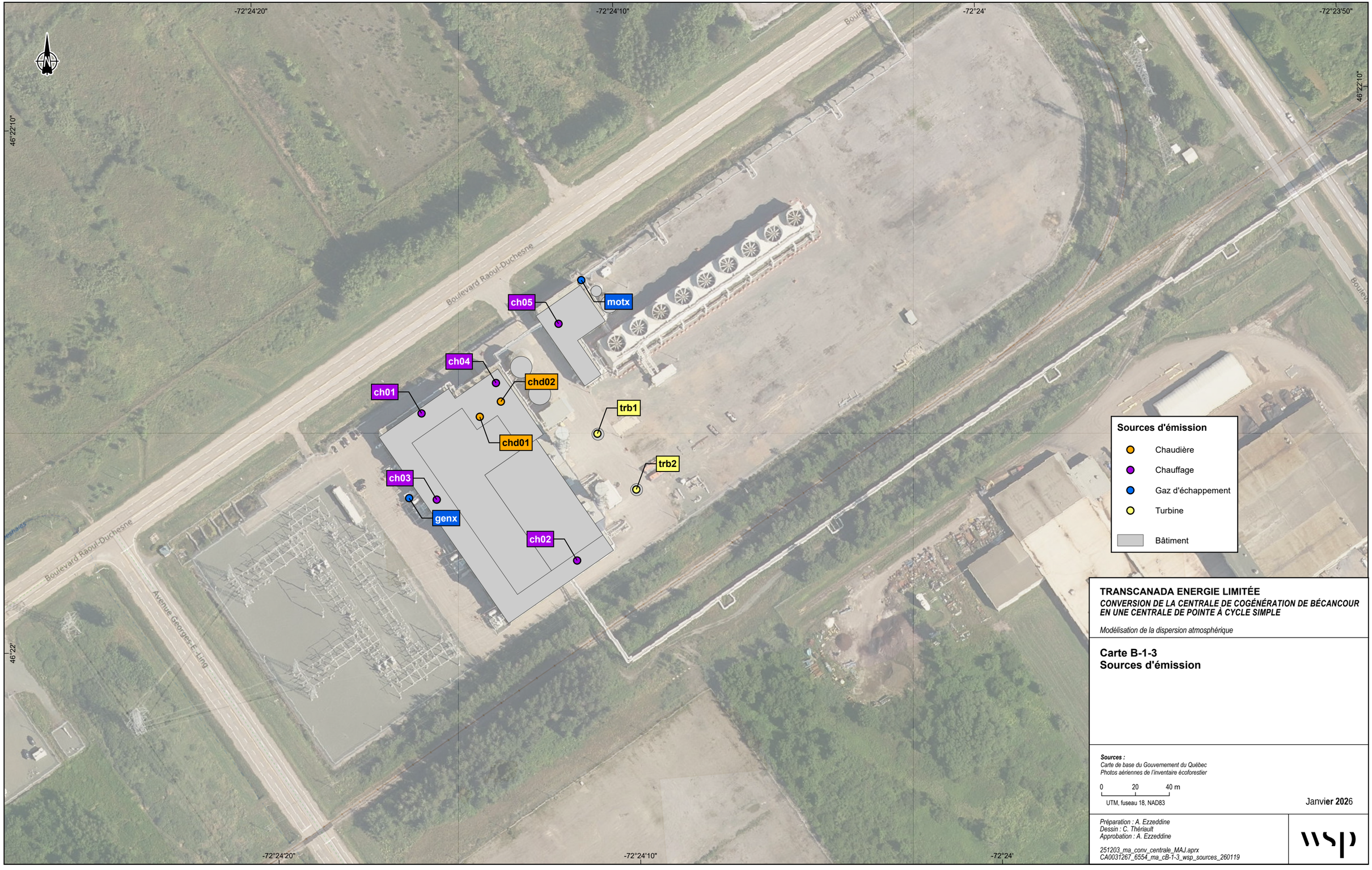
Sources :
Carte de base du Gouvernement du Québec
Photos aériennes de l'inventaire écoforestier

0 500 1 000 m
UTM, fuseau 18, NAD83

Janvier 2026

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

251203_ma_conv_centrale_MAJ.aprx
CA0031267_6554_ma_cB-1-2_wsp_domaine_251203



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-1-3
Sources d'émission

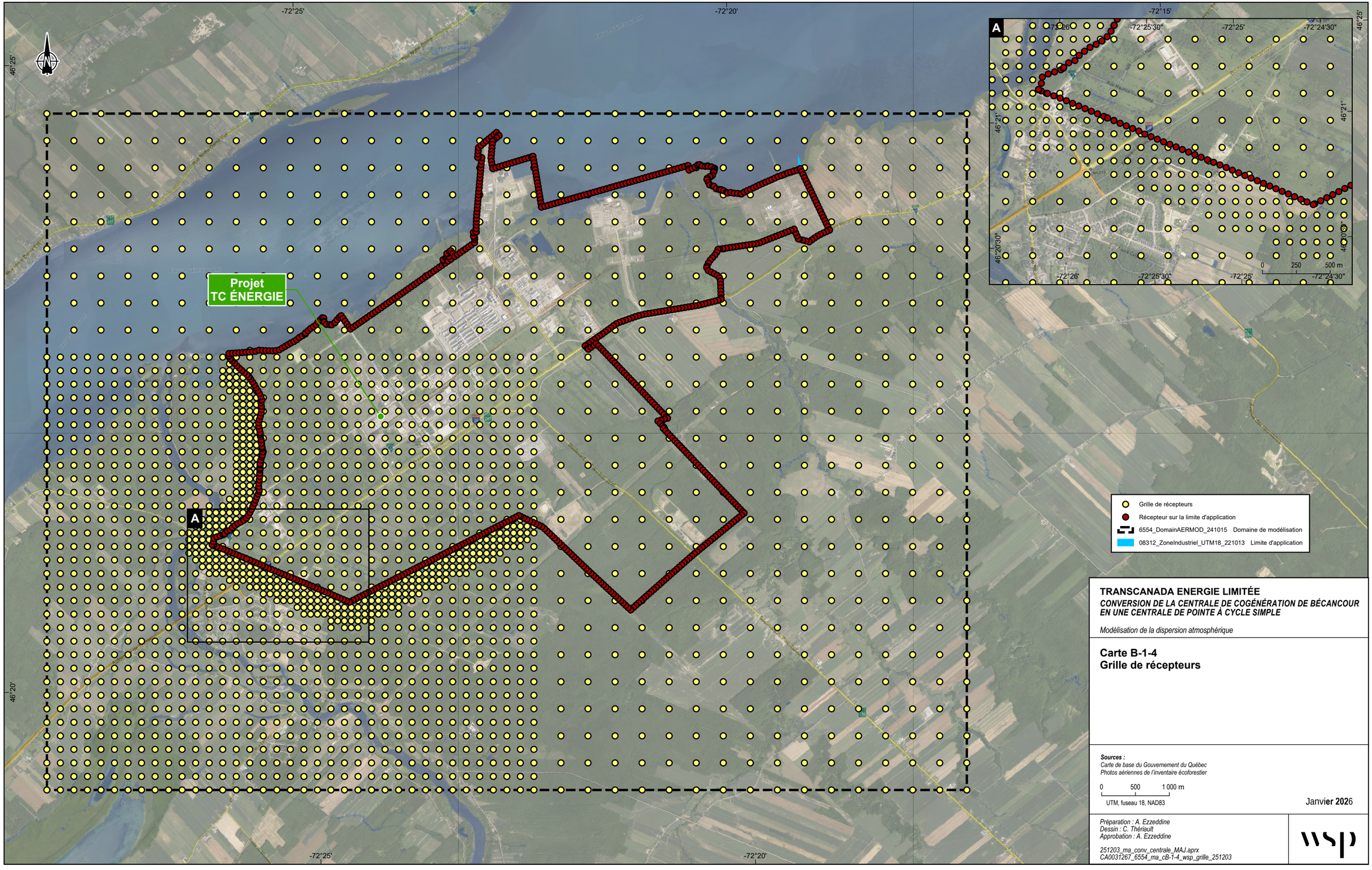
Sources :
Carte de base du Gouvernement du Québec
Photos aériennes de l'inventaire écoforestier

0 20 40 m
UTM, fuseau 18, NAD83

Janvier 2026

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

251203_ma_conv_centrale_MAJ.aprx
CA0031267_6554_ma_cB-1-3_wsp_sources_260119



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-1-4
Grille de récepteurs

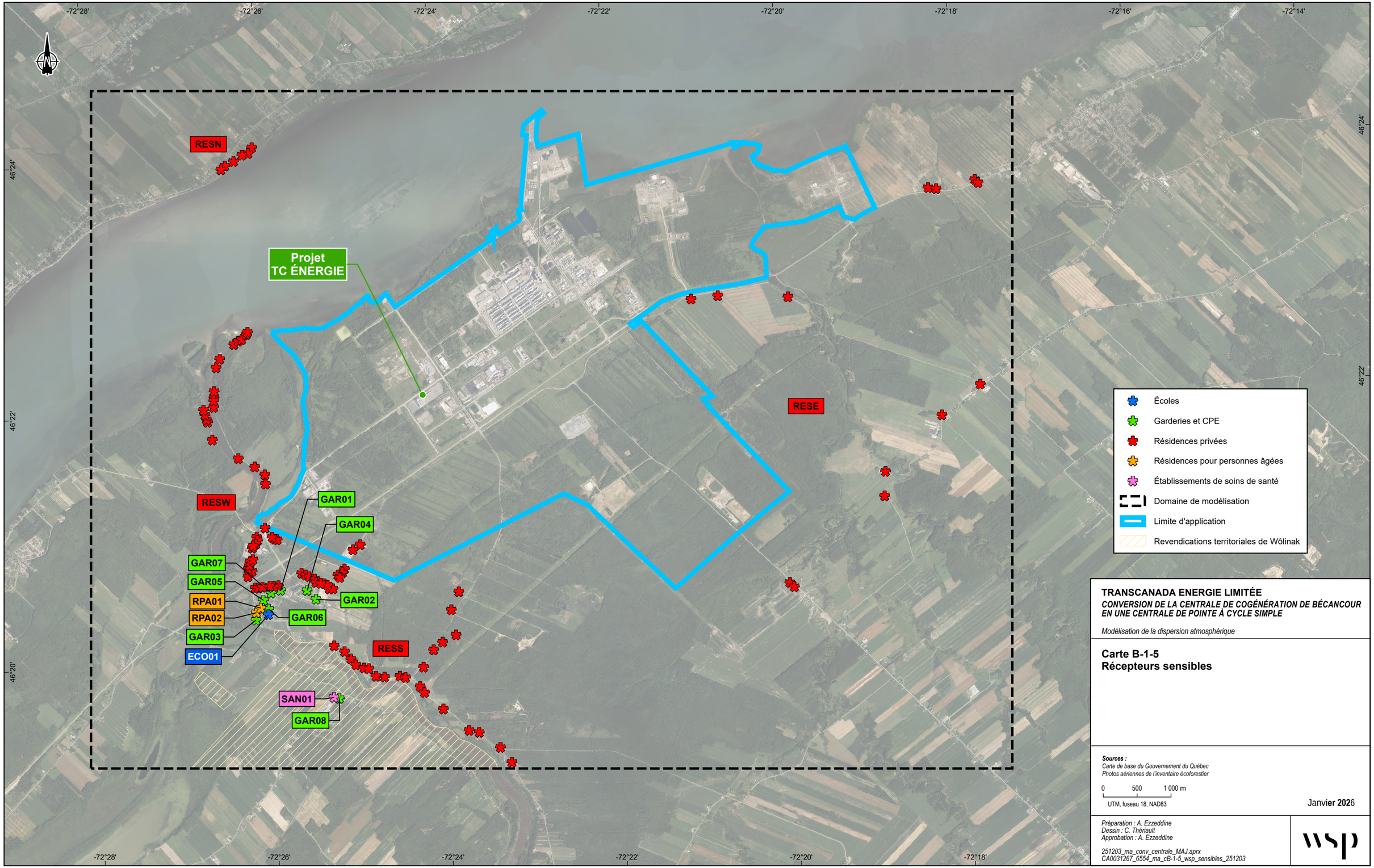
Sources :
Carte de base du Gouvernement du Québec
Photos aériennes de l'inventaire écoforestier

0 500 1 000 m
UTM, fuseau 18, NAD83

Janvier 2026

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

251203_ma_conv_centrale_MAJ.aprx
CA0031267_6554_ma_cB-1-4_wsp_grille_251203



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-1-5
Récepteurs sensibles

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

0 500 1 000 m
UTM, fuseau 18, NAD83

Janvier 2026

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

251203_ma_conv_centrale_MAJ.aprx
CA0031267_6554_ma_cB-1-5_wsp_sensibles_251203

-72°24'20"

-72°24'10"

46°22'

-72°24'20"

-72°24'10"

10

10

11,7

14,6

10,2

12,7

28,5

35,7

49

49

Bâtiment ou infrastructure

Hauteur de bâtiments (m)

10 à 12

12 à 20

20 à 30

30 à 40

40 à 50

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

Janvier 2026

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

251203_ma_conv_centrale_MAJ.aprx
CA0031267_6554_ma_cB-1-6_wsp_batiments_260119

ANNEXE

F

ESTIMATION DES GAZ À EFFET DE SERRE

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 – Rev3	**Date :**	22 janvier 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 (-38°F et 60% 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.1.4.1, équation 1-10.1. Les facteurs d'émission pour le gaz naturel dans les applications industrielles 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	0,037	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	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	1,89	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel x 0,037 g CH4/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
N_2O	1,69	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel x 0,033 g N2O/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
CO_2e non biogénique	550,18	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	0,037	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	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	1,89	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel x 0,037 g CH4/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
N_2O	1,69	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	48 567,27	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	0,037	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 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	1,89	tonnes/an	Total de m³/an de gaz naturel x 0,037 g CH4/m³ de gaz naturel ÷ 1000 000
N_2O	1,69	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	96 584,35	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 ont été déterminés en utilisant le protocole RDOCECA QC.1.3.1dans l'annexe A.2 pour la combustion au moyen d'équipements fixes. Les facteurs d'émissions proviennent du Tableau 1-4, 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.

En utilisant les facteurs d'émissions tels que fournis dans le Tableau 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	kg/GJ	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-3
Facteurs d'émission (QC) – N_2O	10,44	kg/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	0,01	tonnes/an	Total de GJ/an de diesel x 69,53 kg CO_2/GJ de diesel ÷ 1000 000
CH_4	0,00	tonnes/an	Total de GJ/an de diesel x 3,47 kg CH_4/GJ de diesel ÷ 1000 000
N_2O	0,00	tonnes/an	Total de GJ/an de diesel x 10,44 kg N_2O/GJ de diesel ÷ 1000 000
CO_2e non biogénique	0,24	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	kg/GJ	RDOCECA QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes, Tableau 1-3
Facteurs d'émission (QC) – N_2O	10,44	kg/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	0,00	tonne/an	Total de GJ/an de diesel x 69,53 kg CO_2/GJ de diesel ÷ 1000 000
CH_4	0,00	tonne/an	Total de GJ/an de diesel x 3,47 kg CH_4/GJ de diesel ÷ 1000 000
N_2O	0,00	tonne/an	Total de GJ/an de diesel x 10,44 kg N_2O/GJ de diesel ÷ 1000 000
CO_2e non biogénique	0,05	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	0,0	0,0	132 556,5
CH_4	74-82-8	1,9	2,6	0,0	5,07E-05	0,0	4,5
N_2O	10024-97-2	1,7	2,3	0,0	1,52E-04	0,0	4,0
CO_2e non biogénique	**124-38-9**	**550,2**	**132 198,2**	**1 117,8**	**0,0**	**0,2**	**133 866,4**

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	0,0	0,0	180 573,6
CH_4	74-82-8	1,9	2,6	0,0	5,07E-05	0,0	4,5
N_2O	10024-97-2	1,7	2,3	0,0	1,52E-04	0,0	4,0
CO_2e non biogénique	**124-38-9**	**48 567,3**	**132 198,2**	**1 117,8**	**0,0**	**0,2**	**181 883,5**

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	0,0	0,0	228 590,7
CH_4	74-82-8	1,9	2,6	0,0	5,07E-05	0,0	4,5
N_2O	10024-97-2	1,7	2,3	0,0	1,52E-04	0,0	4,0
CO_2e non biogénique	**124-38-9**	**96 584,4**	**132 198,2**	**1 117,8**	**0,0**	**0,2**	**229 900,6**

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

Nicole Bélanger

22 janvier 2026

Nicole Bélanger, ing, M. Sc. (OIQ no 6063925)
Chargée de projet - Gestion environnementale et risques

Date

RÉVISÉ PAR

Bélanger, Jean-Francois (jean.f.belanger)

Signé numériquement par Bélanger, Jean-Francois (jean.f.belanger)
DN : cn=Bélanger, Jean-Francois (jean.f.belanger), ou=WSPObjects, email=jean.f.belanger@wsp.com
Date : 2026.01.22 15:54:48 -05'00'

22 janvier 2026

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

Date

Kimberly Côté

22 janvier 2026

Kimberly Côté, B. Env.
Professionnelle – Gestion environnementale

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	0.4	0.3	0.3	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	0.6	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

G

MODÉLISATION DES ÉMISSIONS SONORES

TRANSCANADA ÉNERGIE LIMITÉE

CONVERSION DE LA CENTRALE DE COGÉNÉRATION DE BÉCANCOUR

ÉTUDE D'IMPACT SONORE

BÉCANCOUR, QUÉBEC, CANADA

JANVIER 2026

CONFIDENTIEL

RÉFÉRENCE WSP : CA0031267.6554_002_R_REV1
RÉFÉRENCE CLIENT : M002143-WSPEV-EN-ASMT-0004-FR

RAPPORT (VERSION FINALE)



TRANSCANADA ÉNERGIE LIMITÉE

CONVERSION DE LA CENTRALE DE COGÉNÉRATION DE BÉCANCOUR

ÉTUDE D'IMPACT SONORE

BÉCANCOUR, QUÉBEC, CANADA

RAPPORT (VERSION FINALE)
CONFIDENTIEL

RÉFÉRENCE CLIENT : M002143-WSPEV-EN-ASMT-0004-FR

JANVIER 2026

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

SIGNATURES

PRÉPARÉ PAR



Anne Boiret, M. Sc. A.
Directrice de projet – Acoustique

12 janvier 2026
Date

RÉVISÉ PAR



Marc Deshaies, ing., M. Ing.
Directeur technique – Acoustique et vibrations

12 janvier 2026
Date

LIMITATIONS

WSP Canada Inc. (« WSP ») a préparé ce rapport uniquement pour son destinataire TransCanada Énergie Limitée, 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.

WSP nie toute responsabilité financière quant aux effets du rapport sur une transaction subséquente ou sur la dépréciation de la valeur des biens qu'il peut entraîner, ou encore qui peuvent découler des mesures, des actions et des coûts qui en résultent.

Les recommandations de conception fournies dans ce rapport s'appliquent uniquement au projet et aux zones décrites dans le texte, et uniquement si elles sont construites conformément aux détails indiqués dans le présent rapport. Les commentaires fournis dans ce rapport sur les problèmes potentiels pouvant subvenir lors de la construction et sur les différentes méthodologies possibles sont uniquement destinés à guider le concepteur. Le nombre d'emplacements de prélèvement et/ou d'échantillonnage peut ne pas être suffisant pour évaluer l'ensemble des facteurs pouvant affecter la construction, les méthodologies et les coûts. WSP nie toute responsabilité pouvant découler de décisions ou actions prises découlant de ce rapport, sauf si WSP en est spécifiquement informé et y participe. Advenant une telle situation, la responsabilité de WSP sera déterminée et convenue à ce moment.

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

CLIENT

TRANSCANADA ÉNERGIE LIMITÉE

Planificateur principal en environnement	Laurent Malépart, géo., MBA
Conseillère en environnement	Marie Blanchette

ÉQUIPE DE RÉALISATION

WSP CANADA INC. (WSP)

Directeur de projet	Jean-François Bélanger, ing.
Chargée de projet	Kimberly Côté, B. Env.
Directrice technique	Anne Boiret, M. Sc. A.
Réviseur technique	Marc Deshaies, ing., M. Ing.
Technicien – mesures sonores	Norbert Payne, M. Sc.

RÉFÉRENCE À CITER

WSP. 2025. Conversion de la centrale de cogénération de Bécancour. Étude d'impact sonore. Bécancour, Québec, Canada. Rapport produit pour TransCanada Énergie Limitée. RÉFérence client : M002143-WSPEV-EN-ASMT-0004-FR. 15 pages et annexes.

TABLE DES MATIÈRES

1 Introduction 1
1.1 Mise en contexte 1
1.2 Méthodologie 1

2 Règlementation 2

3 Mesures sonores 4
3.1 Mesures de bruit ambiant 4
3.2 Mesures en champ proche 5

4 Modélisations 7
4.1 Présentation de la phase d'exploitation 7
4.2 Termes correctifs 9
4.2.1 Correction K_I pour les bruits d'impact 9
4.2.2 Correction K_T pour les bruits à caractère tonal 9
4.2.3 Correction K_S pour certaines situations spéciales 10
4.3 Résultats des simulations sonores 11

5 Conclusion 15

Tableaux

Tableau 1 Critères sonores de la NI 98-01 du MELCCFP 3
Tableau 2 Résultat des mesures sonores 5
Tableau 3 Sommaire des limites sonores applicables aux points récepteurs selon le zonage 5
Tableau 4 Puissances acoustiques des sources mesurées 6
Tableau 5 Liste des équipements en phase d'exploitation et leur puissance acoustique 8
Tableau 6 Contribution sonore de l'usine en phase d'exploitation aux récepteurs sensibles et à la limite de propriété de la centrale 13

Figures

Figure 1 Emplacement des points récepteurs 4
Figure 2 Emplacement des récepteurs sensibles 11
Figure 3 Identification des points de simulation à la limite de propriété de la centrale 12

Annexes

A **Graphiques détaillés des mesures**

B **Identification des sources sonores**

C **Courbes isophones du scénario étudié**

1 Introduction

1.1 Mise en contexte

TransCanada Énergie Limitée, une filiale deTC Énergie, planifie de convertir la centrale de cogénération de Bécancour en centrale en cycle simple pour répondre aux besoins d'Hydro-Québec. La production d'électricité de la centrale est prévue en période de pointe grâce à la combustion de gaz naturel renouvelable. La centrale est située dans le parc industriel et portuaire de Bécancour (PIPB).

Le projet de conversion nécessite la modification du décret ministériel et l'obtention d'autorisations en vertu de l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE) préalablement à l'exécution de certains travaux ou activités. Ces autorisations sont requises avant d'ériger une construction ou d'entreprendre l'exploitation d'une industrie si celle-ci est susceptible d'entraîner l'émission, le dépôt, le dégagement ou le rejet de contaminants dans l'environnement ou une modification de la qualité de l'eau. Les autorisations sont délivrées par le ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP) du Québec.

TransCanada Énergie a mandaté WSP Canada Inc. (WSP) pour les accompagner dans l'obtention de ces autorisations. Le présent rapport concerne l'étude acoustique visant à évaluer la conformité sonore de ses activités d'exploitation. L'étude se base sur les équipements déjà en fonction dans la centrale tel que ceux relié à la production de vapeur, qui seront maintenus en fonction, ainsi que sur les équipements à installer ou liés à la production d'électricité.

Certains équipements étant déjà présents et fonctionnels sur le site, des mesures sonores en champ proche des équipements ont été réalisées afin de s'assurer que les niveaux sonores théoriques étaient semblables à la réalité.

1.2 Méthodologie

Les objectifs de cette étude sont les suivants :

- Évaluer les puissances acoustiques des différentes sources de la centrale en fonction des fiches techniques fournies par le client et notre base de données sonores;
- Mesurer en champ proche les équipements actuellement en opération de la centrale;
- Évaluer les puissances acoustiques des équipements mesurés;
- Construire un modèle numérique à l'aide du logiciel SoundPLAN v8.2 à partir des puissances acoustiques évaluées;
- Évaluer les niveaux sonores aux récepteurs sensibles et à la limite de la propriété selon la règlementation en vigueur;
- Rédiger un rapport technique.

2 Règlementation

L'article 20 de la LQE stipule au premier alinéa que *« Nul ne peut rejeter un contaminant dans l'environnement ou permettre un tel rejet au-delà de la quantité ou de la concentration déterminée conformément à la présente loi*. ». Uniquement les projets touchant les carrières, sablières et usines de béton bitumineux font l'objet de réglementations provinciales spécifiques quant au bruit.

Toutefois, en l'absence de règlement ou dans le cas de droit acquis, le MELCCFP utilise le deuxième alinéa de l'article 20 pour pouvoir porter un jugement sur un impact sonore environnemental. Celui-ci stipule que :

> « *La même prohibition s'applique au rejet de tout contaminant, dont la présence dans l'environnement est prohibée par règlement ou est susceptible de porter atteinte à la vie, à la santé, à la sécurité, au bien-être ou au confort de l'être humain, de causer du dommage ou de porter autrement préjudice à la qualité de l'environnement, aux écosystèmes, aux espèces vivantes ou aux biens* ».

Afin d'évaluer dans quelle mesure un bruit peut nuire au bien-être, des règles de fonctionnement ont été approuvées par la Table sectorielle industrielle les 28 et 29 janvier 1998 (Note d'instructions 98-01 révisée le 9 juin 2006).

La Note d'instructions 98-01 (NI 98-01) spécifie le niveau sonore maximum des sources fixes. L'extrait suivant détermine une source fixe au sens de la NI 98-01 du MELCCFP :

> *« On entend par « source fixe » une industrie, une manufacture, une centrale génératrice d'énergie, une ligne à haute tension, un poste de transformation électrique, un lieu d'enfouissement, un champ de tir et toute entreprise qui exploite un procédé.*
>
> *Une source fixe est délimitée dans l'espace par le périmètre du terrain qu'elle occupe et peut être constituée d'un ou plusieurs unités ou éléments (équipement de manutention, de fabrication ou d'épuration, machinerie, ventilateur, véhicule moteur, etc.) dont la somme des bruits particuliers constitue la contribution totale imputable à la source. Le bruit de la circulation de véhicules ou d'équipements mobiles sur le terrain d'une source fixe lui est imputable. Ce bruit fait cependant partie du bruit routier dès que la circulation se fait en dehors des limites de la source fixe. »*

Cette instruction est appliquée lors du fonctionnement normal de la source fixe visée génératrice de bruit. Elle prévoit que le niveau sonore maximum généré par les activités visées doit être inférieur ou égal au plus élevé des niveaux sonores suivants :

- Les niveaux sonores moyens horaires pour les périodes diurne et nocturne selon les usages permis par le règlement de zonage de la municipalité attribué au milieu et qui sont présentés au tableau 1;
- Le niveau du bruit résiduel (bruit ambiant sans les activités de la source fixe visée).

Tableau 1 Critères sonores de la NI 98-01 du MELCCFP

Zones sensibles / non sensible par catégorie	Limites de bruit (dBA) Réf. $2X10^{-5}$ PA[a]	
	Nuit (19 h à 7 h)	Jour (7 h à 19 h)
I	40	45
II	45	50
III	55 (50 si habitations)[b]	55
IV	70 (50 si habitations)[b]	70 (55 si habitations)[b]

Notes : a. Moyenne horaire du bruit émis par l'activité industrielle visée excluant le bruit ambiant;
b. Critère du bruit si une résidence se trouve dans la zone concernée.

Zones sensibles

Zone I : Territoire destiné à des habitations unifamiliales isolées ou jumelées, à des écoles, hôpitaux ou autres établissements de services d'enseignement, de santé ou de convalescence. Terrain d'une habitation existante en zone agricole.

Zone II : Territoire destiné à des habitations en unités de logements multiples, des parcs de maisons mobiles, des institutions ou des campings.

Zone III : Territoire destiné à des usages commerciaux ou à des parcs récréatifs. Toutefois, le niveau de bruit prévu pour la nuit ne s'applique que dans les limites de propriété des établissements utilisés à des fins résidentielles. Dans les autres cas, le niveau maximal de bruit prévu le jour s'applique également la nuit.

Zone non sensible

Zone IV : Territoire zoné pour fins industrielles ou agricoles. Toutefois, sur le terrain d'une habitation existante en zone industrielle et établie conformément aux règlements municipaux en vigueur au moment de sa construction, les critères sont de 50 dBA la nuit et 55 dBA le jour.

La catégorie de zones est établie en vertu des usages permis par le règlement de zonage municipal. Lorsqu'un territoire ou une partie de territoire n'a pas été zoné tel que prévu à l'intérieur d'une municipalité, ce sont les usages réels qui déterminent la catégorie de zonage.

Le jour s'étend de 7 h à 19 h, tandis que la nuit s'étend de 19 h à 7 h.

De plus, des termes correctifs peuvent être applicables pour certains types de bruit (bruit d'impact, bruit à caractère tonal, bruit comportant des éléments verbaux, etc.).

3 Mesures sonores

3.1 Mesures de bruit ambiant

Des mesures sonores servant à établir les critères sonores ont été réalisées à quatre points de mesure entre 11 h le 29 juillet et 11 h le 30 juillet 2024 dans le cadre d'une étude antérieure[1]. Les relevés sonores ont été utilisés pour établir les critères sonores de la présente étude.

La figure 1 présente l'emplacement des points de mesure mis en place en juillet 2024. La limite industrielle du parc industriel et portuaire de Bécancour (PIPB) est également indiquée sur la même figure.

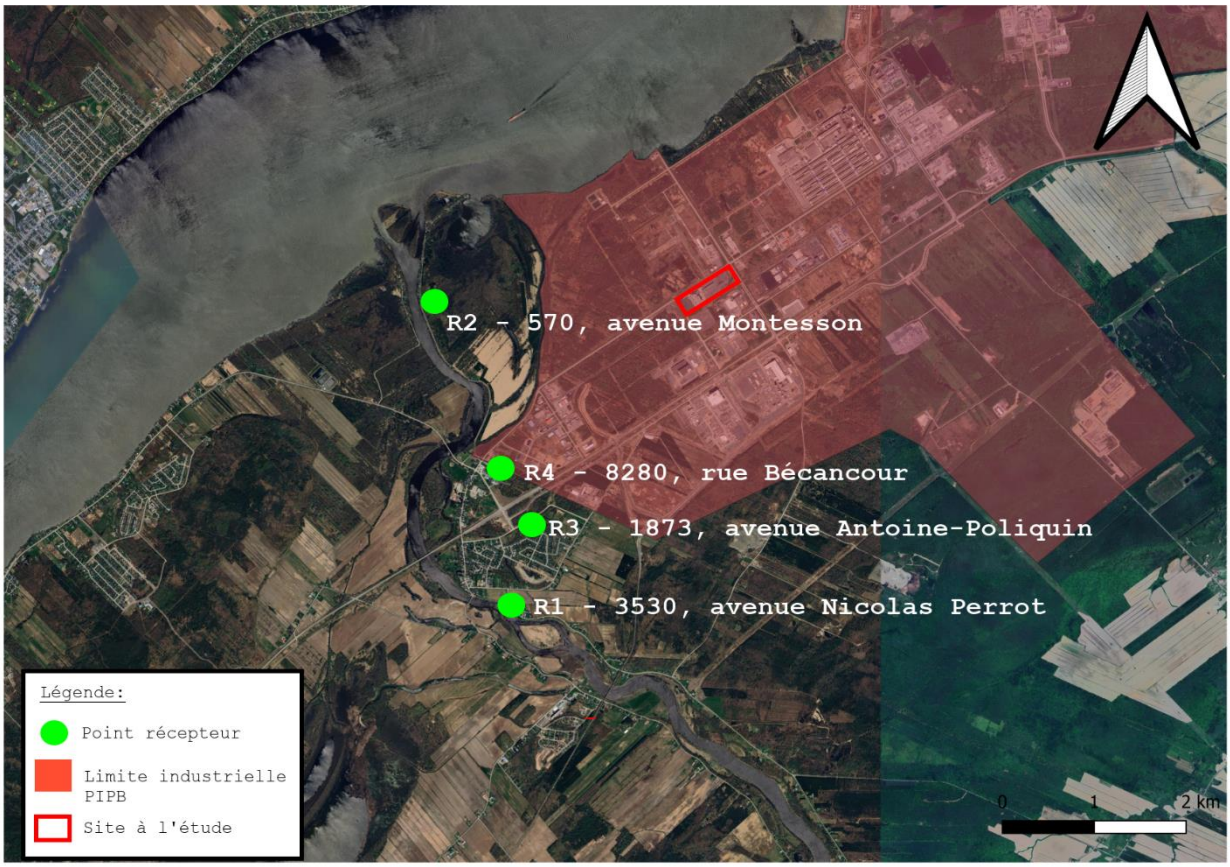


Figure 1 Emplacement des points récepteurs

[1] WSP. 2024. Conversion *de la centrale de cogénération de Bécancour pour fonctionnement en période de pointe. Étude d'impact sonore. Bécancour, Québec, Canada*. Rapport produit pour TransCanada Énergie Limitée. Référence WSP : CA0031267.6554_001_R_RevA. 18 pages et annexes.

Les résultats des relevés sonores sont présentés au tableau 2. Les données complètes du relevé sonore 24 heures des stations R1 à R4 sont présentées à l'annexe A sous forme graphique.

Tableau 2 Résultat des mesures sonores

Points de mesure	Durée (h)	Hauteur (m)	$L_{eq,\ 1h\ min}$ mesuré jour (dBA)[a]	$L_{eq,\ 1h\ min}$ mesuré nuit (dBA)[a]
R1	24	1,5	40	42
R2	24	1,5	44	44
R3	24	1,5	44	45
R4	24	1,5	43	39

Note : a. Niveau de pression arrondi à 1 dBA, référencé à $2x10^{-5}$ Pa.

Le zonage municipal associé à chaque récepteur identifié à la figure 1, ainsi que la zone et les limites sonores correspondantes selon la NI 98-01, sont présentés au tableau 3.

Tableau 3 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	IV	55	50
R2	Communautaire	I	45	**44**[a]
R3	Habitation	II	50	45
R4	Commerce	III	55	50

Note : a. La valeur en gras correspond à la valeur de bruit résiduel mesuré qui est supérieur au niveau sonore moyen horaire de l'usage permis par le règlement de zonage de Bécancour.

3.2 Mesures en champ proche

Des mesures sonores en champ proche de quelques équipements ont été réalisées, le 21 août 2025 à l'usine de Bécancour.

Les appareils utilisés ont été étalonnés à l'aide d'une source sonore étalon avant et vérifier avec la même source étalon après les mesures et aucune déviation supérieure à 0,5 dBA n'a été observée. De plus, les instruments font l'objet d'une vérification par un laboratoire indépendant certifié sur une base annuelle. Les conditions météorologiques étaient favorables à la prise de mesure sonore.

À partir des mesures effectuées sur place, les puissances acoustiques des sources identifiées ont été calculées, et sont présentées dans le tableau 4.

Tableau 4 Puissances acoustiques des sources mesurées

#	Équipements	Puissance acoustique mesurée (L_W, dBA) [a]	Nombre de sources	Temps d'utilisation
6	Unité d'air frais (Air Makeup)	94	5	100 %
7	Ventilateurs d'extraction du bâtiment principal	104	4	100 %
8	Unité de traitement d'air (HVAC)	93	7	100 %
16	Pompe incendie – moteur	110	1	100 %
17	Pompe incendie - échappement	104	1	100 %

4 Modélisations

Un modèle de propagation sonore a été développé à l'aide du logiciel SoundPLAN® (www.soundplan.com) version 8.2 en tenant compte de la puissance acoustique et de la topographie du site d'étude. Ce logiciel trace des rayons sonores entre les sources de bruit et les récepteurs, calcule l'atténuation procurée par la distance ainsi que l'absorption de l'air, et tient compte des effets du sol et des effets de réduction sonore des écrans de longueurs finies (bâtiments, écrans, topographie). De plus, il considère l'effet des réflexions sur les surfaces entourant les sources sonores. Ces calculs sont réalisés selon la norme ISO 9613 Parties 1 et 2 intitulée « Atténuation du son lors de sa propagation à l'air libre ». Cette méthode de calcul considère la présence d'un vent porteur (vent soufflant de la source de bruit vers les récepteurs) de 5 m/s.

Une source sonore rayonne de l'énergie acoustique dans diverses directions, c'est sa puissance acoustique exprimée en W. Cette source génère un champ de pression acoustique en fonction de sa puissance et des caractéristiques de l'environnement dans lequel elle se trouve. Les principaux facteurs qui interviennent dans la structure d'un champ rayonné sont la distance à la source, le milieu de propagation ainsi que la nature des obstacles causant des phénomènes de réflexion, de diffraction ou d'absorption. Le niveau de pression acoustique est la grandeur mesurée par un sonomètre en un point donné; son unité est le dBA. Le décibel pondéré « A » (dBA) permet d'ajuster la mesure en décibels (dB) pour se rapprocher de la sensibilité de l'oreille humaine.

Le niveau de puissance acoustique (L_w), qui est indépendant de l'environnement, permet de calculer le niveau de pression acoustique (L_p) dans un environnement donné. La puissance acoustique caractérise la source de bruit, tandis que le niveau de pression acoustique sonore caractérise le bruit perçu en un point donné.

4.1 Présentation de la phase d'exploitation

Pour l'évaluation du bruit d'exploitation, selon le nouveau mode d'opération, un scénario de modélisation a été analysé en considérant le pire scénario d'opération sur une heure. Ce scénario considère les mêmes activités de jour comme de nuit. Les puissances acoustiques pour les sources de bruit en période d'exploitation ont été fournies par le client, ainsi qu'obtenues des fiches techniques des équipements et de normes acoustiques. Le tableau 5 présente les niveaux de puissance acoustique des sources ainsi que les périodes d'opération prévues pour celles-ci. Puisque l'évaluation des niveaux sonores pour la phase d'exploitation (NI 98-01) est faite sur une heure, l'ensemble des sources de bruit des scénarios sont considérées comme fonctionnant en continu pendant au moins une heure. Dans le cas des équipements intermittents présentés dans le tableau 5, ceux-ci ont été modélisés à 50 % du temps, soit 30 minutes par heure, ce qui correspond à la durée de maintenance prévue tous les mois.

Tableau 5 Liste des équipements en phase d'exploitation et leur puissance acoustique

#	Équipements	Puissance acoustique (L_W, dBA) [a]	Nombre de sources	Temps d'utilisation
1	Air de combustion des turbines à gaz	91	2	100 %
2	Sortie de cheminée des turbines à gaz	115[e]	2	100 %
3	Sortie de cheminée des chaudières auxiliaires	100	2	100 %
4	Transformateur élévateur de tension (230 kV)	102	2	100 %
5	Transformateurs auxiliaires 1A, 1B	99	2	100 %
6	Unité d'air frais (Air Makeup)	94	5	100 %
7	Ventilateurs d'extraction du bâtiment principal	104	4	100 %
8	Unité de traitement d'air (HVAC)	93	7	100 %
9	Joint d'expansion pour les deux cheminées	65	4	100 %
10	Ventilateur de tempérage du SCR	102[e]	4	2 à 100 % et 2 à 50 %
11	Échangeur de chaleur refroidi par l'air	93[d]	1	100 %
13	Transformateur d'isolation CTG 1A	99	1	17 %
14	Transformateur d'excitation CTG A et B	86	2	100 %
15	Transformateur du bâtiment de contrôle électrique des tours de refroidissement A et B	88	2	100 %
Bâtiment pompe incendie (sources intérieures)[b]				
16	Pompe incendie – moteur	110	1	100 %
17	Pompe incendie - échappement	104	1	100 %
Bâtiment principal				
12	Pompe à eau de refroidissement auxiliaire	93	3[c]	50 %
18	Conduite d'air de combustion	99	2	100 %
22	Conduite de l'échappement de la turbine	91	2	100 %
24	Joint d'expansion de la cheminée	65	2	100 %
26	Transformateur d'isolation intérieur	95	1	100 %
27	Ventilateur de gaz de combustion pour exportation vers le client	113	2	100 %
28	Pompe d'eau de refroidissement en circuit fermé	94	2	100 %
Salle des turbines à gaz (sources intérieures)[b] dans le bâtiment principal				
19	Générateur	90	2	100 %
20	Enceinte turbine	107	2	100 %

#	Équipements	Puissance acoustique (L_W, dBA) [a]	Nombre de sources	Temps d'utilisation
21	Ventilateur de l'enceinte turbine	104	2	100 %
23	Joint d'expansion de l'échappement	102	2	100 %
25	Équipement mécanique	103	2	100 %

Notes : a. Les niveaux sonores sont arrondis à 1 dB et référencés à 1×10^{-12} W;
b. Les lignes grisées correspondent aux sources à l'intérieur des bâtiments;
c. Seules 2 pompes sur 3 fonctionnent en simultané;
d. Selon la demande du client, la puissance utilisée est de 85 dBA à 3 pieds;
e. Provient de la fiche technique Peerless Hot SCR fournie par le Client. La puissance acoustique présentée prend en compte l'ajout d'un silencieux.

La localisation des sources de bruit modélisées dans la simulation sont présentées à l'annexe B de ce rapport.

4.2 Termes correctifs

La NI 98-01 du MELCCFP sur le bruit prévoit des termes correctifs à apporter aux résultats obtenus par les simulations dans des cas précis. Les termes correctifs sont expliqués ci-dessous :

- K_I : terme correctif pour les bruits d'impact;
- K_T : terme correctif pour les bruits à caractère tonal;
- K_S : terme correctif pour certaines situations spéciales, telles que des bruits perturbateurs ou les bruits à basse fréquence.

L'analyse de chaque terme est présentée ci-dessous.

4.2.1 Correction K_I pour les bruits d'impact

Le terme correctif pour le bruit d'impact est évalué à la suite des mesures sonores. Ce terme serait alors appliqué à la suite des mesures sonores, si requis. Lors des simulations, il n'est pas évident de calculer les effets sonores des bruits d'impact. Toutefois, selon la nature des activités à l'étude, aucun bruit d'impact suffisamment élevé n'a été retenu pour l'application du terme correctif K_I.

4.2.2 Correction K_T pour les bruits à caractère tonal

La NI 98-01 stipule que :

> *« Un terme correctif K_t de 5 dB est applicable lorsqu'un bruit à caractère tonal est clairement audible et que la bande de tiers d'octave qui le comprend dépasse les bandes adjacentes d'une valeur égale ou supérieure à celles inscrites au tableau 4. Si plus d'une composante tonale répond à ces critères, un seul terme correctif demeure applicable. Les bandes de tiers d'octave mesurées et analysées vont de 16 à 20 000 Hz.*

Tableau 4 Critère pour l'application d'une correction au bruit à caractère tonal

Fréquence émergente en Hz	*141 Hz et moins*	*141 à 440 Hz*	*440 Hz et plus*
Bande passante en tiers d'octave	*125 Hz et moins*	*160 à 400 Hz*	*500 Hz et plus*
Dépassement des bandes adjacentes (dB linéaire)	*15 dB et plus*	*8 dB et plus*	*5 dB et plus*

Si une fréquence émergente (en Hz) du bruit à caractère tonal s'approche de la limite de deux bandes de tiers d'octave adjacentes, les critères du tableau 4 deviennent techniquement nuls. Aussi, avant de conclure qu'un terme correctif n'est pas applicable, il conviendra lors de l'analyse d'un bruit à caractère tonal, d'identifier la valeur de la fréquence émergente. Si cette fréquence s'approche de la limite de deux bandes de tiers d'octave, l'analyse en bandes plus fines (1/12 d'octave, 1/24 d'octave, FFT avec la fenêtre Hanning) peut alors s'avérer utile, voire nécessaire[2]*, pour évaluer la pertinence d'appliquer un terme correctif. L'analyse en bandes fines peut aussi s'avérer utile pour une meilleure compréhension de certaines problématiques singulières.*

Malgré ce qui précède, aucun correctif n'est appliqué si le niveau sonore pondéré A de la bande de tiers d'octave qui contient une fréquence proéminente est inférieur de 15 dB ou plus au niveau sonore en dBA de tout le spectre. »

Bien qu'à cette étape les données de puissance acoustique des équipements ne soient pas détaillées en bande de tiers d'octave, les résultats des simulations ne comportent aucune tonalité ni source de bruit particulière laissant présager la présence d'une tonalité.

4.2.3 Correction K_S pour certaines situations spéciales

Pour certaines situations, un terme correctif additionnel peut être appliqué. Pour la présente étude, la NI 98-01 stipule que :

> « *[…] 5 dBA pour tout bruit de basse fréquence, c'est-à-dire un bruit dont les caractéristiques fréquentielles font que le* $L_{Ceq,\,T} - L_{Aeq,\,T} \geq 20$ *dB; toutefois cette correction est applicable exceptionnellement si la mesure est accompagnée d'une démonstration que le bruit de basse fréquence est la cause de nuisance accrue à l'intérieur de bâtiment à vocation résidentielle ou l'équivalent […]* »

Les résultats des simulations comportent un écart ($L_{Ceq,\,T} - L_{Aeq,\,T}$) supérieur à 20 dB à certains points récepteurs pour les activités d'exploitation ainsi qu'à la limite de propriété de l'usine.

Afin de valider si le bruit de basse fréquence est attribuable à l'usine, les données des mesures de bruit résiduel, réalisées en juillet 2024, ont été utilisées. Le bruit résiduel horaire moyen a été additionné logarithmiquement au bruit horaire moyen de la contribution sonore de l'usine. L'écart ($L_{Ceq,\,T} - L_{Aeq,\,T}$) a été ensuite calculé et celui-ci est inférieur à 20 dB. Le correctif K_S n'a donc pas été appliqué aux récepteurs.

[2] Cette analyse peut être évitée si l'existence d'une fréquence importune n'est aucunement mise en doute.

4.3 Résultats des simulations sonores

Les résultats des simulations pour les scénarios critiques d'exploitation présentés à la section 4.1 sont présentés dans les sections suivantes. Le scénario modélisé comprend les équipements fonctionnant simultanément durant leur période d'opération, de jour et de nuit, le cas échéant.

La figure 2 présente l'emplacement des récepteurs sensibles qui correspondent à des résidences. Les points verts sont les emplacements qui ont été mesurés sur le terrain, les points orange sont des points de simulation qui ont été ajouté dans la modélisation pour prendre en compte les résidences les plus critiques du secteur. La figure 3 présente l'emplacement des points de simulation non sensibles qui sont situés à la limite de propriété de la centrale. Le tableau 6 présente l'ensemble des récepteurs illustrés à la figure 2 et à la figure 3.

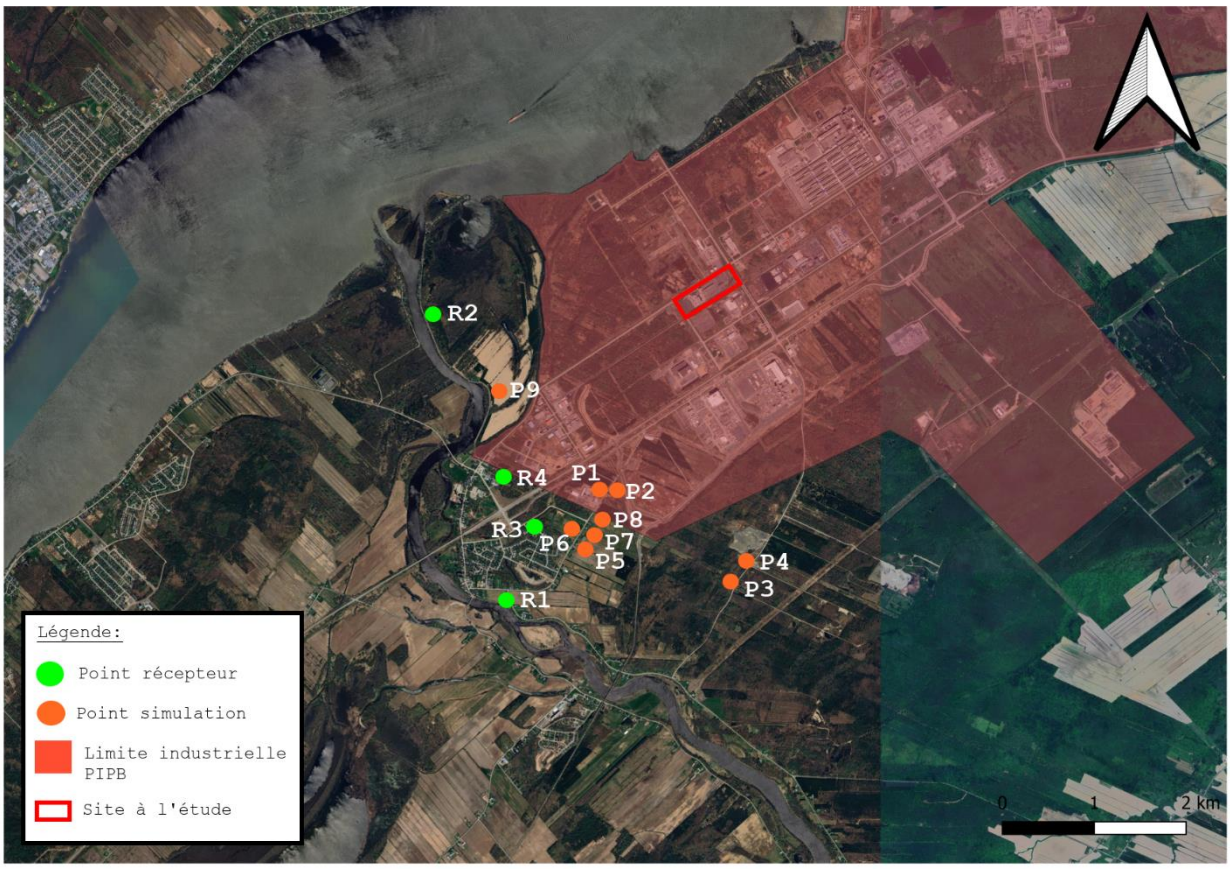


Figure 2 Emplacement des récepteurs sensibles

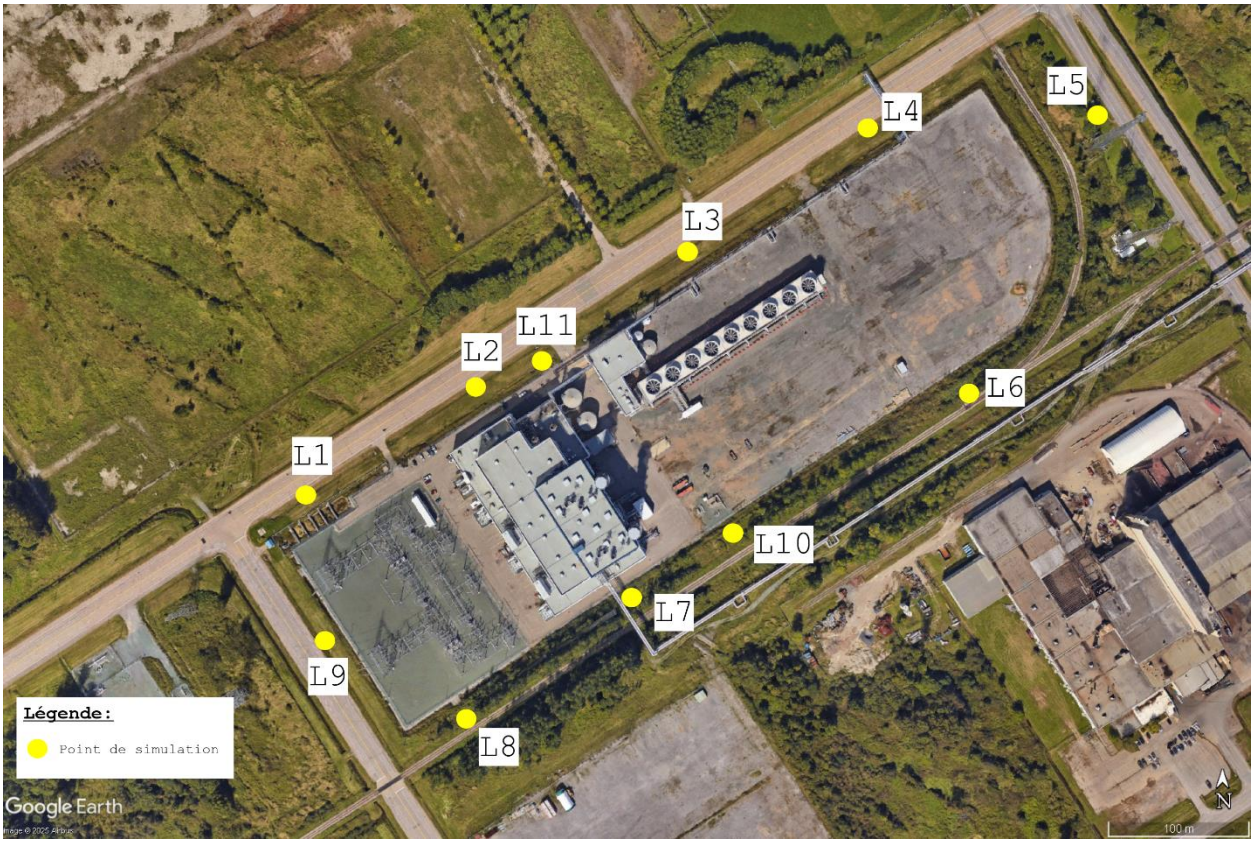


Figure 3 Identification des points de simulation à la limite de propriété de la centrale

Un seul scénario a été évalué dans le cadre de ce projet.

Les résultats des simulations sonores lors de l'exploitation de l'usine sont présentés au tableau 6 pour les récepteurs non sensibles à la limite de propriété et pour les récepteurs sensibles P1 à P9 et R1 à R4. Ce scénario comprend les activités sur le site sur une période d'une heure, de jour et de nuit. Les activités de nuit sont identiques aux activités de jour.

Tableau 6 Contribution sonore de l'usine en phase d'exploitation aux récepteurs sensibles et à la limite de propriété de la centrale

Points récepteurs	Limite sonore de jour (7 h à 19 h), $L_{Aeq\ 1h}$ (dBA)	Limite sonore de nuit (19 h à 7 h), $L_{Aeq\ 1h}$ (dBA)	Exploitation $L_{Aeq\ 1h}$ (dBA) [a]
Récepteurs sensibles (habitations)			
P1	55	50	34
P2	55	50	35
P3	45	40	30
P4	45	40	31
P5	55	50	32
P6	55	50	32
P7	55	50	33
P8	55	50	33
P9	45	**44**[b]	33
R1	55	50	27
R2	45	**44**[b]	31
R3	50	45	31
R4	55	50	30
Limite de propriété de l'usine			
L1	70	70	58
L2	70	70	63
L3	70	70	66
L4	70	70	58
L5	70	70	56
L6	70	70	60
L7	70	70	68
L8	70	70	61
L9	70	70	58
L10	70	70	**73**
L11	70	70	70

Note : a. Niveaux sonores arrondis à 1 dB et référencés à 20×10^{-6} Pa;
b. La valeur en gras correspond à la valeur de bruit résiduel mesuré qui est supérieur au niveau sonore moyen horaire de l'usage permis par le règlement de zonage de Bécancour.

Les niveaux sonores calculés en phase d'exploitation du site de l'usine sont conformes aux normes en vigueur en période de jour et de nuit excepté à un point situé à la limite de propriété de l'usine. Ce récepteur est identifié en gras et rouge dans le tableau 6.

Bien que le niveau de bruit calculé est supérieur à la valeur guide de la NI 98-01 au point L10, celui-ci demeure à l'intérieur des limites du PIPB pour lequel le zonage (IV) prévoit un critère de 70 dBA de jour et de nuit. Ce point est dans une zone non sensible et aucune activité sensible (résidence, institution, etc.) se trouve à proximité du point L10 (voir tableau 1). Par conséquent, nous jugeons que le niveau calculé à ce point demeure acceptable même s'il est légèrement supérieur à la valeur guide de 70 dBA de la NI 98-01 du MELCCFP.

Les courbes isophones sont présentées à l'annexe C.

5 Conclusion

TransCanada Énergie planifie de convertir la centrale de cogénération d'origine de Bécancour en centrale en cycle simple pour répondre aux besoins d'Hydro-Québec, soit d'opérer en période de pointe. La centrale est située dans le parc industriel et portuaire de Bécancour (PIPB). Les activités d'exploitation de l'usine ont été simulées afin d'évaluer la conformité du projet aux critères de bruit en vigueur.

Les résultats des modélisations ont montré un niveau de bruit inférieur aux critères de la NI 98-01 du MELCCFP à l'exception d'un seul point à la limite de propriété de l'usine dans une zone non sensible. Ce point est à l'intérieur de la limite industrielle du PIPB et aucune activité sensible (ex. habitation, institution, parc, etc.) n'est présente à proximité de ce point. Par conséquent, le niveau de bruit est jugé acceptable à ce point. Tous les récepteurs sensibles (résidences) sont conformes aux critères en vigueur.

ANNEXE

A

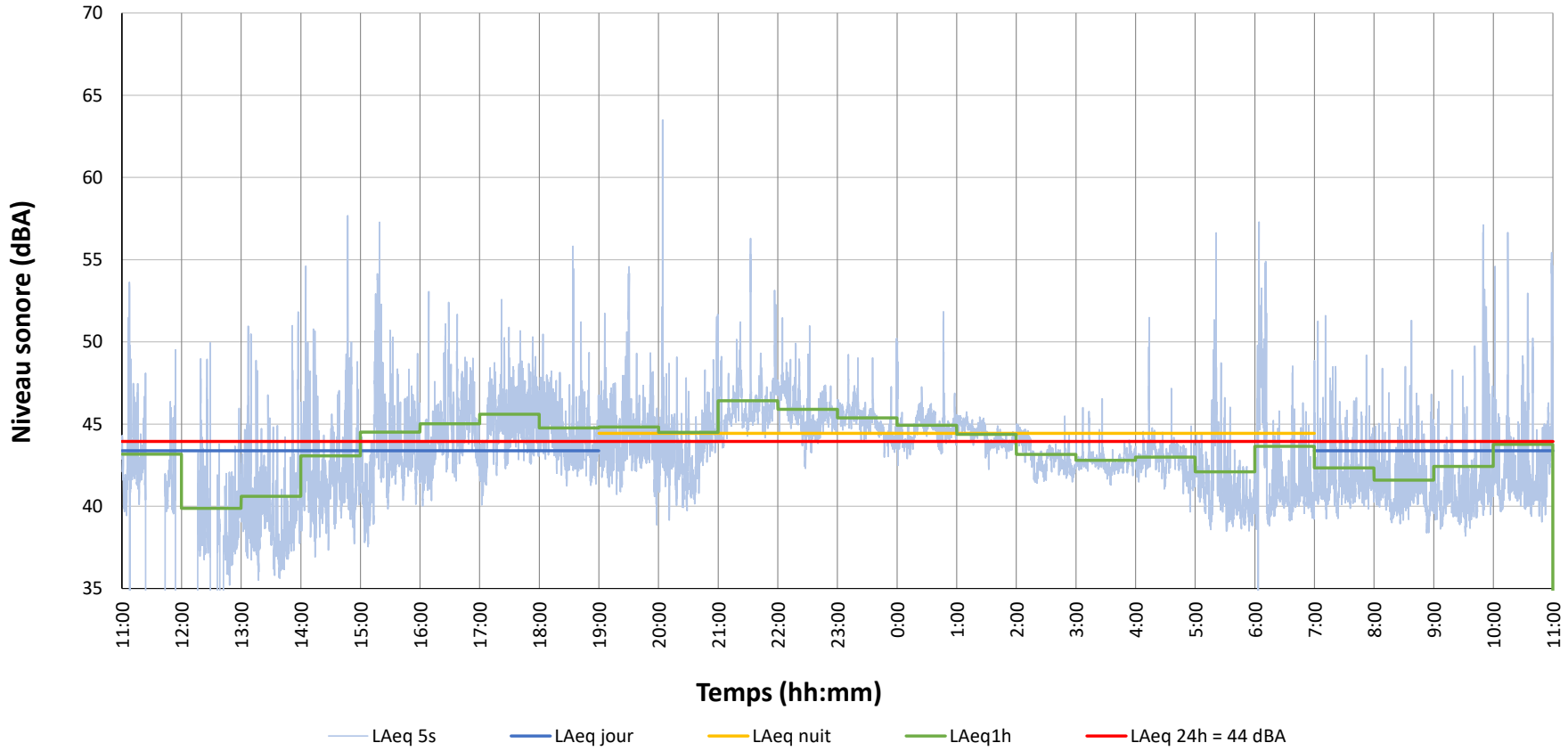
GRAPHIQUES DÉTAILLÉS DES MESURES

Numéro de projet: CA0031267.6554

Nom de projet: Green Peaker - usine cogénération

Client: TC Energy

Mesures sonores au point R1 - 3530 avenue Nicolas Perrot du lundi 29 juillet 2024 au mardi 30 juillet 2024



Créé le: 2024-08-07 Par: AB

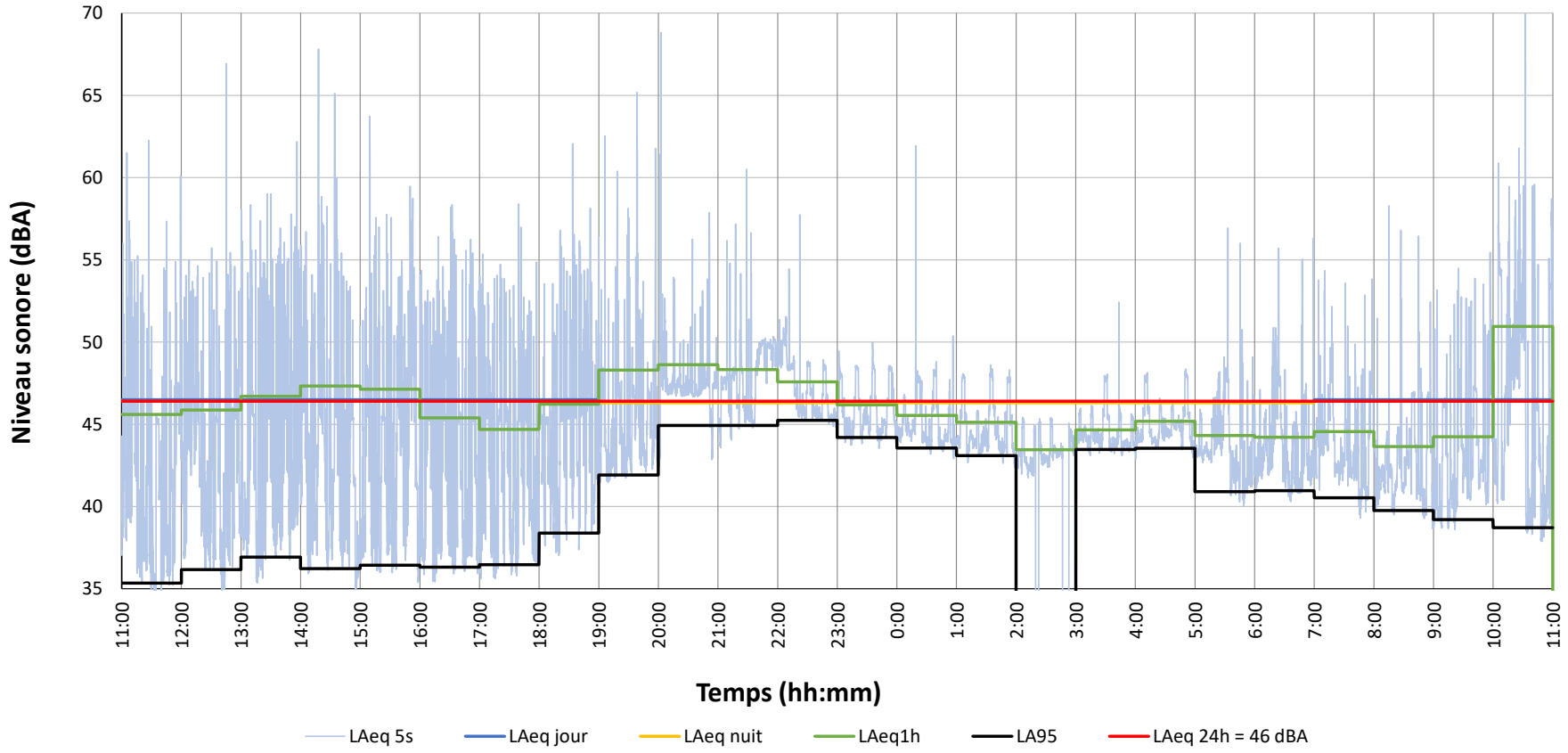
Révisé le: 2024-10-31 Par: MD

Numéro de projet: CA0031267.6554

Nom de projet: Green Peaker - usine de cogénération

Client: TC Energy

Mesures sonores au point R2 - 570 avenue Montesson du lundi 29 juillet 2024 au mardi 30 juillet 2024



Créé le: 2024-08-07 Par: AB

Révisé le: 2024-10-31 Par: MD

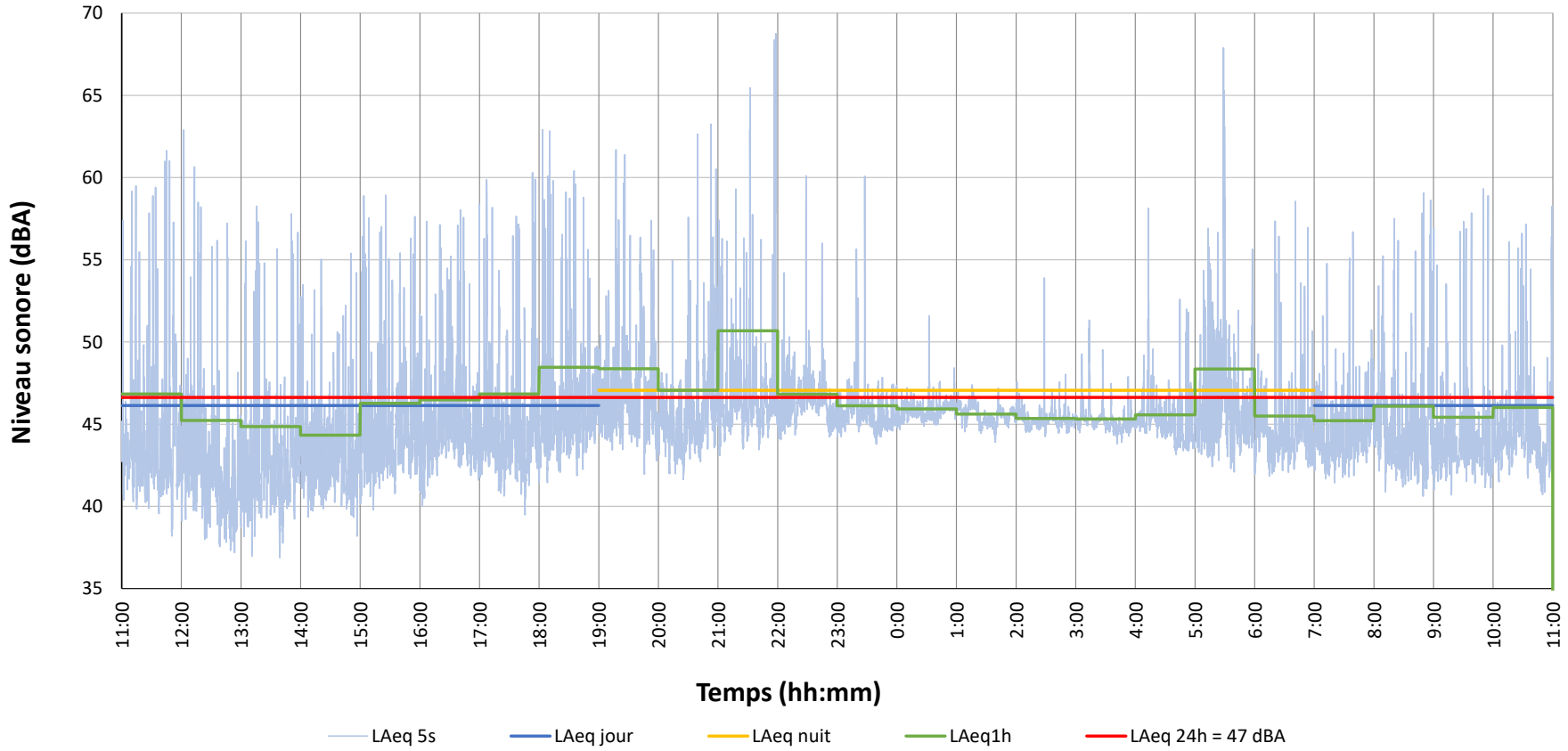
Graphique 2 de 4

Numéro de projet: CA0031267.6554

Nom de projet: Green Peaker - usine de cogénération

Client: TC Energy

Mesures sonores au point R3 - 1873 rue Antoine Poliquin du lundi 29 juillet 2024 au mardi 30 juillet 2024



Créé le: 2024-08-07 Par: AB

Révisé le: 2024-10-31 Par: MD

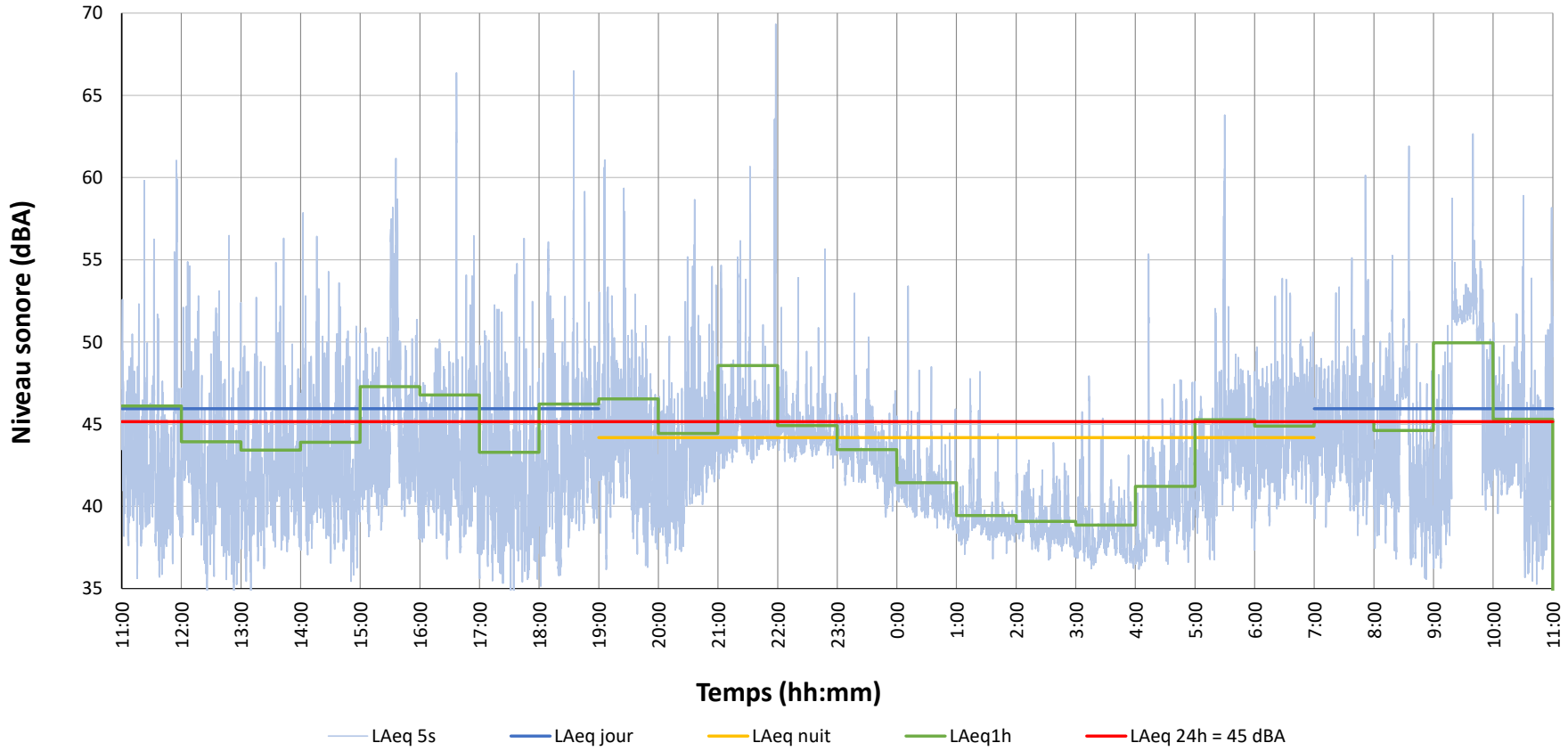
Graphique 3 de 4

Numéro de projet: CA0031267.6554

Nom de projet: Green Peaker - Usine de cogénération

Client: TC Energy

Mesures sonores au point R4 - 8280 boulevard Bécancour du lundi 29 juillet 2024 au mardi 30 juillet 2024



Créé le: 2024-08-07 Par: AB

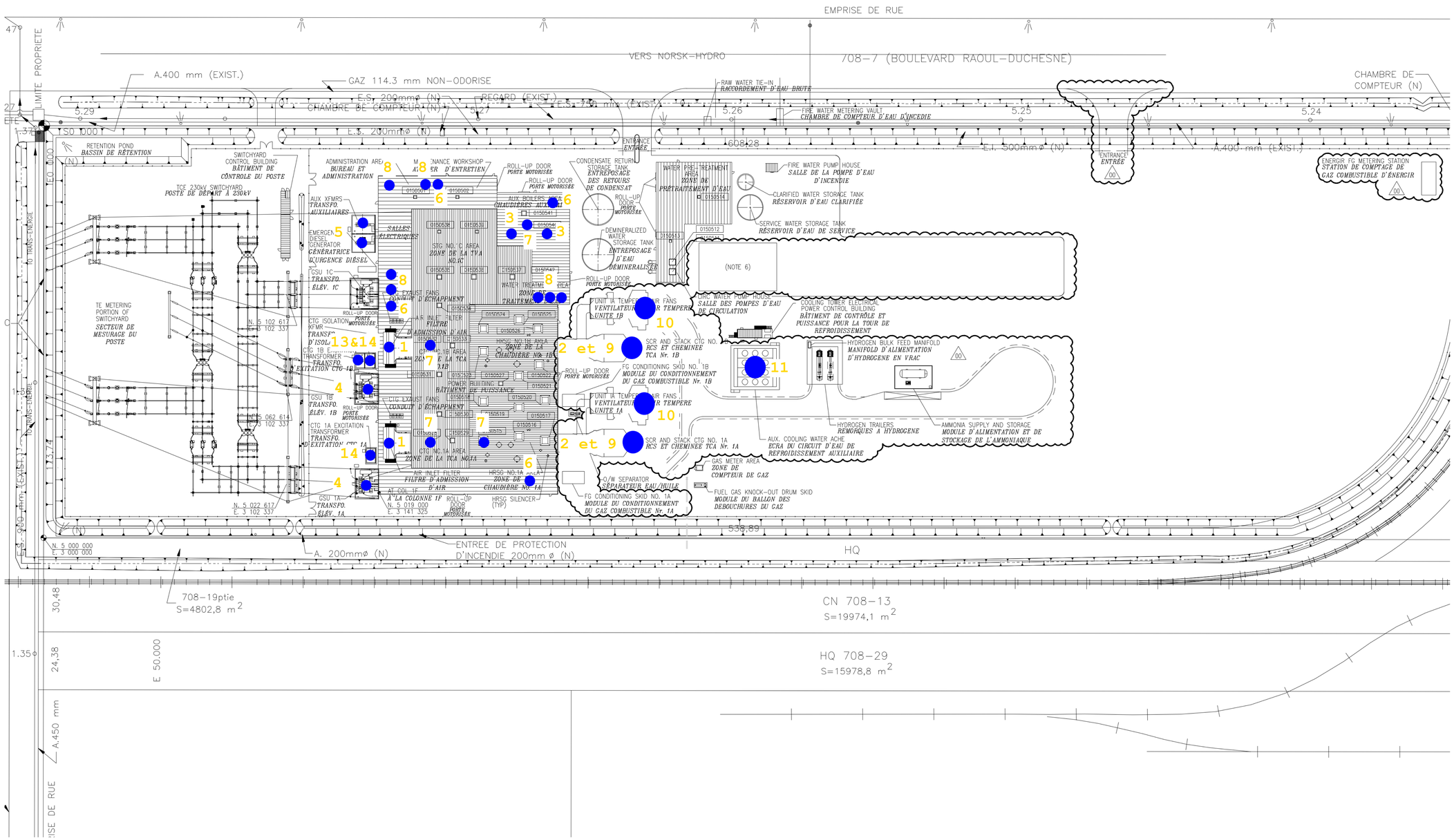
Révisé le: 2024-10-31 Par: MD

Graphique 4 de 4

ANNEXE

B

IDENTIFICATION DES SOURCES SONORES



GENERAL NOTES:

1. COORDINATES AND PLANT NORTH SHOWN ON THIS DRAWING ARE PER THE TRANSCANADA ENERGY LTD. PLANT COORDINATE SYSTEM. FOR REFERENCE TO THE SURVEY NORTH AND COORDINATES, SEE THE SITE GENERAL ARRANGEMENT DRAWING 0532 GA001-S01.
   LES COORDONNÉES ET LA DIRECTION NORD MONTRÉES SUR CE DESSIN SONT CONFORMES AU SYSTÈME DE COORDONNÉES DE LA CENTRALE UTILISÉ PAR TRANSCANADA ENERGY LTD. POUR LA RÉFÉ-RENCE AU NORD ET COORDONNÉES D'ARPENTAGE, VOIR LE DESSIN D'EMPLACEMENT DU SITE 0532 GA001-S01.

2. FOR POWER BUILDING GENERAL ARRANGEMENT SEE DRAWING 0532 GA003-S01.
   POUR L'AGENCEMENT DU BÂTIMENT DE PUISSANCE, VOIR LE DESSIN 0532 GA003-S01.

3. FOR PRETREATMENT AND COOLING TOWER GENERAL ARRANGEMENT SEE DRAWING 0532 GA003-S02.
   POUR LE PRÉTRAITEMENT D'EAU ET L'AGENCEMENT DE LA TOUR DE REFROIDISSEMENT, VOIR LE DESSIN 0532 GA003-S02.

4. FOR ELECTRICAL EQUIPMENT LOCATION SEE DRAWINGS 0532 E0481 THROUGH E0485.
   POUR LA LOCALISATION DES ÉQUIPEMENTS ELECTRIQUES, VOIR LE DESSINS 0532 E0481-E0485.

5. FOR GENERAL ARRANGEMENT EQUIPMENT LOCATION SCHEDULE SEE 0532 GA006-S01.
   POUR LE FICHIER DE LOCALISATION DES ÉQUIPEMENTS EN FONCTION DE L'AGENCEMENT GENERAL, VOIR LE DESSIN 0532 GA006-S01.

6. COOLING TOWER STRUCTURE AND EQUIPMENT TO BE DEMOLISHED, BASIN CELLS 8 AND 9 WILL REMAIN IN PLACE.
   LA STRUCTURE ET LES ÉQUIPEMENTS DE LA TOUR DE REFROIDISSEMENT SERONT DÉMOLIS, LES CELLULES DE BASSINS 8 ET 9 RESTERONT EN PLACE.

00

N

15000 0 15000 30000

SCALE IN MILLIMETERS
ÉCHELLE EN MILLIMÈTRES

NEW CONSTRUCTION
NOUVELLE CONSTRUCTION

DESSINS DE RÉFÉRENCE / REFERENCE DRAWINGS

DESSIN No / DRAWING No	TITRE / TITLE
–	

RÉVISION / REVISION

RÉV / REV	DATE	DESCRIPTION / DESCRIPTION
00	2025-12-04	ÉMIS POUR PERMIS / ISSUED FOR PERMIT

APPROBATION / APPROVAL

CODE PROJET / PROJECT CODE	DESSINATEUR / DRAFTER	VÉRIFICATEUR / DRAFTING CHECKER	CONCEPTEUR / DESIGNER	VÉRIF. CONCEPTEUR / DESIGN CHECKER	CHARGÉ PROJET / PROJECT MANAGER	COMPAGNIE / COMPANY
CA0055820.9636	DB	DT	DB	CH	GS	WSP

INGÉNIEUR / RPT PROFESSIONAL ENGINEER/RPT

PERMIS / APPROBATION ING PERMIT/ ENG APPROVAL

DATE

2025-12-04

RÉV/REV | DATE | NUMÉRO DE PERMIS: PERMIT NUMBER:

TC Énergie | WSP

BECANCOUR POWER PLANT

FAC # 0345 | STATION D'INGÉNIERIE/ENG STATION: | DISC # 01

PLANT GENERAL ARRANGEMENT
AGENCEMENT GÉNÉRAL DU SITE

ÉCHELLE/SCALE 1:750 | DESSIN #/DRAWING # 0532 GA002 SHT 01 RC-REG | RÉV/REV 00

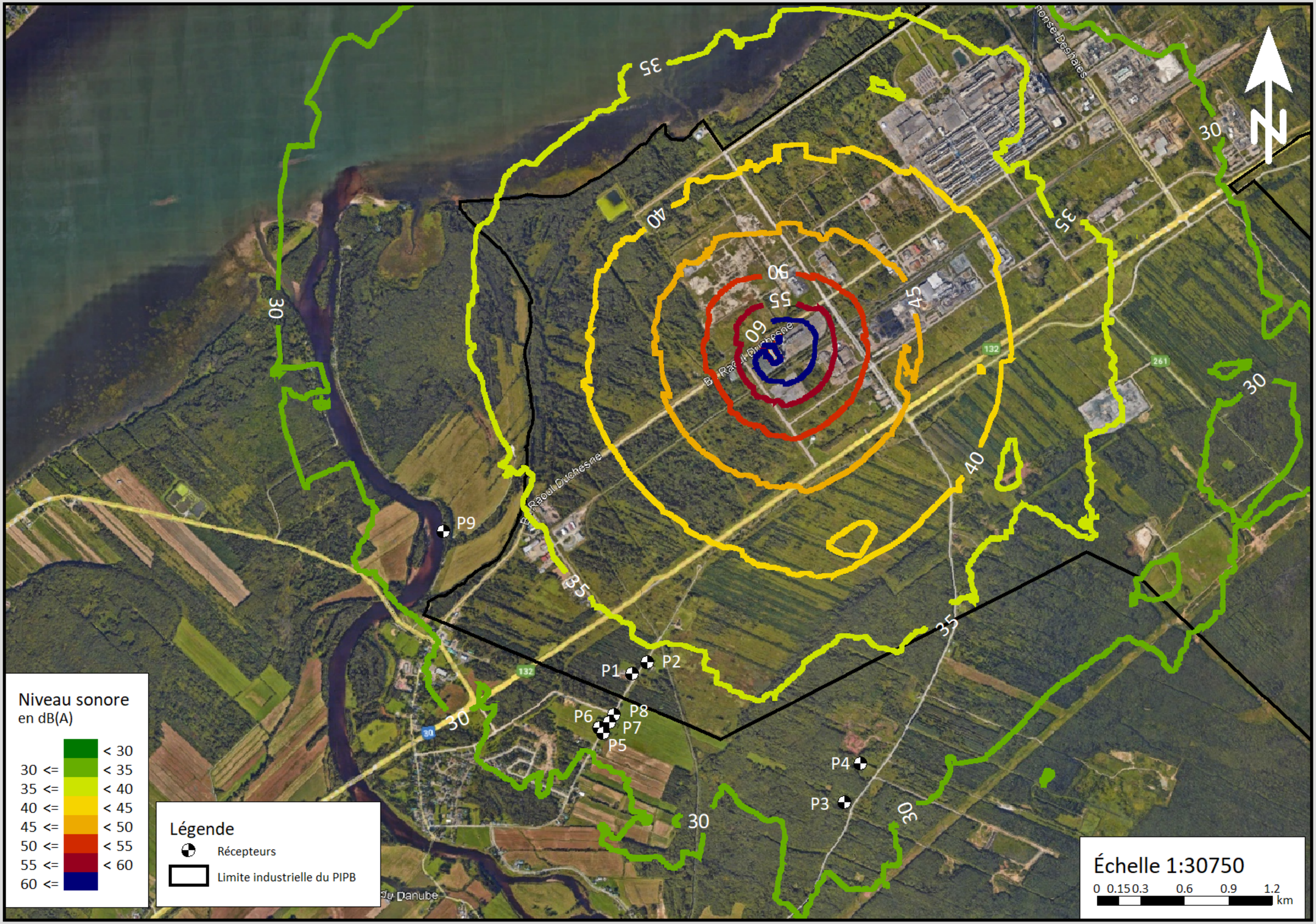
TC_B1_BL.DWG 707X1000

DESSIN CDAO: NE PAS RÉVISER À LA MAIN/CADD DRAWING: DO NOT MAKE MANUAL REVISIONS

ANNEXE

C

COURBES ISOPHONES DU SCÉNARIO ÉTUDIÉ


35
30
40
90
55
60
45
30
35
40
30
35
35
30
30
132
261
132
30
P9
P1
P2
P6
P8
P7
P5
P4
P3
Raoul Duchesne
Niveau sonore
en dB(A)
< 30
30 <= < 35
35 <= < 40
40 <= < 45
45 <= < 50
50 <= < 55
55 <= < 60
60 <=
Légende
Récepteurs
Limite industrielle du PIPB
Échelle 1:30750
0 0.15 0.3 0.6 0.9 1.2
km

L1
L2
L3
L4
L5
L6
L7
L8
L9
L10
L11
50
55
60
65
Bd Raoul Duchesne
Bd Raoul Duchesne

Niveau sonore
en dB(A)

50 <=	< 50
55 <=	< 55
60 <=	< 60
65 <=	< 65
70 <=	< 70
75 <=	< 75
80 <=	< 80
85 <=	< 85

Légende
Récepteurs
Nouvelle infrastructure

Échelle 1:2565
0 15 30 60 90 120
m

wsp.com