



SNC • LAVALIN

ADDENDA C - RÉPONSES AUX QUESTIONS ET COMMENTAIRES ADDITIONNELS

Projet d'une installation de liquéfaction de gaz
naturel sur le territoire de la ville de Bécancour

Étude d'impact sur l'environnement déposée au
Ministère du Développement Durable, de
l'Environnement et de la Lutte contre les
changements climatiques (MDDELCC)

Dossier : 3211-10-018

Stolt LNGaz Inc.



SNC-LAVALIN INC.

octobre 2014
RAPPORT - F00
Projet n°617039



SNC • LAVALIN

RAPPORT FINAL

octobre 2014
RAPPORT - F00
Projet N°617039

SNC-LAVALIN INC.

Préparé par :

LINA LACHAPELLE, ING.
Directeur de projets

Vérifié par :

CLAUDE COTE, ING., M.SC.A.
Chargé de projets



AVIS

Le présent rapport a été préparé, et les travaux qui y sont mentionnés ont été réalisés par SNC-Lavalin inc. (SNC-Lavalin), exclusivement à l'intention de Stolt LNGaz Inc. (le Client), qui fut partie prenante à l'élaboration de l'énoncé des travaux et en comprend les limites. La méthodologie, les conclusions, les recommandations et les résultats cités au présent rapport sont fondés uniquement sur l'énoncé des travaux et assujettis aux exigences en matière de temps et de budget, telles que décrites dans l'offre de services et/ou dans le contrat en vertu duquel le présent rapport a été émis. L'utilisation de ce rapport, le recours à ce dernier ou toute décision fondée sur son contenu par un tiers est la responsabilité exclusive de ce dernier. SNC-Lavalin n'est aucunement responsable de tout dommage subi par un tiers du fait de l'utilisation de ce rapport ou de toute décision fondée sur son contenu.

Les conclusions, les recommandations et les résultats cités au présent rapport (i) ont été élaborés conformément au niveau de compétence normalement démontré par des professionnels exerçant des activités dans des conditions similaires de ce secteur, et (ii) sont déterminés selon le meilleur jugement de SNC-Lavalin en tenant compte de l'information disponible au moment de la préparation du présent rapport. Les services professionnels fournis au Client et les conclusions, les recommandations et les résultats cités au présent rapport ne font l'objet d'aucune autre garantie, explicite ou implicite. Les conclusions et les résultats cités au présent rapport sont valides uniquement à la date du rapport et peuvent être fondés, en partie, sur de l'information fournie par des tiers. En cas d'information inexacte, de la découverte de nouveaux renseignements ou de changements aux paramètres du projet, des modifications au présent rapport pourraient s'avérer nécessaires.

Le présent rapport doit être considéré dans son ensemble, et ses sections ou ses parties ne doivent pas être vues ou comprises hors contexte. Si des différences venaient à se glisser entre la version préliminaire (ébauche) et la version définitive de ce rapport, cette dernière prévaudrait. Rien dans ce rapport n'est mentionné avec l'intention de fournir ou de constituer un avis juridique.

TABLE DES MATIÈRES

	Page
1 INTRODUCTION	1
2 RÉPONSES AUX QUESTIONS ET COMMENTAIRES SUR LE RAPPORT PRINCIPAL ...2	
2.1 QUESTIONS ADDITIONNELLES VOLET GES	2
2.2 QUESTIONS ADDITIONNELLES VOLET ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES	3
2.3 QUESTIONS ADDITIONNELLES VOLET GESTION DES EFFLUENTS	15
2.4 QUESTIONS ADDITIONNELLES VOLET ANALYSE DE RISQUES TECHNOLOGIQUES	16
2.5 QUESTION ADDITIONNELLE VOLET PLAN DE COMPENSATION DES MILIEUX HUMIDES	17

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 3.5 Rev02 Estimation des émissions atmosphériques annuelles de l'usine de liquéfaction de gaz naturel (tonnes par année)	6
Tableau 3.6b Rev01 Estimations des émissions atmosphériques de l'unité d'oxydation thermique des gaz de l'évent de l'AGRU	7
Tableau 3.7 Rev02 Estimation des émissions atmosphériques du système de chauffage ..	10
Tableau 3.7a Rev01 Estimation des émissions atmosphériques des torchères	11
Tableau 3.8 Rev02 Estimation des émissions fugitives de méthane et de COV des procédés	12
Table 3.9 Rev01 Estimation des émissions atmosphériques de la génératrice d'urgence	13
Tableau Add-B5Rev01 Effluents générés	16

LISTE DES ANNEXES

Annexe K Analyses de risques individuels



1 INTRODUCTION

Le présent document comprend des questions et des commentaires additionnels adressés à Stolt LNGaz (SNLgaz) suite au dépôt de l'Addenda B dans le cadre de l'analyse de recevabilité de l'étude d'impact sur l'environnement pour le projet d'une installation de liquéfaction de gaz naturel sur le territoire de la ville de Bécancour.

Ce document découle de l'analyse réalisée par la Direction de l'évaluation environnementale des projets hydriques et industriels en collaboration avec les unités administratives concernées du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques ainsi que de certains autres ministères et organismes. Cette analyse a permis de vérifier si les exigences de la directive du ministre et du Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement (chapitre Q-2, r. 23) ont été traitées de façon satisfaisante par l'initiateur de projet.

Avant de rendre l'étude d'impact publique, le ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques doit s'assurer qu'elle contient les éléments nécessaires à la prise de décision. Il importe donc que les informations demandées dans ce document soient fournies au Ministère afin qu'il puisse juger de la recevabilité de l'étude d'impact et, le cas échéant, recommander au ministre de la rendre publique.

Par ailleurs, une nouvelle annexe, soit l'annexe K, présente les résultats de l'analyse de risques technologiques tel que demandé à la question QC-50 ainsi qu'au commentaire de la question QC-30.



2 RÉPONSES AUX QUESTIONS ET COMMENTAIRES SUR LE RAPPORT PRINCIPAL

2.1 QUESTIONS ADDITIONNELLES VOLET GES

Précisions sur les réponses à notre question QC-5 (page 4 Addenda B) :

Commentaire :

Nous comprenons des réponses à nos questions QC-5, SQ-1 à SQ-4, que le fournisseur de l'unité d'enlèvement d'azote par membrane n'a pas été sélectionné, ce qui semble normal à cette étape du projet. Cependant, aux fins du développement du schéma de procédé et l'établissement des coûts de capital du projet, un ingénieur de l'équipe de développeur a forcément dimensionné l'unité en question, afin d'en estimer le coût. En conséquence, pour réaliser tel dimensionnement, il a eu recours à un coefficient de performance reliant la capacité de l'unité aux caractéristiques du gaz, pour en déduire la surface des membranes.

Ainsi, le sens de l'une de nos questions (SQ-1) portait sur la maturité de ce type de technologie, au sens suivant : s'agit-il d'une technologie prouvée, à l'échelle industrielle ?

Réponse au commentaire de la réponse à la question QC-5

La technologie d'enlèvement par membrane a été utilisée dans une dizaine d'applications similaires à celle de SLNGaz et à plus d'une centaine pour d'autres types d'application. Il s'agit d'une technologie relativement simple et très fiable lorsque le gaz à traiter est essentiellement composé de méthane et d'azote et qu'il ne contient ni hydrocarbures lourds ni eau, ce qui est le cas pour les gaz recyclés vers les unités de liquéfaction.

Dans les usines de très grandes capacités, il n'est pas conventionnel de recycler les gaz d'évaporation et de vaporisation aux unités de liquéfaction car ces gaz peuvent être soit consommés comme combustible, soit retournés au réseau ou encore envoyés à la torchère, selon les niveaux d'azote dans le gaz ou encore selon les spécifications du GNL. Pour le projet de SLNGaz, le torchage en continu n'est pas une option et comme les besoins en combustible au système de chauffage et pour les pilotes des torchères sont relativement faibles, il est nécessaire d'enlever l'azote des gaz de vaporisation afin de pouvoir les recycler.

Le choix définitif de la technologie pour l'enlèvement de l'azote sera fait lors de l'ingénierie détaillée et lorsque plus d'information sur le contenu en azote dans le gaz naturel du réseau sera obtenue. C'est également à cette étape que sera réalisée une étude exhaustive sur la fiabilité et le temps d'indisponibilité de tous les équipements de l'usine, incluant l'unité d'enlèvement de l'azote. Le critère sera de pouvoir opérer l'usine à un taux de 95% du temps avec un taux d'utilisation maximal de 1% de la torchère.



SQ-1 Révision 1 de la QC-5 page 4 de l'addenda B

Afin de préciser cet élément de la conception de l'usine, nous vous demandons de bien vouloir nous fournir une référence technique de manufacturier de votre choix, ou encore une référence de la littérature ouverte faisant référence à l'installation de ce type de technologie à l'échelle industrielle et qu'il s'agit bien d'une technologie courante pour la séparation de l'azote du gaz naturel.

Réponse SQ-1 révision 1

Pour les références, le *Membrane Technology and Research* (MTR) mentionne que plusieurs unités d'enlèvement de l'azote par membrane sont opérationnelles depuis 2002.

http://www.mtrinc.com/nitrogen_removal.html.

SQ-3 et SQ-4 Révision 1 de la QC-5, page 5 de l'Addenda B

Indépendamment de vos réponses à ces sous-questions, nous vous demandons de bien vouloir nous confirmer qu'advenant une dysfonction définitive de l'unité d'enlèvement d'azote, 141,4 tm de méthane par jour devraient être torchés d'après le bilan de masse de la figure 3.3Rev02, soit 50 000 tm de méthane par an à raison de 350 jours/an.

Réponse SQ-3 et SQ-4 Révision 1

La question telle que formulée laisse sous-entendre que la conception de l'usine serait de pouvoir brûler à la torchère tout le débit des gaz d'évaporation et de vaporisation. La torchère n'est pas conçue pour être opérée de façon continue et le scénario envisagé dans la question est très hypothétique et n'est pas considéré dans la conception de l'usine. La conception considère plutôt un taux de disponibilité des équipements de production, incluant l'unité d'enlèvement d'azote, de 95% du temps et sans torchage en continu. La fréquence de torchage a été établie à 1% du temps en considérant que la torchère était nécessaire uniquement lors des modes d'exploitation transitoires (voir la réponse QC-9).

2.2 QUESTIONS ADDITIONNELLES VOLET ÉMISSIONS ATMOSPHERIQUES

Question QC-20 (section 3.12.1 Émissions atmosphériques), Addenda B page 17

En réponse à cette question, il est écrit : « Si la capacité nominale devait être égale ou supérieure à 15 MW, alors l'échantillonnage sera en continu. »

Précision : tel qu'expliqué dans le document précédant, il y a deux exigences distinctes dans le Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère (RAA), l'une porte sur l'échantillonnage des émissions qui est fait par une firme spécialisée dans ce domaine et l'autre sur l'équipement de mesure et d'enregistrement en continu. Dans le cas d'un appareil de combustion fonctionnant au gaz naturel de 3 MW et plus, l'échantillonnage doit être fait dans la première année et par la

Projet de liquéfaction de gaz naturel à Bécancour	Octobre 2014
617039	Stolt LNGaz Inc. Addenda C / V-00



suite une fois aux trois ans (RAA, article 74). De plus, si l'appareil est d'une puissance plus grande ou égale à 15 MW des équipements de mesure et d'enregistrement en continu devront être installés (O₂, CO et NO_x) (RAA, article 72).

Réponse QC-20 (section 3.12.1 Émissions atmosphériques)

SLNGaz prend note de la précision et l'échantillonnage sera réalisé conformément aux exigences du Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère.

Question QC-22 (section 3.12.1.4: Émissions de méthane et COV reliées aux fuites des équipements de procédé), Addenda B pages 18-19

En réponse à cette question, il est écrit : « Ces facteurs tiennent compte par le fait même des meilleures technologies dans la conception des nouveaux équipements. Les émissions fugitives des procédés pour le méthane sont maintenant estimées à 8 tonnes par année. » Nous prenons note que le promoteur utilisera les meilleures technologies disponibles sur le marché.

Dans le cadre des autorisations, le promoteur devra calculer les émissions fugitives des procédés pour le méthane. Un suivi pourrait être exigé.

Réponse QC-22 (section 3.12.1.4: Émissions de méthane et COV reliées aux fuites des équipements de procédé)

Les calculs des émissions fugitives des procédés pour le méthane seront fournis lors de la demande de certificat d'autorisation pour l'exploitation de l'usine.

Question QC-24 (Annexe G), Addenda B

Les précisions suivantes doivent être apportées à certains tableaux de l'annexe G (Addenda A) maintenant devenue l'annexe J (Addenda B).

Ajouter une colonne dans les tableaux 3.6b, 3.7Rev01 et 3.7a afin d'indiquer les facteurs d'émission et leurs unités tels qu'ils sont indiqués dans les documents de références. Ajouter également dans ces tableaux le nombre d'heures d'opération par année. Tableau 3.6b : Fournir les calculs détaillés des taux d'émission du SO₂ (0,32 — 0,63 kg/h), des COT (0,14 et 0,19 kg/h) et des COV (0,047 et 0,075 kg/h). Tableau 3.9 : À l'indice 1, il est indiqué que les facteurs d'émission proviennent de données d'un fabricant pour un moteur de 2,5 MW. Étant donné que ces facteurs d'émission sont de deux à huit fois moins élevés que ceux de l'US EPA, fournir ce document de référence. Dans le cas où ces facteurs d'émissions ne seraient pas exprimés en g/GJ, ajouter également une colonne afin d'indiquer les facteurs d'émission et leurs unités tels qu'ils sont indiqués dans les documents de références.



Réponse QC-24 (Annexe G), Addenda B :

L'annexe G présente la méthodologie de l'étude de dispersion atmosphérique alors que l'annexe J est une nouvelle annexe incluse à l'Addenda B afin de présenter la mise à jour des sections de l'étude d'impact qui ont été modifiées suite à l'ajout de l'unité d'oxydation thermique.

Les ajouts demandés aux tableaux sont fournis dans des tableaux révisés dans les pages suivantes. Pour tous les tableaux révisés pour lesquelles des valeurs ont été ajustées, celles-ci sont soulignées dans le tableau. Aucun des correctifs mineurs apportés n'a d'incidence sur les taux d'émission utilisés dans l'étude de dispersion atmosphérique et l'évaluation des impacts du projet.

Les calculs détaillés pour l'estimation des taux d'émission de SO₂, de COV et de COT du tableau 3.6b sont fournis à la suite de ce dernier.

Concernant les facteurs d'émission du tableau 3.9, une fiche technique d'un fabricant est également fournie à titre d'information seulement puisque le modèle et fabricant du moteur de la génératrice d'urgence n'a pas été sélectionné. De plus, il est tout à fait normal que les facteurs d'émission d'un moteur diesel récent soit significativement plus faibles que les facteurs d'émissions AP42, ces derniers ayant été développés avant 1996 pour des moteurs existants à l'époque et négligent les réductions des émissions de ce type de moteur introduites par une réglementation plus sévère.

Au tableau 3.6b, contrairement à ce qui était indiqué dans la note de bas de page n°1, le facteur d'émission de NOx sélectionné est plutôt le pire cas des facteurs AP42 pour des brûleurs low-NOx. Cette note a été corrigée à la version 01 du tableau 3.6b. Le pire cas a été sélectionné (négligeant le type d'appareil et sa puissance) puisque que l'incinérateur n'est pas une chaudière. Puisque ces facteurs d'émission ont été publiés en 1998, les développements technologiques des brûleurs low-NOx ne sont pas considérés dans l'estimation des émissions atmosphériques de NOx.

Finalement, certaines erreurs ont aussi été détectées aux tableaux 3.5Rev01 et 3.8Rev01 de l'annexe J de l'addenda B. Les modifications suivantes ont été apportées au tableau qui sont également joint.

Au tableau 3.5 :

- Ligne « Butane » : remplacer 0,89 par 0,36 aux colonnes «Fugitives de procédé » et « Total ».
- Ligne « COT » : remplacer 10 par 11 à la colonne «Fugitives de procédé ».
- Ligne « COV » : remplacer 2,1 par 2,5 à la colonne «Fugitives de procédé » et 3,0 par 3,4 à la colonne « Total ».

Au tableau 3.8 :

- Remplacer 3,39 par 2,50 pour les émissions de COV à la dernière ligne du tableau.

Projet de liquéfaction de gaz naturel à Bécancour		Octobre 2014
617039	Stolt LNGaz Inc.	Addenda C / V-00

**Tableau 3.5 Rev02 Estimation des émissions atmosphériques annuelles de l'usine de liquéfaction de gaz naturel (tonnes par année)**

Contaminants	Sources						Total
	Incinérateur de l'AGRU	Système de chauffage des procédés	Fugitives de procédé	Pilotes de la torchère	Torchère (intermittent)	Génératrice d'urgence (intermittent)	
NOx	3,4	2,9	0,00	0,045	1,6	0,93	8,8
CO	2,0	5,0	0,00	0,054	1,9	0,073	9,0
SO ₂	2,8	0,060	0,00	0,00024	0,0087	0,00089	2,8
PM	0,18	0,45	0,00	0,0049	0,17	0,0064	0,82
COT	<u>1,3</u>	0,65	<u>11</u>	0,0071	19	0,017	31
COV ⁽¹⁾	0,41	0,32	<u>2,5</u>	0,0035	0,11	0,017	3,4
H ₂ S	0,015	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,015
Éthane	0,073	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,073
Éthylène	0,00	0,00	0,89	0,00	0,00	0,00	0,89
Propane	0,0073	0,00	0,89	0,00	0,00	0,00	0,90
Butane	0,00	0,00	<u>0,36</u>	0,00	0,00	0,00	0,36
Pentane	0,077	0,000	0,36	0,000	0,000	0,000	0,43
Hexane	0,051	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,051
Heptane	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10
Octane	0,058	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,058
CO ₂	21 000	6 900	0,00	75	2 700	91	30 000
Méthane	0,70	0,14	8,2	0,0015	19,0	0,0045	28
N ₂ O	0,049	0,12	0,00	0,0013	0,047	0,014	0,23
GES (CO₂eq)	21 000	6 900	170	75	3 100	95	31 000

Notes Toutes les valeurs sont exprimées avec deux chiffres significatifs. Des valeurs de « 0,00 » indiquent que le contaminant est absent ou à l'état de trace.

(1) Les COV excluent le méthane et l'éthane selon la définition du RAA.

**Tableau 3.6b Rev01 Estimations des émissions atmosphériques de l'unité d'oxydation thermique des gaz de l'événement de l'AGRU**

Incinération		Charge moyenne	Charge maximale		
Consommation de gaz de procédé d'appoint (kg/h)		150	450		
Consommation de gaz de procédé d'appoint (GJ/h, PCS)		5,87	17,62		
Apport calorifique du gaz à incinérer (GJ/h, PCS)		0,62	0,62		
Apport calorifique total (GJ/h, PCS)		6,49	18,24		
Composition et paramètres des émissions atmosphériques après incinération					
Paramètres d'émission (15% d'air en excès)					
Débit normalisé (Nm ³ /h)		3 130	9 540		
Température des gaz (°C)		380			
Débit de gaz actuel (Am ³ /h)		7 485	22 820		
Diamètre de la cheminée (m)		1			
Vitesse des gaz à la cheminée (m/s)		2,6	8,1		
Hauteur de la cheminée (m)		16,75			
Composition typique (%volume)					
CO ₂		38,7 %			
H ₂ O		14,2 %			
O ₂		1,6 %			
N ₂ + autres gaz inertes (He, Ar)		45,6 %			
Contaminants	Facteurs d'émission			Taux d'émission (kg/h)	
	lb/10 ⁶ pi ³	g/GJ	Notes /Réf.	Exploitation continue : 8 760 h/an (en négligeant les arrêts annuels)	
NOx	140	59	1	0,38	1,0
CO	84	35,4	1	0,23	0,65
SO ₂	N.A.		2	0,32 – 0,64	
PM	7,6	3,2	1,3	0,017	0,058
COT	11	4,64	4	0,14	<u>0,20</u>
COV	5,5	2,32	4	0,047	0,075
H ₂ S	N.A.		2	0,0017 – 0,0034	
CO ₂	N.A.	49 010	4, 5	2 372	7 404
CH ₄	N.A.	0,966	4, 5	0,080	0,092
N ₂ O	N.A.	0,861	5	0,0056	0,016

- (1) Facteurs d'émission AP42 pour la combustion du gaz naturel avec des brûleurs low-NOx de première génération. Facteurs appliqués sur l'apport calorifique total. Les facteurs originaux en lb/10⁶ pi³ pour un gaz naturel de 1 020 BTU/pi³ sont aussi indiqués.
- (2) Bilan massique du soufre basé sur les teneurs moyenne (4 mg/Sm³) et maximum (10 mg/Sm³) dans le gaz naturel et sur les teneurs moyenne (1 mg/Sm³) et maximum (2 mg/Sm³) du H₂S dans le gaz naturel, tout en considérant une oxydation complète du S en SO₂ et une destruction à 99% du H₂S.
- (3) Somme des matières filtrables et condensables.
- (4) Bilan massique des COV, COT, CO₂ et méthane des gaz à incinérer en considérant une destruction de 99 %. Les facteurs d'émission AP42 pour la combustion du gaz naturel sont appliqués à l'apport calorifique du gaz d'appoint pour les COV et COT en provenance du carburant d'appoint.
- (5) Facteurs d'émission du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère. Pour le N₂O, facteurs appliqués sur l'apport calorifique total, pour le CH₄, sur l'apport du carburant d'appoint seulement.

Projet de liquéfaction de gaz naturel à Bécancour

Octobre 2014

617039

Stolt LNGaz Inc.

Addenda C / V-00



Exemples de calculs pour les taux d'émission du tableau 3.6b Rev01 :

Calculs des émissions de SO₂

1- En provenance de la combustion du H₂S pour former du SO₂ avec une efficacité de destruction de 99% et en considérant les masses molaires du SO₂ (64 g/mol) et du H₂S (34 g/mol) pour traiter 2 870 t/j de gaz naturel (169 380 m³/h), en supposant une capture complète du H₂S :

a) cas moyen (1 mg/m³ de H₂S dans le gaz naturel)

$$\text{H}_2\text{S à l'événement} : 1 \text{ mg/m}^3 \text{ H}_2\text{S} * 169\,380 \text{ m}^3/\text{h GN} * 10^{-6} \text{ kg/mg} = 0,169 \text{ kg/h de H}_2\text{S}$$

$$\text{Émissions de SO}_2 : 0,169 \text{ kg/h H}_2\text{S} * (0,99) * 64/34 = 0,315 \text{ kg/h de SO}_2.$$

b) cas maximum (2 mg/m³ de H₂S dans le gaz naturel)

$$\text{H}_2\text{S à l'événement} : 2 \text{ mg/m}^3 \text{ H}_2\text{S} * 169\,380 \text{ m}^3/\text{h GN} * 10^{-6} \text{ kg/mg} = 0,339 \text{ kg/h de H}_2\text{S}$$

$$\text{Émissions de SO}_2 : 0,339 \text{ kg/h H}_2\text{S} * (0,99) * 64/34 = 0,632 \text{ kg/h de SO}_2.$$

2- En provenance de la combustion du gaz d'appoint

La teneur en soufre du gaz naturel est de 4 mg/m³ de S en moyenne avec un maximum de 10 mg/m³. En tenant compte du H₂S (1 mg/m³ en moyenne et 2 mg/m³ au maximum) qui est retiré du gaz à l'AGRU, il reste donc environ 3 mg/m³ de S en moyenne et 8 mg/m³ au maximum dans le gaz après l'AGRU. Pour un PCS de 37,5 MJ/m³ pour le gaz naturel et en supposant l'oxydation complète du soufre en SO₂ durant la combustion, les facteurs d'émission de SO₂ suivants sont obtenus :

Cas moyen :

$$3 \text{ mg S/m}^3 \text{ GN} * (64 \text{ g SO}_2/32 \text{ g S}) / 37,5 \text{ MJ/m}^3 \text{ GN} * 1000 \text{ g/mg} * 0,0001 \text{ MJ/GJ} = 0,160 \text{ g/GJ}$$

Cas maximum :

$$8 \text{ mg S/m}^3 \text{ GN} * (64 \text{ g SO}_2/32 \text{ g S}) / 37,5 \text{ MJ/m}^3 \text{ GN} * 1000 \text{ g/mg} * 0,0001 \text{ MJ/GJ} = 0,427 \text{ g/GJ}$$

Ces facteurs sont aussi considérés pour la combustion du gaz de procédé, ce dernier étant en quelque sorte du gaz naturel dilué à l'azote.

a) cas moyen (4 mg/m³ de S dans le gaz naturel et charge moyenne)

$$5,87 \text{ GJ/h} * 0,160 \text{ g/GJ} * 0,001 \text{ kg/g} = 0,000939 \text{ kg/h de SO}_2.$$



b) cas maximum (10 mg/m³ de S dans le gaz naturel et charge maximale)
 $17,62 \text{ GJ/h} * 0,427 \text{ g/GJ} * 0,001 \text{ kg/g} = 0,00752 \text{ kg/h de SO}_2$.

3- SO₂ total :

a) cas moyenne (1a + 2a) : $0,315 + 0,000939 = \mathbf{0,316 \text{ kg/h}}$ de SO₂.

b) cas maximum (1b + 2b) : $0,632 + 0,00752 = \mathbf{0,639 \text{ kg/h}}$ de SO₂.

Calculs des émissions de COV

1- COV résiduels de l'évent de l'AGRU après incinération (1% des COV de l'effluent à traiter, tableau 3.6a, 3,38 kg/h (excluant méthane et éthane) :

$3,38 \text{ kg/h de COV (tableau 3.6a)} * 0,01 = 0,0338 \text{ kg/h de COV}$.

2- COV reliés à la combustion du gaz de procédé : facteur d'émission (g/GJ) * chaleur dégagée par le carburant (GJ/h) :

a) charge moyenne : $2,32 \text{ g/GJ} * 5,87 \text{ GJ/h} * 0,001 \text{ kg/g} = 0,0136 \text{ kg/h de COV}$.

b) charge maximale : $2,32 \text{ g/GJ} * 17,62 \text{ GJ/h} * 0,001 \text{ kg/g} = 0,0409 \text{ kg/h de COV}$.

3- COV totaux :

a) charge moyenne (1 + 2a) : $0,0338 + 0,0136 = \mathbf{0,0474 \text{ kg/h}}$ de COV.

b) charge maximale (1 + 2b) : $0,0338 + 0,0409 = \mathbf{0,0747 \text{ kg/h}}$ de COV.

Calculs des émissions de COT

1- COT résiduels de l'évent de l'AGRU après incinération (1% des COT de l'effluent à traiter, tableau 3.6a, 11,74 kg/h (excluant méthane et éthane) :

$11,7 \text{ kg/h de COT (tableau 3.6a)} * 0,01 = 0,117 \text{ kg/h de COT}$.

2- COT reliés à la combustion du gaz de procédé : facteur d'émission (g/GJ) * chaleur dégagée par le carburant (GJ/h) :

a) charge moyenne : $4,64 \text{ g/GJ} * 5,87 \text{ GJ/h} * 0,001 \text{ kg/g} = 0,0272 \text{ kg/h de COT}$.

b) charge maximale : $4,64 \text{ g/GJ} * 17,62 \text{ GJ/h} * 0,001 \text{ kg/g} = 0,0817 \text{ kg/h de COT}$.

3- COT totaux :

a) charge moyenne (1 + 2a) : $0,117 + 0,0272 = \mathbf{0,144 \text{ kg/h}}$ de COT.

b) charge maximale (1 + 2b) : $0,117 + 0,0817 = \mathbf{0,198 \text{ kg/h}}$ de COT.

**Tableau 3.7 Rev02 Estimation des émissions atmosphériques du système de chauffage**

Paramètres		Charge moyenne	Charge maximale		
Puissance à l'alimentation (MW PCS)		4,4	10,5		
Pouvoir calorifique supérieur (PCS) du gaz (MJ/kg)		39,2	39,2		
Consommation de gaz (kg/h)		408,2	969,6		
Consommation de gaz (Sm ³ /h)		552,4	1311,9		
Consommation de gaz (GJ/h, PCS)		16,0	38,0		
Gaz de combustion (15% d'air en excès)					
Débit volumique normalisé (Nm ³ /h)		4 843	11 503		
Température (°C)		250	250		
Débit volumique actuel (Am ³ /h)		9 275	22 030		
Composition typique (% volume)					
CO ₂		8,3	8,3		
H ₂ O		17,0	17,0		
O ₂		2,5	2,5		
N ₂		70,8	70,6		
Ar+He		1,4	1,6		
Diamètre de la cheminée (m)		0,70	0,70		
Vitesse des gaz à la cheminée (m/s)		6,7	15,9		
Hauteur de la cheminée (m)		20	20		
Contaminants	Facteurs d'émission			Taux d'émission (kg/h)	
	(lb/10 ⁶ pi ³)	(g/GJ)	Réf./Note	Exploitation continue : 8760 h/an (en négligeant les arrêts annuels)	
NO _x	N.A.	20,8	2	0,33	0,79
CO	84	35,4	1	0,57	1,3
SO ₂	N.A.	0,16 – 0,43	3	0,0026 - 0,0068	0,0061 - 0,016
PMt = PM _{2,5}	7,6	3,20	1, 4	0,051	0,12
COT	11	4,64	1	0,074	0,18
COV	5,5	2,32	1	0,037	0,088
CO ₂	N.A.	49 010	5	783	1861
CH ₄	N.A.	0,966	5	0,015	0,037
N ₂ O	N.A.	0,861	5	0,014	0,033

- (1) Facteurs d'émission AP42 pour la combustion du gaz naturel. Les facteurs originaux en lb/10⁶ pi³ pour un gaz naturel de 1 020 BTU/pi³ sont aussi indiqués.
- (2) Facteur d'émission des NO_x correspondant à la norme proposée pour les chaudières et fours industriels dans le projet de *Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques* du Gouvernement canadien (7 juin 2014).
- (3) Basé sur les teneurs moyenne et maximum du soufre dans le gaz naturel (4 mg/Sm³ et 10 mg/Sm³ en 2014).
- (4) Somme des matières filtrables et condensables.
- (5) Facteurs d'émission du *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*.

Notes: Nm³: Volume à 0°C et à 1 atmosphère
Sm³: Volume à 15°C et à 1 atmosphère
Am³: Volume aux conditions de température et de pression ambiante



Tableau 3.7a Rev01 Estimation des émissions atmosphériques des torchères

Paramètres	Torchères			Pilotes			
	Chaude de procédé	Froide de procédé	Froide du réservoir de GNL	(par pilote)			
Type de gaz brûlé	Gaz naturel	Gaz naturel	Gaz naturel	Gaz de procédé			
Consommation de gaz (kg/s)	140	14	0,4	0,00041			
Consommation de gaz (Sm ³ /h)	712 871	71 287	2 037	2			
Pouvoir calorifique supérieur (PCS) du gaz (MJ/kg)	53,11	53,11	53,11	39,15			
Consommation de gaz (GJ/h, PCS)	26 767	2 677	76,5	0,058			
Contaminants	Facteurs d'émission			Taux d'émission (kg/h)			
	(lb/10 ⁶ pi ³)	(g/GJ)	Réf./Note	Cas maximums d'urgence (Cas exceptionnels)		Continu (8 760 h/an)	
NOx	0,068 lb/MMBTU	29,3	1	783	78	2,2	0,0017
CO	84	35,4	2	948	95	2,7	0,0020
SO ₂	N.A.	0,427	3	11,4	1,14	0,033	0,000025
PM	7,6	3,20	2, 4	85,7	8,57	0,24	0,00019
COT	N.A.	348	5	9 303	930,3	26,6	0,020
COV	N.A.	2,01	5	53,8	5,38	0,15	0,00012
CO ₂	N.A.	49 010	6	1 311 872	131 187	3 748	2,8
CH ₄	N.A.	346	5	9 249	924,9	26,4	0,0200
N ₂ O	N.A.	0,861	6	23,0	2,3	0,066	0,000050
Émissions annuelles				Total des torchères ⁽⁷⁾			Total pour 3 pilotes
Consommation de gaz (GJ/an, PCS)				54 278			1 521
Contaminants	Facteurs d'émission			(t/an)			
	(lb/10 ⁶ pi ³)	(g/GJ)	Réf./Note	(t/an)			
NOx	0,068 lb/MMBTU	29,3	1	1,6			0,045
CO	84	35,4	2	1,9			0,054
SO ₂	N.A.	0,160	3	0,0087			0,00065
PM	7,6	3,2	2, 4	0,17			0,0049
COT	N.A.	347,5	5	19			0,53
COV	N.A.	2,01	5	0,11			0,0031
CO ₂	N.A.	49 010	6	2 660			75
CH ₄	N.A.	346	5	19			0,53
N ₂ O	N.A.	0,861	6	0,047			0,0013

- (1) Facteurs d'émission AP42 pour les torchères industrielles.
- (2) Facteurs d'émission AP42 pour la combustion du gaz naturel. Les facteurs originaux en lb/10⁶ pi³ pour un gaz naturel de 1 020 BTU/pi³ sont aussi indiqués.
- (3) Basé sur la teneur en soufre dans le gaz naturel maximum (10 mg/Sm³) sur une base horaire ou la teneur moyenne (4 mg/Sm³) sur une base annuelle.
- (4) Somme des matières filtrables et condensables.
- (5) Facteurs d'émission basés sur une destruction du méthane et autres constituants du gaz naturel à 98%.
- (6) Facteurs d'émission du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère.
- (7) 10% du taux de production de l'usine, 1% du temps.

**Tableau 3.8 Rev02 Estimation des émissions fugitives de méthane et de COV des procédés**

Type de joint	Fluide	Nombre de joints	Facteurs ⁽¹⁾ d'émission (kg/h/source)	Réduction		Émissions de méthane t/an
				%	Justification	
Circuits de GN/GNL (100% méthane)						
Valves	Gaz	60	5,70E-04	0 %		0,30
Valves	Liquide	30	8,60E-04	0 %		0,23
Pompes	Liquide	4	2,91E-03	0 %		0,10
Surcompresseur à l'entrée (1)	Gaz	2	4,67E-02	0 %		0,82
Compresseur de gaz d'évaporation (2 unités, 4 stages dans deux boîtiers)	Gaz	8	4,67E-02	0 %		3,3
Valves de sécurité	Gaz	60	1,90E-04	100 %	Torchère	0,00
Valves de sécurité (réservoir de GNL)	Gaz	3	1,90E-04	0 %		0,00
Valves de sécurité	Liquide	50	1,90E-04	100 %	Torchère	0,00
Connecteurs	Gaz	330 ⁽²⁾	8,20E-04	0 %		2,37
Connecteurs	Liquide	150 ⁽²⁾	1,60E-04	0 %		0,21
Total - Circuits de GN/GNL (100% méthane)						7,3
Trains de réfrigération (25% méthane)						
Valves	Gaz	40	5,70E-04	0 %		0,05
Valves	Liquide	20	8,60E-04	0 %		0,04
Pompes	Liquide	0	2,91E-03	0 %		0,00
Compresseurs (2 unités, 2 stages)	Gaz	4	4,67E-02	0 %		0,41
Valves de sécurité	Gaz	40	1,90E-04	100 %	Torchère	0,00
Connecteurs	Gaz	210 ⁽²⁾	8,20E-04	0 %		0,38
Connecteurs	Liquide	50 ⁽²⁾	1,60E-04	0 %		0,018
Total - Trains de réfrigération						0,89
Total - Méthane						8,2
Émissions de COV des trains de réfrigération						
	% massique dans le fluide		Émissions (t/an)			
Éthylène	25 %		0,89			
Propane	25 %		0,89			
Butane	10 %		0,36			
Pentane	10 %		0,36			
COV	100 %		<u>2,50</u>			

(1) CAPP (2014), Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors.

(2) Le nombre approximatif de connecteurs a été établi en considérant deux connecteurs par valve ou par pompe et deux connecteurs par stage de compression. Le nombre de connecteur ainsi établi a été majoré de 25 % pour tenir compte des connexions entre les conduites et les connecteurs pour échantillonnage.

**Table 3.9 Rev01 Estimation des émissions atmosphériques de la génératrice d'urgence**

Paramètres		Valeurs		
Type de carburant		Carburant diesel		
Consommation de carburant (l/h)		656,8		
Pouvoir calorifique supérieur (PCS) du carburant (MJ/kg)		38,3		
Consommation de carburant (GJ/h, PCS)		25,2		
Gaz combustion				
Débit volumique normalisé sec (Nm ³ /h)		11 300		
Température (°C)		490,7		
Débit volumique actuel (Am ³ /h)		34 160		
Composition typique (% volume)				
CO ₂		7,6		
H ₂ O		7,5		
O ₂		9,1		
N ₂ + Ar		75,9		
Diamètre de la cheminée (m)		0,6		
Vitesse des gaz à la cheminée (m/s)		33,6		
Hauteur de la cheminée (m)		5 (typique)		
Contaminants	Facteurs d'émission			Taux d'émission (kg/h) (environ 52 h/an)
	(g/HPh sortie)	(g/GJ entrée)	Réf./Note	
NO _x	5,2	708,7	1	18
CO	0,42	56,0	1	1,4
SO ₂	N.A.	0,7	2	0,017
PM	0,037	4,9	1	0,12
COT	0,1	13,3	1	0,34
COV	N.A.	13,3	3	0,34
CO ₂	N.A.	69 530	4	1749
CH ₄	N.A.	3	4	0,087
N ₂ O	N.A.	10	4	0,26

- (1) Facteurs d'émission dérivés de données d'un fabricant pour un moteur de 2,5 MW. Les facteurs originaux en g/HPh sont aussi indiqués.
- (2) Bilan massique du soufre dans le carburant (15 ppm de S).
- (3) On suppose que tous les COT sont des COV.
- (4) Facteurs d'émission du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère.



Spécifications techniques pour une génératrice d'urgence (émissions atmosphériques)

STANDBY 2500 ekW 3125 kVA

60 Hz 1800 rpm 480 Volts

**TECHNICAL DATA**

Open Generator Set - - 1800 rpm/60 Hz/480 Volts	DM8266	
EPA Certified for Stationary Emergency Application (EPA Tier 2 emissions levels)		
Generator Set Package Performance		
Genset Power rating @ 0.8 pf	3125 kVA	
Genset Power rating with fan	2500 ekW	
Fuel Consumption		
100% load with fan	656.8 L/hr	173.5 Gal/hr
75% load with fan	510.8 L/hr	134.9 Gal/hr
50% load with fan	372.4 L/hr	98.4 Gal/hr
Cooling System¹		
Air flow restriction (system)	0.12 kPa	0.48 in. water
Air flow (max @ rated speed for radiator arrangement)	2800 m ³ /min	98881 cfm
Engine Coolant capacity with radiator/exp. tank	504.0 L	133.1 gal
Engine coolant capacity	233.0 L	61.6 gal
Radiator coolant capacity	271.0 L	71.6 gal
Inlet Air		
Combustion air inlet flow rate	204.2 m ³ /min	7211.3 cfm
Exhaust System		
Exhaust stack gas temperature	490.7 °C	915.3 °F
Exhaust gas flow rate	554.5 m ³ /min	19582.0 cfm
Exhaust flange size (internal diameter)	203.2 mm	8.0 in
Exhaust system backpressure (maximum allowable)	6.7 kPa	26.9 in. water
Heat Rejection		
Heat rejection to coolant (total)	826 kW	46975 Btu/min
Heat rejection to exhaust (total)	2502 kW	142288 Btu/min
Heat rejection to aftercooler	786 kW	44700 Btu/min
Heat rejection to atmosphere from engine	161 kW	9156 Btu/min
Heat rejection to atmosphere from generator	101.5 kW	5772.3 Btu/min
Alternator²		
Motor starting capability @ 30% voltage dip	6559 skVA	
Frame	1842	
Temperature Rise	150 °C	270 °F
Lube System		
Sump refill with filter	466.0 L	123.1 gal
Emissions (Nominal)³		
NOx g/hp-hr	5.32 g/hp-hr	
CO g/hp-hr	.42 g/hp-hr	
HC g/hp-hr	.1 g/hp-hr	
PM g/hp-hr	.037 g/hp-hr	

¹ For ambient and altitude capabilities consult your Cat dealer. Air flow restriction (system) is added to existing restriction from factory.

² Generator temperature rise is based on a 40 degree C ambient per NEMA MG1-32. UL 2200 Listed packages may have oversized generators with a different temperature rise and motor starting characteristics.

³ Emissions data measurement procedures are consistent with those described in EPA CFR 40 Part 89, Subpart D & E and ISO8178-1 for measuring HC, CO, PM, NOx. Data shown is based on steady state operating conditions of 77°F, 28.42 in HG and number 2 diesel fuel with 35° API and LHV of 18,390 btu/lb. The nominal emissions data shown is subject to instrumentation, measurement, facility and engine to engine variations. Emissions data is based on 100% load and thus cannot be used to compare to EPA regulations which use values based on a weighted cycle.



2.3 QUESTIONS ADDITIONNELLES VOLET GESTION DES EFFLUENTS

Question QC-39 (effluent et norme en hydrocarbures pétroliers), Addenda B page 42

À la réponse de la QC-39 de l'Addenda B, il est mentionné que l'effluent final du séparateur respectera en tout temps la norme de 2 mg/l. Afin d'éviter tout quiproquo, pouvez-vous confirmer qu'il s'agit bien de la norme de 2 mg/l en hydrocarbures pétroliers C₁₀-C₅₀?

Réponse QC-39 (effluent et norme en hydrocarbures pétroliers)

Il s'agit bien de la norme de 2 mg/l en hydrocarbures pétroliers C₁₀-C₅₀.

Sous-question 2a) de la question QC-40 (nettoyage des conduites et des réservoirs), Addenda B pages 43 et 44

Quel sera le volume d'eau généré pour le nettoyage des conduites et du réservoir de GNL (page 3.34 et page 7.3 de l'étude d'impact);

Ajouter l'information concernant les volumes requis pour le lavage des conduites et du réservoir de GNL et indiquer comme pour les autres effluents les volumes, fréquence et durée du rejet. Si le bilan de ces eaux est compris dans le volume (30 000 m³) requis pour les tests d'étanchéité (test hydrostatique), l'indiquer clairement.

Réponse à la sous-question 2a) de la question QC-40 (nettoyage des conduites et des réservoirs)

Le volume de l'effluent estimé à 30 000 mètres cubes sur une durée d'une semaine pour le test hydrostatique du réservoir englobe les volumes requis pour le nettoyage des conduites et du réservoir.

Commentaires pour le Tableau Add-B5 (effluents générés) :

Écrire *Lavage des glissières des bétonnières* (et non *Lavage des bétonnières*) puisque les bétonnières elles-mêmes seront nettoyées à l'usine de béton, tel qu'indiqué en page 3-28 de l'étude d'impact. Écrire *Test d'étanchéité du réservoir (test hydrostatique)*

Réponse aux commentaires pour le Tableau Add-B5 (effluents générés)

Voir la version révisée ci-dessous du tableau Add-B5.

Projet de liquéfaction de gaz naturel à Bécancour		Octobre 2014
617039	Stolt LNGaz Inc.	Addenda C / V-00

**Tableau Add-B5Rev01 Effluents générés**

Effluent	Débit (m ³ /h)	Fréquence	Durée
Période de construction			
Lavage des glissères des bétonnières	0,025	Intermittent	Durant la coulée en continue de 14 jours; 1 bétonnière à l'heure; 0,6 m ³ /d.
Tests d'étanchéité et eaux de nettoyage des conduites et du réservoir	150	Continu	Environ 7 jours
Eau de ruissellement	Sera fournit lors de l'ingénierie détaillée pour demande CA construction, voir réponse QC-42	Intermittent	Durée de la construction, 24 mois
Période exploitation			
Concentrât de l'osmose inverse	0,05	Continu	
Régénération de l'unité d'adoucissement (rinçage de la résine cationique)	0,50	Hebdomadaire	1 heure
Nettoyage de la membrane d'osmose inverse	0,60	Annuel	2 heures
Eaux de ruissellement des aires de procédé	0 à 40	Intermittent	

2.4 QUESTIONS ADDITIONNELLES VOLET ANALYSE DE RISQUES TECHNOLOGIQUES

Question QC-51, Soupape d'arrêt, Addenda B page 53 :

Règle générale, il n'est pas permis de placer une valve (soupape) d'arrêt ou d'isolation en amont d'une soupape de surpression (entre le réservoir à protéger et la soupape de surpression); expliquer pourquoi ce type d'installation est alors envisagé dans le cas présent.

Réponse QC-51, Soupate d'arrêt

L'installation d'une valve d'isolement en amont d'une valve de surpression ne serait pas acceptable s'il y avait une seule série de valve d'isolement/valve de surpression sur le réservoir. Advenant que la valve d'isolement soit fermée, le réservoir ne serait alors plus protégé contre une montée en pression.

Ce ne sera pas le cas avec le réservoir prévu car il y aura deux ou trois séries de valves d'isolement/valves de surpression assurant toujours une capacité d'évacuation de 100% si une des valves d'isolement est fermée pour permettre la réparation de la valve de surpression correspondante.

Projet de liquéfaction de gaz naturel à Bécancour		Octobre 2014
617039	Stolt LNGaz Inc.	Addenda C / V-00



La redondance (2 ou 3 séries de valves d'isolement) est exigée par le code CSA Z276, plus précisément à la section 7.6.2.2 reprise ci-dessous.

It shall be possible to isolate the pressure and vacuum safety relief valve for an LNG container from the container for maintenance or other purposes by means of a manual, full-opening stop valve. This stop valve shall be lockable or sealable in the fully open position. Sufficient pressure and vacuum relief valves shall be installed on the LNG container to allow each relief valve to be isolated individually for testing or maintenance while maintaining the full relieving capacities required. Where only one relief device is required, either a full-port-opening three-way valve connecting the relief valve and its spare to the container or two relief valves separately connected to the container, each with a valve, shall be installed.

Question additionnelle liée à la conduite localisée entre le réservoir de GNL et le navire

Puisque la conduite localisée entre le réservoir de GNL et le navire ne sera pas purgée entre les chargements de navires et que du GNL sera circulé dans la conduite pour préserver les conditions cryogéniques, est-ce que des moyens seront pris pour protéger la conduite advenant un accident routier?

Réponse à la question additionnelle liée à la conduite localisée entre le réservoir de GNL et le navire

Les conduites de GNL et de retour des vapeurs du GNL seront généralement composées d'acier inoxydable à double parois sous vide.

Toutes les conduites seront installées de manière à ce qu'elles ne soient pas exposées aux chocs externes. En raison de leur hauteur sur le râtelier (environ 5 m), elles seront hors d'atteinte des chocs physiques directs. Aux endroits où les conduites seront plus vulnérables aux collisions, une barrière d'acier ou de béton sera mise en place.

Environ 90% du tracé des conduites se retrouve le long du quai où la circulation routière est limitée, contrôlée et à vitesse réduite.

2.5 QUESTION ADDITIONNELLE VOLET PLAN DE COMPENSATION DES MILIEUX HUMIDES

Afin de compléter notre dossier pour la recevabilité de l'étude d'impact, nous aurions besoin que l'initiateur de projet prenne l'engagement de transmettre au MDDELCC le projet de compensation pour la perte du milieu humide présent sur le site, et ce, avant l'étape de l'analyse de l'acceptabilité environnementale du projet.

Réponse à la question additionnelle sur le plan de compensation

SLNGaz prend l'engagement de transmettre au MDDELCC le projet de compensation pour la perte du milieu humide présent sur le site, et ce, avant l'étape de l'analyse de l'acceptabilité environnementale du projet. Les discussions débiteront au cours de l'automne 2014.

Projet de liquéfaction de gaz naturel à Bécancour		Octobre 2014
617039	Stolt LNGaz Inc.	Addenda C / V-00

Analyse de risques individuels

TABLE DES MATIÈRES

	Page
1 INTRODUCTION	1
2 SCENARIOS CONSIDERES	1
3 LOGICIELS	2
4 PROBABILITES	2
4.1 PERTE DE CONFINEMENT	3
4.2 ÉVÈNEMENTS	4
4.2.1 Ignition immédiate	6
4.2.2 Formation d'une nappe	6
4.2.3 Ignition retardée du nuage de gaz	6
4.2.4 Ignition retardée de la nappe	7
4.2.5 Confinement et/ou congestion du gaz	7
4.3 METEOROLOGIE	7
4.4 FATALITES	7
5 CRITERES D'ACCEPTABILITE	8
6 RESULTATS	10
7 REFERENCES	11

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau K.1	Perte de confinement - Station d'entrée et unité de prétraitement..... 3
Tableau K.2	Perte de confinement - Unités de liquéfaction 3
Tableau K.3	Perte de confinement - Réservoirs de réfrigérant..... 3
Tableau K.4	Perte de confinement - Station de chargement des camions 4
Tableau K.5	Perte de confinement - Pipeline entre le réservoir de GNL et la jetée 4
Tableau K.6	Perte de confinement - Station de chargement des navires 4
Tableau K.7	Probabilités des événements 6
Tableau K.8	Probabilités de fatalité en fonction de différents niveaux d'exposition aux radiations et aux surpressions..... 8
Tableau K.9	Comparaison des critères d'acceptabilité du risque du CCAIM et du NFPA..... 9

LISTE DES FIGURES

Figure K.1	Arbre d'évènements..... 5
Figure K.2	Critères d'acceptabilité du risque pour l'aménagement du territoire 9
Figure K.3	Risque individuel du projet 10

1 INTRODUCTION

Le présent document présente la méthodologie et les résultats de l'évaluation du risque individuel pour le projet d'usine de liquéfaction de Stolt LNGaz à Bécancour. Ce document constitue la réponse au commentaire QC-30 et à la question QC-50 de l'addenda B de l'étude d'impact sur l'environnement du projet.

2 SCÉNARIOS CONSIDÉRÉS

Les scénarios considérés ont été identifiés à l'aide d'une analyse des dangers (HAZID) et l'évaluation des conséquences de ces scénarios a servi d'intrants à l'analyse du risque individuel.

Les scénarios considérés sont des fuites aux équipements suivants :

- Station d'entrée et unité de prétraitement;
- Unités de liquéfaction;
- Réservoirs de stockage des réfrigérant;
- Station de chargement des camions;
- Pipeline entre le réservoir de GNL et la jetée;
- Station de chargement des navires.

Chaque fuite peut avoir plusieurs conséquences avec différentes probabilités. Pour les substances inflammables, les conséquences potentielles sont les suivantes :

- BLEVE / Boule de feu (surpression / dose de radiations thermiques);
- Feu torche (radiations thermiques) :
 - Possiblement suivi par un feu de nappe résiduel.
- Feu éclair, immédiat ou avec délai (radiations thermiques) :
 - Possiblement suivi par un feu de nappe résiduel.
- Explosion, immédiate ou avec délai (surpression) :
 - Possiblement suivi par un feu de nappe résiduel.
- Feu de nappe, immédiat ou avec délai (radiations thermiques).

L'ingénierie du projet est actuellement à un niveau préliminaire. Pour cette raison, certaines simplifications ont été utilisées pour être en mesure de calculer le risque sur la base des données disponibles. Ainsi, les scénarios ayant des conséquences peu importantes n'ont pas été inclus dans cette analyse, par exemple ceux impliquant les conduites secondaires, les valves et certaines composantes. Les fuites à partir de ces dernières seraient normalement captées par les fosses de rétention prévues à l'usine, limitant ainsi considérablement les conséquences potentielles et leur contribution au risque individuel total.

Les scénarios de fuite à partir du réservoir de GNL à intégrité totale n'ont pas été retenus. En effet, ces scénarios ne contribuent pas significativement au risque individuel total en raison de leurs très faibles probabilités d'occurrence.

Par ailleurs, les simplifications suivantes ont été utilisées afin de majorer les conséquences potentielles :

- Les feux torches se produisent uniquement dans la direction horizontale;
- La direction d'une fuite est la même que celle de la direction du vent;
- Les feux de nappe résiduels n'ont pas considéré la présence de rétentions qui contribue à réduire la superficie des nappes et la portée des radiations thermiques;
- Les explosions sont calculées avec une source d'ignition au point le plus en aval du nuage.

3 LOGICIELS

Pour évaluer les conséquences potentielles des différents scénarios, le logiciel PHAST développé par DNV-GL a été utilisé. Les résultats obtenus avec PHAST ont été par la suite utilisés pour calculer le risque individuel en utilisant le logiciel et la méthodologie de Norconsult.

4 PROBABILITÉS

Le risque de fatalité lié à un scénario d'accident dépend de plusieurs probabilités qui doivent être combinées selon la relation suivante :

$$P (\text{perte de confinement}) \times P (\text{évènement}) \times P (\text{météorologie}) \times P (\text{fatalité})$$

La détermination de ces probabilités est résumée aux sous-sections suivantes.

4.1 PERTE DE CONFINEMENT

Les pertes de confinement dues aux défaillances d'équipements sont détaillées aux tableaux K1 à K 6. Elles ont été sélectionnées à partir des données citées dans les références suivantes :

- British Health and Safety Executive (HSE, 2012);
- Dutch "Purple book" (2005);
- International Association of Oil and Gas Producers (OGP).

Tableau K.1 Perte de confinement - Station d'entrée et unité de prétraitement

Rupture	Fuite majeure (25 mm)
1,6065 x10 ⁻⁵ par an (HSE)	2,067 x10 ⁻⁵ par an (HSE)
6,5 x10 ⁻⁹ par an, par mètre de conduite Pour 10 mètres : 6,5 x10 ⁻⁸ par an	6,7 x10 ⁻⁸ par an, par mètre de conduite Pour 10 mètres : 6,7 x10 ⁻⁷ par an
4 x10 ⁻⁶ par an, par unité pressurisée Pour 4 unités : 1,6 x10 ⁻⁵ par an	5 x10 ⁻⁶ par an, par unité pressurisée Pour 4 unités : 2,0 x10 ⁻⁵ par an

Tableau K.2 Perte de confinement - Unités de liquéfaction

Rupture	Fuite majeure (25 mm)
1,4 x10 ⁻⁵ par an (HSE)	2,5 x10 ⁻⁵ par an (HSE)
4 x10 ⁻⁶ par an, par unité pressurisée contenant du gaz Pour 2 unités : 8 x10 ⁻⁶ par an	5 x10 ⁻⁶ par an, par unité pressurisée contenant du gaz Pour 2 unités : 1 x10 ⁻⁵ par an
2 x10 ⁻⁶ par an, par unité pressurisée contenant du GNL ou GPL Pour 3 unités : 6 x10 ⁻⁶ par an	5 x10 ⁻⁶ par an, par unité pressurisée contenant du GNL ou GPL Pour 3 unités : 1,5 x10 ⁻⁵ par an

Tableau K.3 Perte de confinement - Réservoirs de réfrigérant

BLEVE	Fuite majeure (25 mm)
5 x10 ⁻⁷ par an (OGP)	5 x10 ⁻⁶ par an (HSE)
5 x10 ⁻⁷ par an par réservoir pressurisé contenant du GPL	5 x10 ⁻⁶ par an par réservoir pressurisé contenant du GPL

Tableau K.4 Perte de confinement - Station de chargement des camions

Rupture du boyau de transfert
4,16 x10 ⁻⁵ par an (HSE)
0,2 x10 ⁻⁶ par opération pour les raccordements et les boyaux Pour 4 camions par semaine et 52 semaines par an : 4,16 x10 ⁻⁵ par an

Tableau K.5 Perte de confinement - Pipeline entre le réservoir de GNL et la jetée

Rupture	Fuite majeure (25 mm)
9,62 x10 ⁻⁶ par an (HSE)	9,93 x10 ⁻⁵ par an (HSE)
6,5 x10 ⁻⁹ par an, par mètre de pipeline Pour 1482 m : 9,62 x10 ⁻⁶ par an	6,7 x10 ⁻⁸ par an, par mètre de pipeline Pour 1482 m : 9,93 x10 ⁻⁶ par an

Tableau K.6 Perte de confinement - Station de chargement des navires

Rupture du bras de chargement
7,28 x10 ⁻⁴ par an (HSE)
7 x10 ⁻⁶ par opération Pour 2 navires par semaine et 52 semaines par an : 7,28 x10 ⁻⁴ par an

4.2 ÉVÈNEMENTS

Ces probabilités correspondent aux divers événements qui mènent à différentes conséquences potentielles. Ces probabilités peuvent être représentées avec l'arbre d'événements général illustré à la figure K.1. Le tableau K.7 résume les probabilités utilisées dont les sources sont fournies aux sous-sections suivantes.

Figure K.1 Arbre d'évènements

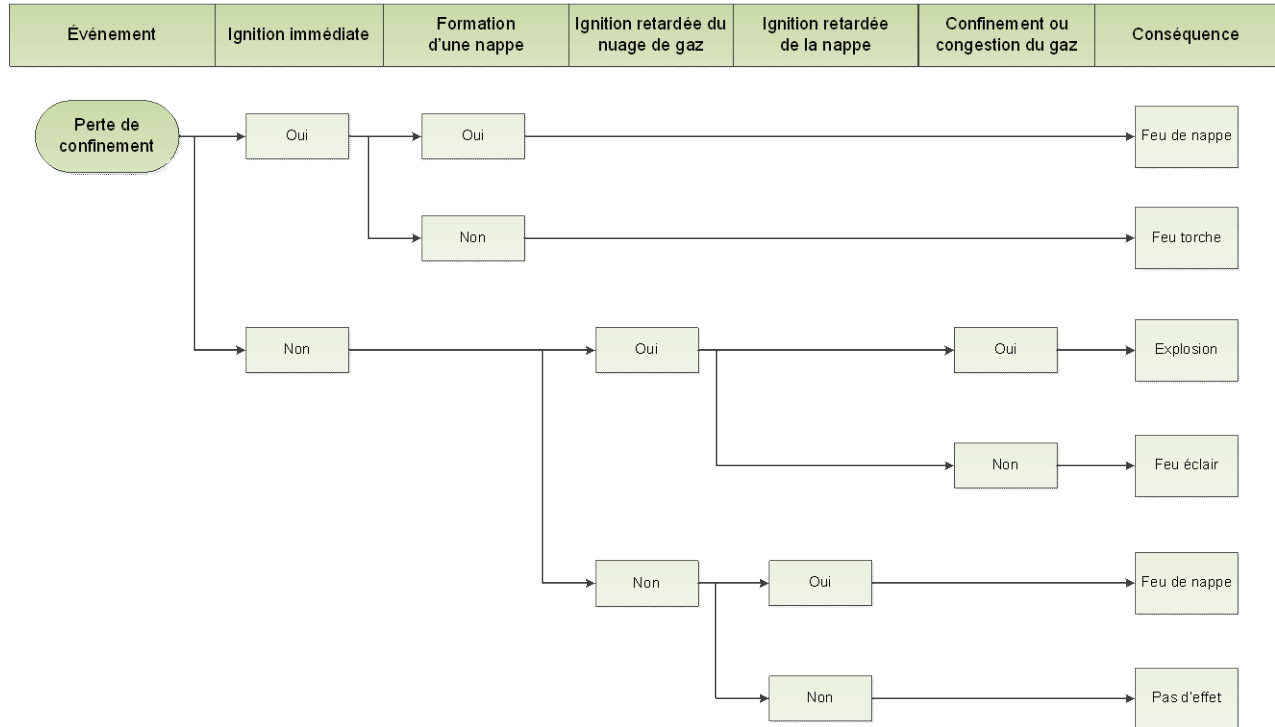


Tableau K.7 Probabilités des évènements

Relâchement	Ignition immédiate (oui/non)	Formation d'une nappe (oui/non)	Ignition retardée du nuage de gaz (oui/non)	Ignition retardée de la nappe (oui/non)	Confinement et/ou congestion du gaz (oui/non)
Station d'entrée et unité de prétraitement (rupture)	30% / 70%	Pas de nappe formée	10% / 90%	Pas de nappe formée	30% / 70%
Station d'entrée et unité de prétraitement (fuite majeure)	30% / 70%	Pas de nappe formée	5% / 95%	Pas de nappe formée	30% / 70%
Unité de liquéfaction (rupture)	30% / 70%	Pas de nappe formée	65% / 35%	Pas de nappe formée	40% / 60%
Unité de liquéfaction (fuite majeure)	30% / 70%	Pas de nappe formée	5% / 95%	Pas de nappe formée	40% / 60%
Stockage de réfrigérant (fuite majeure, sauf pentane)	30% / 70%	Pas de nappe formée	5% / 95%	Pas de nappe formée	30% / 70%
Stockage de réfrigérant (fuite majeure, pentane seulement)	30% / 70%	80% / 20%	5% / 95%	5% / 95%	30% / 70%
Aire de chargement des camions (fuite majeure)	30% / 70%	50% / 50%	5% / 95%	5% / 95%	25% / 75%
Pipeline entre le réservoir et la jetée (rupture)	30% / 70%	50% / 50%	15% / 85%	10% / 90%	35% / 65%
Pipeline entre le réservoir et la jetée (fuite majeure)	30% / 70%	50% / 50%	5% / 95%	5% / 95%	30% / 70%
Aire de chargement des navires (fuite majeure)	30% / 70%	50% / 50%	5% / 95%	5% / 95%	30% / 70%

4.2.1 Ignition immédiate

Une probabilité de 30% pour l'ignition immédiate de fuites avec un impact mécanique à énergie élevée a été retenue pour tous les scénarios (Woodward and Pitblado, 2010).

4.2.2 Formation d'une nappe

Ces probabilités ont été déterminées à partir des résultats des simulations avec le logiciel PHAST et sur la base de jugements professionnels en considérant les installations en place. Des estimés conservateurs ont été retenus en considérant que les feux torches ont des conséquences plus importantes que les feux de nappe, ces derniers étant habituellement confinés dans des rétentions.

4.2.3 Ignition retardée du nuage de gaz

Toutes les données proviennent des documents publiés par OGP, laquelle indique des probabilités d'ignition en fonction du débit de fuite. Des facteurs de sécurité ont été appliqués dans certains cas.

Pour la rupture du pipeline vers la jetée, la valeur la plus élevée parmi celles colligées par OGP a été retenue.

4.2.4 Ignition retardée de la nappe

Ces probabilités ont été déterminées à partir des résultats des simulations et sur la base de jugements professionnels en considérant les mesures de sécurité en place (rétention, contrôle des sources, etc.) de même que les installations et activités à proximité.

4.2.5 Confinement et/ou congestion du gaz

Ces probabilités ont été estimées à partir des données citées dans la littérature, de même qu'à partir de jugements professionnels en considérant les installations autour des relâchements et la réactivité du gaz.

Une distribution bêta a été utilisée pour décrire la probabilité d'explosion à des distances différentes du point de rejet. Cette répartition donne une probabilité plus élevée à proximité du point de rejet et une probabilité plus faible au point le plus éloigné du nuage de vapeur.

4.3 MÉTÉOROLOGIE

Des scénarios considérant la vitesse et la direction du vent, la température ambiante et l'humidité ont été établis pour représenter la variation météorologique. Une probabilité pour chacun de ceux-ci a été calculée à partir des données météorologiques disponibles pour Bécancour.

4.4 FATALITÉS

Pour calculer les probabilités de fatalité, divers niveaux de radiations thermiques et de surpression ont été utilisés. Des charges thermiques exprimées en $(\text{kW}/\text{m}^2)^{(4/3)}$.s ont été utilisées pour les BLEVE en les convertissant préalablement en radiations thermiques exprimées en kW/m^2 à partir d'une exposition de 15 secondes.

Les données utilisées proviennent des références suivantes :

- Charge de radiations thermiques : Woodward and Pitblado (2010);
- Radiations thermiques : OGP (2010);
- Surpressions : OGP (2010), MENV (2002) and NSW (2011).

Les probabilités sont résumées au tableau K.8. Pour demeurer conservateur dans l'évaluation du risque, la valeur de 5% a été utilisée pour les probabilités entre 1 et 5%.

**Tableau K.8 Probabilités de fatalité en fonction de différents niveaux d'exposition aux radiations et aux surpressions**

P (fatalité)	Radiation	Surpression	Radiation courte période (BLEVEs)
1 - 5 %	5	13,8 kPa (0,138 bar)	23 kW/m ²
50 %	13	35 kPa (0,35 bar)	39 kW/m ²
100 %	35	50 kPa (0,5 bar)	60 kW/m ²

5 CRITÈRES D'ACCEPTABILITÉ

Note : Cette section de l'annexe K est similaire à la section 8.7 du rapport final de l'étude d'impact sur l'environnement du projet.

Le risque individuel est formellement défini comme la fréquence à laquelle un individu peut s'attendre à subir un effet négatif défini en raison de la réalisation de dangers spécifiques (IChemE, 1992). Il est normalement considéré comme étant le risque de fatalité subi par un individu situé en tout temps à un endroit précis à proximité de la source de risque. Le risque individuel est exprimé sous forme de probabilité de fatalité pendant une année, autrement dit le nombre 1 divisé par la période de retour.

Le Conseil canadien des accidents industriels majeurs, qui était un organisme multipartite (gouvernements fédéral et provinciaux, municipalités, industries), a élaboré des lignes directrices concernant les affectations du sol à proximité d'une source de risque (CCAIM, 1995). Ces critères ont été développés à partir de la politique appliquée par le gouvernement du Royaume-Uni (HSE, 1989). Ces lignes directrices sont aujourd'hui endossées par la Société canadienne de génie chimique (SCGC, 2014). En 2008, une modification y a été apportée afin d'inclure une catégorie additionnelle pour les populations les plus vulnérables. Les critères préconisés pour les affectations et les usages de sol sont illustrés à la figure K.2.

Le code américain NFPA 59A, qui est normalement utilisé dans l'industrie du GNL dans le monde entier, présente également des critères d'acceptabilité pour le risque individuel. Le tableau K.9 établit une comparaison des critères du CCAIM (Conseil canadien des accidents industriels majeurs) et du NFPA. Cette comparaison permet d'établir que les critères sont assez similaires. La norme américaine est toutefois plus stricte sur les usages admissibles dans les zones de risque supérieures à 10^{-5} par an et ne donne pas d'indication sur le risque applicable aux usages industriels. Ces critères sont aussi compatibles avec ceux recommandés au Royaume-Uni (HSE, 1989) où le risque maximum tolérable pour les membres du public est de 10^{-5} par an, alors que le risque négligeable est considéré comme étant de 10^{-6} par an.

Figure K.2 Critères d'acceptabilité du risque pour l'aménagement du territoire

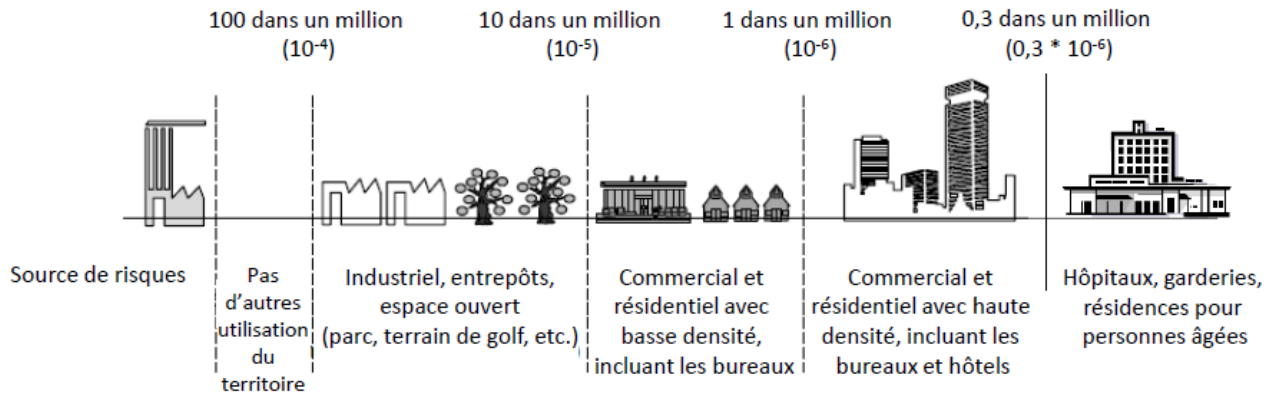


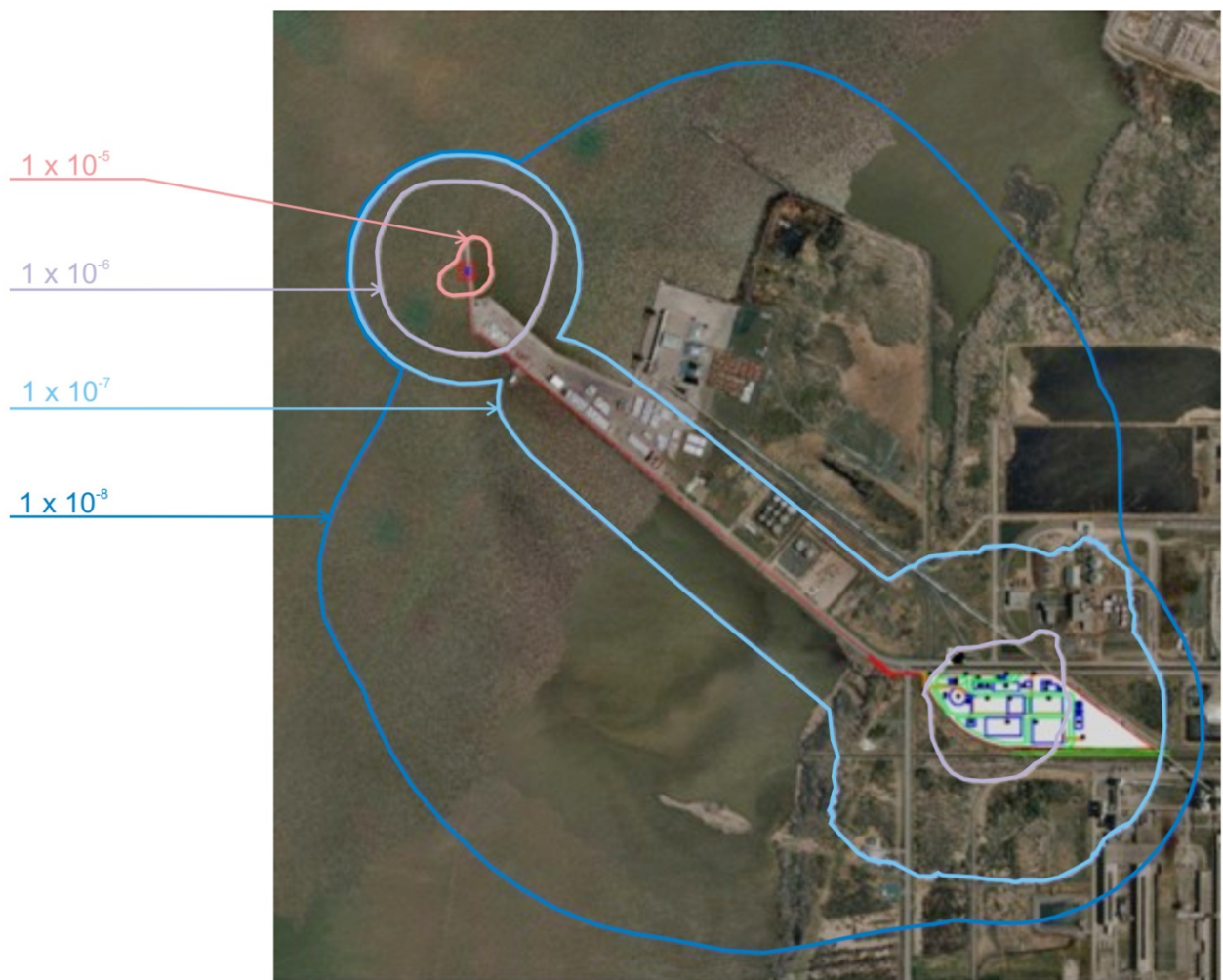
Tableau K.9 Comparaison des critères d'acceptabilité du risque du CCAIM et du NFPA

Probabilité de fatalité	CCAIM, SCGC	NFPA 59A
Supérieur à 10 ⁻⁴ par an	Aucun usage du sol autre qu'industriel n'est permis.	Supérieur à 10 ⁻⁵ par an.
Entre 10 ⁻⁵ et 10 ⁻⁴ par an	Usages impliquant la présence d'un nombre limité de gens et permettant une évacuation rapide (installations manufacturières, entrepôts, espaces verts).	Lieux occasionnellement occupés (station de pompage, postes électriques, etc.).
Entre 10 ⁻⁶ et 10 ⁻⁵ par an	Usages avec présence permanente d'un nombre limité d'occupants ainsi que des lieux pouvant facilement être évacués (habitations à faible densité, bureaux et autres entreprises commerciales semblables).	Lieux de travail, commerce de détail et de services auxiliaires, résidences dans les zones avec une densité de 28 à 90 personnes / hectare.
Entre 3x10 ⁻⁷ et 10 ⁻⁶ par an	Usages impliquant la présence permanente d'un nombre élevé d'occupants (commerces, hôtels et résidences avec haute densité d'occupants), sauf lorsque l'évacuation est plus difficile (hôpitaux, garderies, résidences de personnes âgées, etc.).	Toutes les autres structures et les activités sont permises, à l'exception des églises, des écoles, des hôpitaux, des zones importantes de rassemblement public et d'autres établissements sensibles.
Inférieur à 3x10 ⁻⁷ par an	Tous les usages sont permis.	Toutes les autres structures et les activités sont permises.

6 RÉSULTATS

La figure K.3 illustre la répartition des niveaux de risque individuel autour des installations du projet d'usine de liquéfaction de Stolt LNGaz à Bécancour. Tel qu'indiqué, les niveaux de risque supérieur à 10^{-8} par an sont restreints au PIPB et au fleuve St-Laurent à proximité de la jetée. Il n'y a pas de population exposée à un risque supérieur à 10^{-6} par an ou de bâtiments vulnérables exposés à un risque supérieur à 3×10^{-7} par an, ce qui est conforme aux critères d'acceptabilité mentionnés à la section 5.

Figure K.3 Risque individuel du projet



7 RÉFÉRENCES

- HSE ,1989. *Risk criteria for land-use planning in the vicinity of major industrial hazards*. Health and Safety Executive, England.
- HSE, 28/06/2012. *Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessments*. Health and Safety Executive, England.
- I.Chem.E, 1992. *Nomenclature for Hazard and Risk Assessment in the Process Industries*. Institution of Chemical Engineers, UK.
- MIACC, 1995. *Hazardous Substances Risk Assessment: a Mini-Guide for municipalities and Industry*. Canada.
- Ministère de l'Environnement du Québec (MENV), 2002. *Guide d'analyse des risques d'accidents technologiques majeurs*. Document de travail, Ministère de l'environnement, Direction des évaluations environnementales, Québec, Canada.
- NFPA 59A, 2013. *Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)*. ISBN: 978-145590462-4. 2013 Edition
- NSW, 2011. New South Wales Department of Planning, *Hazardous Industry Planning Advisory Paper No 4 - Risk Criteria for Land Use Safety Planning* ISBN: 978-0-73475-923-8, January 2011.
- OGP, 2010. *OGP Risk Assessment Data Directory - Vulnerability of humans*. Report No. 434 - 14.1, March 2010. Digitally available on: <http://www.ogp.org.uk/pubs/434-14.pdf>
- PSM, 2008.
<http://www.cheminst.ca/sites/default/files/pdfs/Connect/PMS/the%20accompanying%20cover%20note.pdf>
- Purple book, 2005. *Guidelines for quantitative risk assessment*. Publication Series on Dangerous Substances (PGS 3), national Institute of Public health and the Environment, State Secretary of Housing Spatial Planning and the Environment in Netherlands, Netherland.
- STP 1150, 1990. *Fire Hazard and Fire Risk Assessment*. Ed. 1150, Philadelphia, USA.
- Villafane, Darbra and Casal. *Flash Fire: historical analysis and modeling*. Univeristat Politecnica de Catalunya.
- Woodward J. and Pitblado R., 2010. *LNG Risk Based Safety – Modelling and Consequence Analysis*, Wiley and Sons, USA.



SNC • LAVALIN

550, rue Sherbrooke Ouest, 1^{er} étage
Montréal (Québec) Canada, H3A 1B9

Tel. : (514) 393-1000

Télécopieur : (514) 392-4758