



SNC · LAVALIN

(S&T)<sup>2</sup> Consultants Inc.

Rapport - Version 03

Analyse de cycle de vie comparative des émissions  
de gaz à effet de serre (GES)

Stolt LNGaz Inc.



SNC-LAVALIN INC.

(S&T)<sup>2</sup> Consultants Inc.

Février 2015

RAPPORT

Project n°617039-14\_V-03\_FINAL





SNC • LAVALIN

(S&T)<sup>2</sup> Consultants Inc.

Analyse de cycle de vie comparative des émissions  
de gaz à effet de serre (GES)

Stolt LNGaz

Février 2015

617039-14\_V-03\_FINAL

SNC-LAVALIN INC.

Préparé par :

MYRZAH BELLO, M.SC., M. ENV.

Directrice, Changements climatiques

Vérifié par:

JENNY VIEIRA, ENG.

Directrice, Qualité de l'air

Vérifié par :

DON O'CONNOR  
(S&T)<sup>2</sup> CONSULTANTS INC.  
604 590 5260

[DOCONNOR@DCCNET.COM](mailto:DOCONNOR@DCCNET.COM)

## AVIS AU LECTEUR

Le présent rapport a été préparé, et les travaux qui y sont mentionnés ont été réalisés par SNC-Lavalin inc. (SNC-Lavalin) et (S&T)<sup>2</sup> Consultants Inc. (S&T)<sup>2</sup>, 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. 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 et (S&T)<sup>2</sup> ne sont aucunement responsables 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 et de (S&T)<sup>2</sup> 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.

Il est interdit à toute personne, autre que le Client, de reproduire ou de distribuer ce rapport, de l'utiliser ou de prendre une décision fondée sur son contenu, en tout ou en partie, sans la permission écrite expresse du Client, de SNC-Lavalin et de (S&T)<sup>2</sup>.

Le rapport original destiné au Client a été produit en anglais. Seule l'annexe présentant la revue critique du panel d'experts indépendants n'a pas été traduite en français.



## LISTE DES COLLABORATEURS

### SNC-Lavalin inc.

#### *Évaluation et révision*

Myrzah Bello, M. Sc., M. Env.

Évaluation et rédaction

Jenny Vieira, ing.

Évaluation et révision

Simon Piché, ing., Ph. D.

Réviseur principal

#### *Édition*

Claudine Gagnon

Spécialiste de l'édition

### (S&T)<sup>2</sup> Consultants Inc.

Don O'Connor

Évaluation et révision

### Comité de révision

Président : Bruno Gagnon, ing., Ph. D.

Consultant principal, Ernst & Young

Réviseur externe : Pierre-Olivier Roy, B. ing., Ph. D.

Consultant en environnement, CIRAIG

Réviseur externe : Devin O'Grady, B. ing., M. ing.

Conseiller technique, Ressources naturelles  
Canada

### Client (Stolt LNGaz Inc.)

Richard Brosseau

Directeur des Affaires publiques et des relations avec les communautés

Rodney Semotiuk

Directeur général

Bjorn Torkildsen

Président de la compagnie et de son conseil d'administration

Analyse du cycle de vie comparative des gaz à effet de serre (GES) – Projet SLNGaz

Février 2015

617039-14

Stolt LNGaz Inc.

Rapport V-03 FINAL

## TABLE DES MATIÈRES

	Page
AVIS AU LECTEUR .....	I
LISTE DES COLLABORATEURS .....	II
TABLE DES MATIÈRES .....	III
LISTE DES TABLEAUX .....	V
LISTE DES FIGURES .....	VI
LISTE DES ANNEXES .....	VI
LISTE DES ACRONYMES .....	VII
SYMBOLES CHIMIQUES .....	VIII
<b>1 INTRODUCTION .....</b>	<b>1</b>
1.1 DESCRIPTION DU PROCÉDÉ DE GNL .....	1
1.2 MÉTHODE D'ANALYSE DU CYCLE DE VIE (ACV) .....	2
<b>2 DÉFINITION DES OBJECTIFS ET DU CHAMP DE L'ÉTUDE .....</b>	<b>4</b>
2.1 OBJECTIFS DE L'ÉTUDE .....	4
2.2 CHAMP DE L'ÉTUDE .....	4
2.2.1 Frontières des systèmes .....	10
2.2.2 Limites temporelles .....	16
2.2.3 Approche d'allocation .....	16
2.2.4 Impacts du changement d'utilisation des sols .....	17
2.2.5 Impacts de l'analyse du cycle de vie .....	18
2.2.6 Limitations .....	18
<b>3 INVENTAIRE DU CYCLE DE VIE (ICV) .....</b>	<b>20</b>
3.1 DONNÉES DE L'INVENTAIRE DU CYCLE DE VIE (ICV) .....	20
3.1.1 Modèle GHGenius .....	20
3.1.2 Sources de données .....	21

3.1.3	Exigences sur la qualité des données et amélioration des données .....	25
3.1.4	Catégories d'impacts .....	29
3.1.5	Méthode de calcul .....	30
<b>4</b>	<b>RÉSULTATS .....</b>	<b>31</b>
<b>5</b>	<b>INCERTITUDE.....</b>	<b>34</b>
5.1	INCERTITUDE DES PARAMÈTRES.....	34
5.2	INCERTITUDE DES SCÉNARIOS .....	35
5.2.1	Contrôle des émissions de méthane des traversiers .....	35
5.2.2	Approvisionnement en gaz naturel .....	35
5.2.3	Émissions fugitives de gaz naturel .....	37
5.2.4	Approvisionnement en pétrole brut.....	38
5.3	INCERTITUDE DU MODÈLE .....	38
<b>6</b>	<b>REVUE CRITIQUE .....</b>	<b>40</b>
<b>7</b>	<b>RÉFÉRENCES .....</b>	<b>41</b>

## LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 2-1 : Systèmes de produit et fonction principale .....	5
Tableau 2-2 : Unité fonctionnelle, flux de référence et paramètre clé .....	5
Tableau 2-3 : Processus inclus dans l'ACV comparative.....	12
Tableau 2-4 : Allocation alternative des émissions des raffineries.....	17
Tableau 3-1 : Sources des données, données sur l'activité et facteurs d'émission.....	21
Tableau 3-2 : Comparaison des émissions des GES selon la Directive sur la qualité des carburants de l'UE et GHGenius .....	28
Tableau 3-3 : Évaluation quantitative des données de GHGenius.....	29
Tableau 3-4 : Potentiel de réchauffement planétaire (PRP <sub>100</sub> ) des trois principaux GES du quatrième (AR4) et du second (SAR) rapport d'évaluation du GIEC .....	30
Tableau 4-1 : Résultats globaux de l'inventaire – Du berceau à la tombe (tête du puits à l'utilisation du combustible) .....	31
Tableau 4-2 : Résultats par étape du cycle de vie – Scénario du projet de GNL .....	32
Tableau 4-3 : Résultats par étape du cycle de vie – Scénario de référence .....	32
Tableau 4-4 : Comparaison de la contribution des émissions par localisation .....	33
Tableau 4-5 : Comparaison de la contribution des émissions par type de source .....	33
Tableau 5-1 : Analyse de sensibilité sur les facteurs de PRP .....	34
Tableau 5-2 : Analyse de sensibilité – Contrôle des émissions de méthane des traversiers.....	35
Tableau 5-4 : Analyse de sensibilité sur l'approvisionnement en gaz naturel .....	37
Tableau 5-5 : Analyse de sensibilité sur les émissions fugitives de gaz naturel – Étape d'acquisition des matières premières et de prétraitement – Parcours des États-Unis.....	37
Tableau 5-6 : Analyse de sensibilité sur l'approvisionnement en pétrole brut.....	38

## LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1-1 : Étapes d'une ACV (source : adapté de la figure 1 de la norme ISO 14040:2006)....	3
Figure 2-1 : Scénario de projet .....	6
Figure 2-2 : Frontières du système – Activités et processus.....	11
Figure 5-1 : Pourcentage de gaz américain consommé en Ontario et au Québec .....	36

## LISTE DES ANNEXES

Annexe A :	Approvisionnement en pétrole brut pour 2014 et 2017
Annexe B :	Réseaux électriques
Annexe C :	Rapport de revue critique



## LISTE DES ACRONYMES

ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
ACV	Analyse du cycle de vie
AR4	Quatrième rapport d'évaluation
CCNUCC	Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i>
É.-U.	États-Unis
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GN	Gaz naturel
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz de pétrole liquéfiés
ISO	Organisation internationale de normalisation
OPGEE	Estimateur des émissions de gaz à effet de serre de la production pétrolière
PADD	<i>Petroleum Administration for Defense Districts</i>
PCA	Principaux contaminants atmosphériques
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
SAR	Deuxième rapport d'évaluation
SLNGaz	Stolt LNGaz Inc.
UE	Union européenne

## SYMBOLES CHIMIQUES

CO <sub>2</sub>	Dioxyde de carbone
CH <sub>4</sub>	Méthane
HFC	Hydrofluorocarbone
N <sub>2</sub> O	Oxyde nitreux

## 1 INTRODUCTION

Stolt LNGaz (ci-après SLNGaz) est à la phase d'autorisation de son usine de liquéfaction de gaz naturel liquéfié (GNL), prévue pour entrer en service en 2017 à Bécancour, au Québec. L'objectif de SLNGaz est de fournir du gaz naturel à des clients industriels qui ne sont pas connectés actuellement au réseau de distribution de gaz naturel québécois et d'expédier tout surplus aux marchés européens et autres marchés. Le Projet représente une opportunité intéressante pour ces clients potentiels pour améliorer à la fois leur compétitivité économique et leur performance environnementale.

L'unité d'affaires Environnement et eau de SNC-Lavalin inc. (ci-après SNC-Lavalin) et (S&T)<sup>2</sup> Consultants Inc. (ci-après (S&T)<sup>2</sup>) ont été mandatées par SLNGaz afin de préparer une analyse du cycle de vie (ACV) comparant plusieurs scénarios, dont le scénario de fournir du GNL à des clients industriels dans le futur et le *statu quo*, c'est-à-dire le scénario de référence où le diesel, le mazout lourd ou les gaz de pétrole liquéfiés (GPL) sont utilisés en l'absence d'un accès au gaz naturel. L'ACV est réalisée conformément aux exigences des normes 14040<sup>1</sup> et 14044<sup>2</sup> de l'Organisation internationale de normalisation (ISO).

### 1.1 DESCRIPTION DU PROCÉDÉ DE GNL

La liquéfaction du gaz naturel est obtenue au moyen de technologies reconnues et éprouvées, en refroidissant le gaz naturel à des températures atteignant -162 °C (point d'ébullition du méthane à la pression de réserve). L'usine de SLNGaz fonctionnera à l'électricité. La production de GNL suivra les principales étapes suivantes :

- Ajustement de la pression et de la température;
- Élimination du mercure;
- Élimination des gaz acides (dioxyde de carbone et sulfure d'hydrogène);
- Élimination de l'eau (déshydratation/séchage);
- Liquéfaction du gaz naturel;
- Stockage du GNL (à pression atmosphérique et à des températures cryogéniques);
- Chargement du GNL dans les bateaux et les camions.

<sup>1</sup> ISO 14040:2006, Management environnemental – Analyse du cycle de vie – Principes et cadre.

<sup>2</sup> ISO 14044:2006, Management environnemental – Analyse du cycle de vie – Exigences et lignes directrices.

Le gaz naturel livré à partir du système de gazoduc Trans Québec & Maritimes (Gazoduc TQM) sera dosé et conditionné avant d'être liquéfié dans un état cryogénique. Le GNL est stocké sur le site dans un réservoir à intégrité totale et transporté par bateaux ou par camions.

L'usine sera également équipée d'un système de récupération des gaz de vaporisation et d'évaporation, de systèmes de chauffage et de refroidissement (aérothermes), de torchères et de services auxiliaires tels que la production d'eau déminéralisée, d'azote et d'air comprimé.

L'usine de GNL prévoit deux unités de liquéfaction. Bien que l'étude d'impact sur l'environnement<sup>3</sup> de l'usine de GNL ait porté sur le scénario de deux unités pour une production de 2 800 tonnes par jour, la présente analyse est basée sur le fonctionnement d'une unité, soit une production de 1 400 tonnes par jour, ce qui correspond aux conditions du marché pour 2017 selon une analyse de marché détaillée réalisée pour SLNGaz.

## 1.2 MÉTHODE D'ANALYSE DU CYCLE DE VIE (ACV)

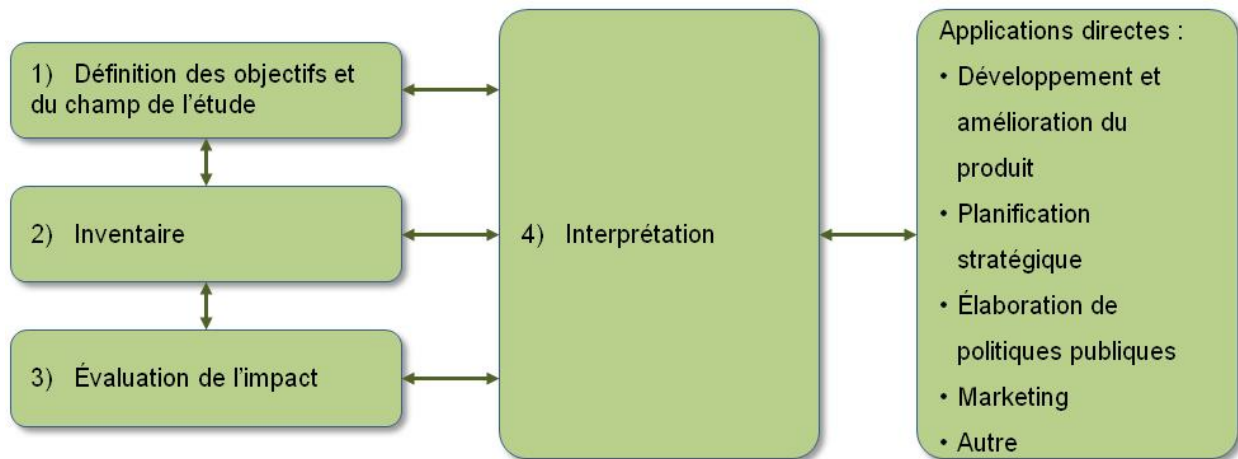
L'analyse du cycle de vie évalue la performance environnementale d'un produit ou d'une activité tout au long de son cycle de vie. Il s'agit donc d'une approche holistique qui tient compte de l'extraction et de la transformation des matières premières, des procédés de fabrication, du transport et de la distribution, de l'utilisation et de la gestion de la fin de vie du produit. En plus de la quantification des divers gaz à effet de serre, l'ACV évalue les autres impacts environnementaux, ce qui en fait une méthode privilégiée pour la comparaison de scénarios alternatifs.

Après la définition des limites du système, les matériaux et l'énergie qui entrent et sortent du système à chaque étape de la vie d'un produit sont quantifiés et les impacts évalués. Les résultats d'une ACV peuvent être utilisés par les entreprises et les autorités de réglementation à des fins stratégiques ou environnementales. L'ACV porte uniquement sur les impacts environnementaux du système d'un produit, alors que les impacts économiques et sociaux ne font typiquement pas partie de son champ d'application. L'ACV est une approche rigoureuse et elle est définie dans les normes ISO en quatre étapes distinctes, telles qu'illustrées à la figure 1-1.

---

<sup>3</sup> Étude d'impact sur l'environnement déposée au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les Changements climatiques, SNC-Lavalin inc., Octobre 2014.





**Figure 1-1 : Étapes d'une ACV** (source : adapté de la figure 1 de la norme ISO 14040:2006)

Les quatre étapes d'une ACV sont brièvement définies comme suit :

- 1) Définition des objectifs et du champ de l'étude : comprend la définition de l'application visée, l'objectif de l'étude, le public visé, l'unité fonctionnelle et la définition des limites du système, entre autres.
- 2) Inventaire : les entrées d'énergie et de matériaux sont quantifiées et les flux pour chaque processus sont liés par l'unité fonctionnelle choisie.
- 3) Évaluation de l'impact : des catégories d'impact environnemental sont sélectionnées (p. ex., changements climatiques) et les résultats de l'inventaire sont utilisés pour calculer les résultats des indicateurs de catégorie.
- 4) Interprétation : les résultats de l'inventaire et l'évaluation de l'impact sont utilisés pour identifier toute problématique et dégager des conclusions, des limitations et des recommandations.

## 2 DÉFINITION DES OBJECTIFS ET DU CHAMP DE L'ÉTUDE

Les sections suivantes définissent en détail l'objectif et le champ de l'ACV auxquels toutes les autres phases de l'ACV doivent se conformer.

### 2.1 OBJECTIFS DE L'ÉTUDE

L'usine de Stolt LNGaz à Bécancour offrira une alternative aux industries qui ne sont pas reliées au réseau de gaz naturel en leur fournissant du GNL ce qui leur permettra de réduire leurs coûts énergétiques et de les aider à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre (GES). Le but et l'application prévue de l'étude est de fournir une comparaison cohérente des impacts environnementaux associés à l'approvisionnement en GNL dans les régions éloignées, les zones non connectées au réseau de gaz naturel ou les zones desservies, mais dont le gazoduc a une capacité limitée par rapport au scénario de référence : l'utilisation du diesel et/ou du mazout lourd et/ou des GPL et/ou de l'huile à chauffage. Le réchauffement climatique causé par les émissions de GES est l'impact environnemental évalué dans cette ACV comparative. Tous les autres impacts environnementaux sont exclus de cette étude.

Les résultats et les conclusions de l'étude sont destinés à être divulgués au public avec l'intention de présenter les avantages environnementaux attendus de l'utilisation du GNL plutôt que du diesel et/ou du mazout lourd et/ou des GPL et/ou de l'huile à chauffage.

### 2.2 CHAMP DE L'ÉTUDE

Cette étude comparative comprend deux systèmes de produit à considérer :

- Le projet : utilisation de GNL;
- Le scénario de référence : utilisation d'une combinaison d'autres combustibles : diesel, GPL, mazout lourd et huile à chauffage.

La fonction principale des systèmes est de fournir de l'énergie à l'aide de différents équipements : installations de combustion fixe, équipement fixe de production d'électricité et équipement mobile. Aucune fonction additionnelle/secondaire n'est considérée dans cette étude.

L'inventaire de cette ACV comparative couvrira du berceau à la tombe, soit de la tête du puits à l'utilisation du combustible.

Les tableaux 2-1 et 2-2 ci-dessous présentent succinctement les deux systèmes de produits qui sont comparés, la fonction principale, l'unité fonctionnelle, les flux de référence et les paramètres clés.

Tableau 2-1 : Systèmes de produit et fonction principale

Scénario	Produit	Fonction principale
Projet	GNL	Fournir de l'énergie à l'utilisateur final du combustible (avant combustion)
Référence	Combinaison d'autres combustibles, dont : diesel, mazout lourd, GPL et huile à chauffage	

Tableau 2-2 : Unité fonctionnelle, flux de référence et paramètre clé

Scénario	Produit	Unité fonctionnelle	Flux de référence	Paramètre clé
Projet	GNL	GJ livrées en 2017 au Québec (62 %), en Suède (15 %), dans les Caraïbes (20 %) et dans le nord-est des É.-U. (3 %)	En 2017 : 500 000 tonnes de GNL	GJ livrées à l'utilisateur final (avant la combustion)
Référence	Combinaison de combustibles : diesel, mazout lourd, GPL et huile à chauffage		En 2017 : 227 217 kl de diesel + 365 407 kl de mazout lourd + 84 396 kl de GPL + 21 586 kl d'huile à chauffage	

Dans ce rapport, l'énergie est toujours exprimée en fonction du pouvoir calorifique supérieur (PCS), car cette mesure est utilisée dans la majorité des transactions commerciales en Amérique du Nord et elle sert de référence pour l'énergie dans le règlement québécois concernant la déclaration d'émissions atmosphériques<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, site Web : [http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=3&file=/Q\\_2/Q2R15.HTM](http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=3&file=/Q_2/Q2R15.HTM).

Le flux de référence de 500 000 tonnes de GNL fournit 27 195 000 GJ aux utilisateurs finaux (avant la combustion). Afin de fournir cette quantité d'énergie, les flux de référence ont été établis pour les deux scénarios, comme présentés au tableau 2-2. Les PCS cités dans le règlement québécois concernant la déclaration d'émissions atmosphériques pour le diesel (aussi utilisé pour l'huile à chauffage), le mazout lourd et les GPL ont été utilisés pour estimer le volume de chaque combustible du scénario de référence.

Les pourcentages d'utilisation par combustible sont pris en considération dans le scénario de référence, tels que présentés à la figure 2-1.

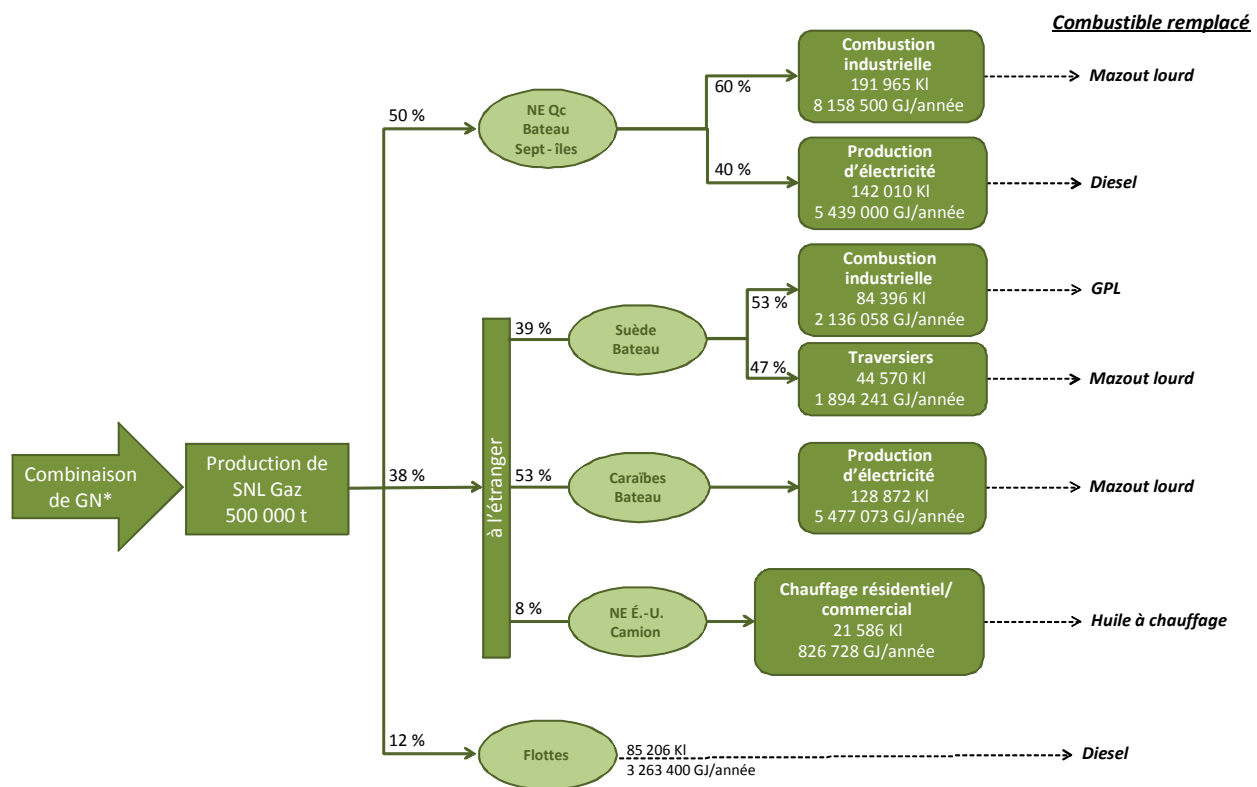


Figure 2-1 : Scénario de projet

La figure 2-1 montre l'utilisation potentielle et future du GNL provenant des installations de SLNGaz et des autres combustibles fossiles que le GNL pourrait remplacer, c'est-à-dire le scénario du projet. Une ACV attributionnelle a été effectuée. Autrement dit, le scénario de projet suppose que les combustibles remplacés ne seront plus produits s'il n'y a pas de demande.



La sélection des emplacements, de l'utilisation de l'équipement et des combustibles à remplacer est basée sur une vaste analyse de marché ainsi que sur une étude de marché indépendante. Ce travail a été mandaté par SLNGaz et comprend de l'information de nature sensible; par conséquent, les utilisateurs et les emplacements précis ne peuvent être divulgués.

Cependant, selon les renseignements accessibles au public, les emplacements sélectionnés et l'utilisation actuelle des combustibles à ces emplacements peuvent être corroborés, tel qu'expliqué dans les paragraphes suivants.

Comme indiqué à la figure 2-1, 50 % du GNL produit sera envoyé dans le nord-est du Québec. Actuellement, le gaz naturel n'est pas disponible dans cette région. Les secteurs industriel, résidentiel, commercial et institutionnel dépendent de l'énergie hydroélectrique ou des combustibles fossiles pour satisfaire leurs besoins énergétiques. Cette information peut être corroborée dans l'étude « État de l'Énergie au Québec<sup>5</sup> » produite par la chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal. Pour les procédés industriels et/ou certains développements miniers, le diesel ou le mazout lourd sont utilisés à des fins énergétiques. La province de Québec a mis en place un système de plafonnement et d'échange du carbone pour atteindre ses objectifs de réduction des émissions de GES. Le système de plafonnement et d'échange s'adresse aux installations industrielles émettant plus de 25 000 t équivalentes de CO<sub>2</sub> (éq. CO<sub>2</sub>) depuis 2013 et aux distributeurs de combustibles fossiles depuis 2015. Les installations doivent se conformer en réduisant leurs émissions ou en achetant des unités d'émission sur le marché. Dans ce contexte, les installations recherchent des alternatives énergétiques qui émettent moins de carbone pour réduire le coût de ce nouveau système. L'utilisation du GNL peut contribuer à l'atteinte de ces objectifs. En outre, l'extension du réseau de distribution de gaz naturel de Gaz Métro a été mise en veilleuse pour une durée indéterminée. Douze pour-cent du GNL produit devrait approvisionner les parcs de camions dans les régions du centre et du sud-est du Québec. Actuellement, certaines compagnies de transport utilisent le gaz naturel comme carburant pour leurs parcs de véhicules. Dans le contexte du plan d'action sur les changements climatiques 2013-2020 du Québec<sup>6</sup>, la demande en gaz naturel pour les parcs de camions devrait s'accroître.

Les 38 % restant de la production de GNL seront exportés vers les marchés internationaux, dont la Suède, les Caraïbes et le nord-est des États-Unis.

En Suède, deux marchés sont ciblés. Le premier marché concerne les régions éloignées du nord de la Suède qui ne sont pas connectées au réseau de gaz naturel. Comme mentionné dans le

<sup>5</sup> État de l'Énergie au Québec 2015, HEC Montréal, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, Automne 2014.

<sup>6</sup> Plan d'action sur les changements climatiques 2013-2020.

rapport de l'Agence internationale de l'énergie sur la « *Oil&Gas Security Emergency Response of IEA Countries – Sweden 2012*<sup>7</sup> », l'utilisation de gaz naturel en Suède est faible et se concentre surtout dans le sud et l'ouest du pays. De plus, la Suède progresse vers une économie à faible émission de carbone et doit définir une stratégie pour atteindre cet objectif pour chaque secteur industriel. Le secteur des transports contribue largement à l'utilisation des combustibles fossiles traditionnels et la Suède envisage de recourir aux technologies propres; l'utilisation du gaz naturel pour les bateaux étant une alternative.

La région des Caraïbes, à l'exception de Trinité-et-Tobago, est un importateur net d'énergie, principalement de diesel et de mazout lourd. L'un des marchés clés ciblés par SLNGaz correspond aux Bermudes. Le gouvernement des Bermudes prévoit libéraliser la production d'électricité. Selon l'article en ligne sur les Bermudes « *Bermuda's costs of electricity, imported cooking gas, gasoline and oil*<sup>8</sup> », 82 % de la production d'électricité provient du mazout lourd. Dans ce même article, il est mentionné que le producteur d'électricité Belco envisage l'utilisation du GNL.

Finalement, le plus petit marché d'exportation considéré est le nord-est des États-Unis. Ce marché a déjà accès au gaz naturel. Cependant, comme la demande augmente et que des centrales au charbon cessent d'exister, la capacité des gazoducs est limitée. Le GNL exporté vers ce marché peut répondre à l'augmentation de la demande.

Puisque l'exploitation de l'installation de GNL à Bécancour est prévue débuter en 2017, l'année de référence de l'étude est donc 2017. La quantification des émissions de GES est basée sur la production de 1 400 tonnes par jour (1 unité en opération) de GNL aux installations de Bécancour<sup>9</sup>. Par conséquent, toutes les entrées et les sorties pour la combinaison de combustibles du scénario de référence (diesel, mazout lourd, GPL et huile à chauffage) sont basées sur l'énergie livrée à l'utilisateur final (présentées pour chaque voie en GJ/année) pour chacune des utilisations finales du système de GNL, comme illustré à la figure 2-1.

Lors de l'établissement des flux de référence pour chaque scénario, les hypothèses suivantes ont été formulées :

- Les utilisateurs finaux ne remplaceront pas les équipements existants lorsqu'ils changeront leur combustible pour du gaz naturel;

<sup>7</sup> Oil & Gas Security Emergency Response of IEA Countries – Sweden 2012, International Energy Agency.

<sup>8</sup> Bermuda's cost of electricity, imported cooking gas, gasoline and oil – Lack of economies of scale and huge import duties make them very costly compared to North America, Keith Archibald Forbes.

<sup>9</sup> Étude d'impact sur l'environnement déposée au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les Changements climatiques, SNC-Lavalin inc., Octobre 2014.

- L'efficacité des équipements reste la même lors du changement de combustible.

Ces hypothèses prennent en considération que les utilisateurs finaux ne mettront pas à jour ni ne profiteront de nouveaux équipements plus performants, mais dépenseront le minimum requis pour convertir l'équipement existant au gaz naturel, car ce dernier est généralement plus économique. Aussi, il est peu probable que les efficacités soient très différentes en changeant l'équipement pour une utilisation au gaz naturel, comme mentionné dans le *Wartsila Technical Journal*<sup>10</sup> concernant les centrales électriques. Nous pouvons considérer que cela est aussi vrai pour la combustion industrielle puisqu'il n'y a pas de différence entre la production d'électricité et la combustion industrielle : l'une produit de la chaleur pour la vapeur qui est utilisée dans une turbine et l'autre produit de la chaleur ou de la vapeur pour utilisation directe. L'efficacité de combustion est la même. Dans le cas des appareils de combustion mobile, l'hypothèse était que le GNL serait utilisé dans des moteurs de type Westport HPDI, où la performance et l'économie de carburant sont équivalentes à celles des moteurs au diesel<sup>11</sup>.

Cette approche est considérée comme conservatrice, car les appareils de combustion actuellement utilisés ne seraient pas remplacés pour obtenir une plus grande efficacité. Ainsi, l'efficacité de conversion d'énergie a été considérée la même entre les scénarios du projet et de référence.

Dans le cas des appareils de combustion mobiles, les différents rendements prévus des moteurs ont été considérés puisque l'utilisation du gaz naturel dans les moteurs peut entraîner une efficacité moindre.

Toutefois, étant donné que l'unité fonctionnelle est basée sur l'énergie fournie à l'utilisateur, avant la combustion, et que l'énergie fournie est équivalente entre les combustibles compte tenu de l'approche conservatrice considérée, telle que décrite ci-dessus, les efficacités de conversion choisies pour les équipements et des moteurs n'ont pas d'effet sur les résultats globaux de l'analyse.

Les paramètres de l'étude comprennent :

- Les GES : CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFC.

L'unité fonctionnelle utilisée dans cette étude pour mettre en relation la performance des systèmes du produit est définie comme le gigajoule (GJ) d'énergie livrée à l'utilisateur final (avant la

---

<sup>10</sup> Application pour faire la conversion entre le gaz et le diesel pour les centrales électriques – Wartsila Technical Journal. Web: [www.wartsila.com/](http://www.wartsila.com/)

<sup>11</sup> Westport HPDI 2.0. Web: <http://www.westport.com/is/core-technologies/hpdi-2>.

combustion) pour le chauffage, la production d'électricité ou le transport au Québec, dans le nord-est des États-Unis, en Suède et dans les Caraïbes en 2017. Conséquemment, les émissions de GES sont présentées par intensité où, par exemple, le CO<sub>2</sub> est quantifié en kg de CO<sub>2</sub> par GJ d'énergie fournie.

Le modèle utilisé pour l'analyse des facteurs d'émission pour les paramètres inclus dans l'analyse est le modèle canadien GHGenius. Ce modèle est décrit à la section 3.1.

### 2.2.1 Frontières des systèmes

Les frontières des systèmes doivent être clairement définies afin de déterminer quels processus unitaires sont inclus dans l'étude. Pour répondre à la fonction des systèmes définie à la section 2.2, tous les flux et processus, de l'extraction du combustible à la combustion par les utilisateurs finaux, sont inclus pour chaque système.

Lors de la réalisation d'une ACV, il n'est pas nécessaire de quantifier les entrées et les sorties qui n'ont qu'un faible impact sur les conclusions générales de l'étude. Ainsi, conformément aux lignes directrices de la SETAC (1997) et ISO 14044 (2006), l'identification et la sélection initiales des processus dans le système étudié sont généralement basées sur l'importance de l'entrée et/ou de la sortie à l'étude.

Les exclusions jugées négligeables comprennent :

- La construction de l'installation de GNL à Bécancour et des installations du scénario de référence;
- La fabrication de l'infrastructure dans les scénarios de référence et du projet;
- La préparation du site, sa fermeture et sa remise en état;
- Toute autre substance puisque l'objectif de l'étude est de comparer les émissions de GES.

Les réseaux électriques utilisés dans l'analyse pour le Québec, le nord-est des États-Unis et le centre des États-Unis sont présentés à l'annexe B.

Lorsqu'ils étaient équivalents en termes de distance et de point d'origine et de destination dans les scénarios du projet et de référence, les transports terrestres ont également été exclus. Bien que la densité énergétique diffère entre le GNL et les autres combustibles, le GNL possède une plus grande densité énergétique; l'analyse fournit donc des résultats conservateurs. La figure 2-2 présente les activités et les processus inclus pour chacun des systèmes.



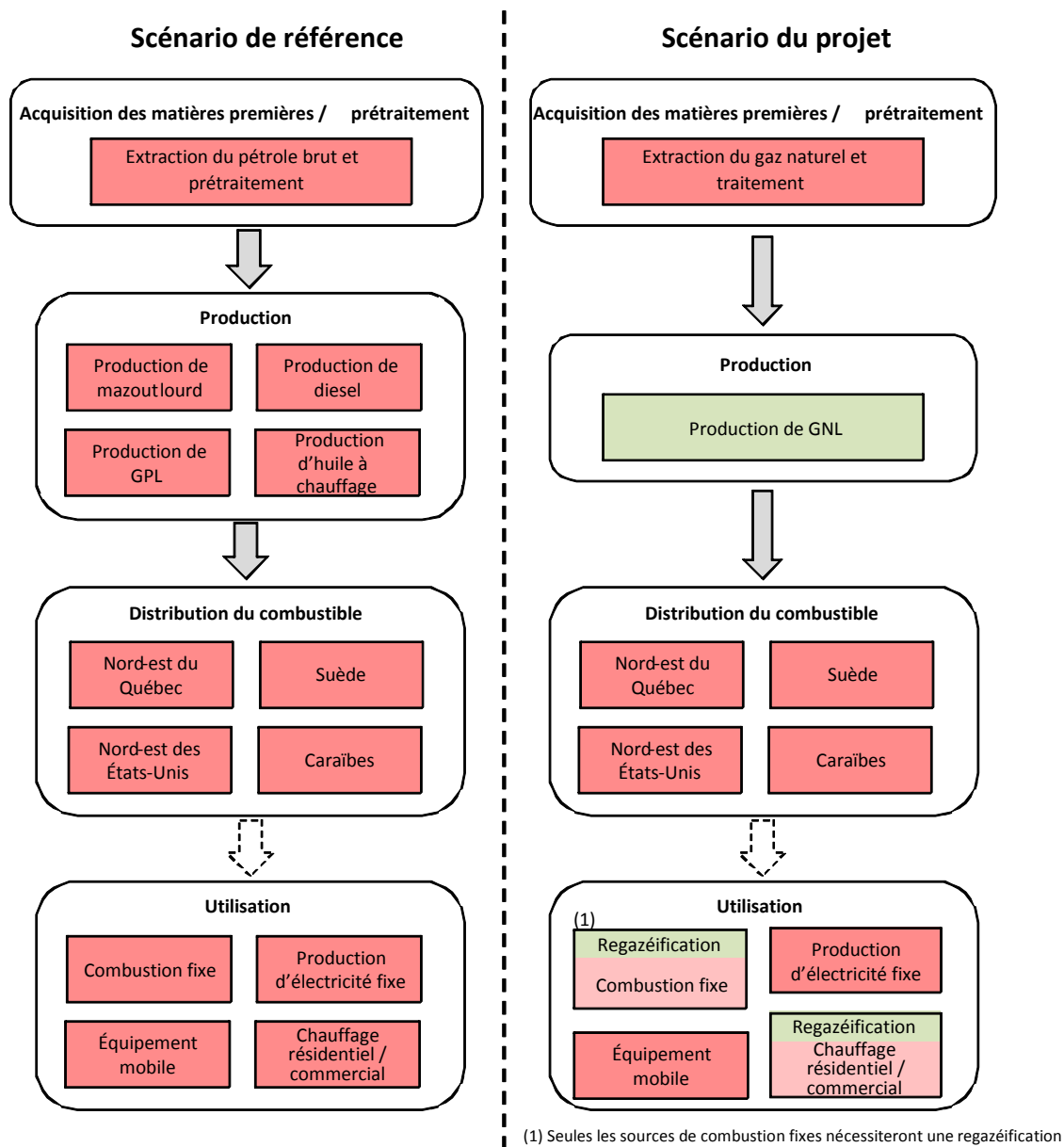


Figure 2-2 : Frontières du système – Activités et processus

Le tableau 2-3 fournit un aperçu des processus inclus dans les frontières des systèmes. Leurs émissions, bien que non spécifiées dans le tableau, sont également incluses dans les limites des systèmes.

**Tableau 2-3 : Processus inclus dans l'ACV comparative**

Étape	Sous-étape	Description
Acquisition des matières premières et prétraitement	Extraction et traitement du gaz naturel	<p>Les données sur les origines prévues de l'approvisionnement en gaz naturel à l'usine de GNL de Bécancour n'étaient pas disponibles. Le projet considère que 100 % du gaz naturel provient de l'Ouest canadien. Ceci a toujours été le cas pour l'approvisionnement en gaz naturel au Québec. Cependant, une certaine quantité de gaz naturel américain a récemment approvisionné ce marché.</p> <p>Une analyse de la sensibilité a été réalisée afin de démontrer que l'origine – que ce soit du Canada, des États-Unis ou d'une combinaison des deux – a peu d'effet sur les émissions, tel que présenté à la section 5.2.1. L'extraction et le traitement comprennent tous les flux importants d'énergie et d'électricité : les émissions des procédés, les émissions provenant de la combustion pour produire de la chaleur/vapeur industrielle, la production d'électricité, les émissions fugitives, les émissions provenant du cycle de vie des produits chimiques utilisés et les émissions fugitives dues à l'entreposage, à la manutention et au traitement en amont de la transmission et l'extraction. La fabrication de l'infrastructure n'est pas incluse dans cette activité, car elle est considérée négligeable et/ou comparable au scénario de référence.</p>
	Transport et distribution du gaz naturel	Après le traitement, le gaz naturel est transporté par gazoduc vers l'usine de SLNGaz.

Étape	Sous-étape	Description
	Extraction et prétraitement du pétrole brut	<p>Le pétrole brut utilisé au Québec est principalement composé de pétrole brut canadien. Les prévisions pour 2017 sont présentées à l'annexe A.</p> <p>Le pétrole brut utilisé en Europe provient principalement de l'Afrique du Nord, du nord de l'Europe et du golfe Persique. Le pétrole brut utilisé dans les Caraïbes provient principalement des États-Unis (50 %), du Canada (17 %), du Mexique (8 %), du Venezuela (5 %) et d'autres sources de moindre importance. Les données sur les sources de pétrole brut sont issues de l'<i>Energy Information Administration</i> (EIA) des États-Unis et correspondent à l'année 2011.</p> <p>Le pétrole brut utilisé dans le nord-est des États-Unis provient d'Afrique (47 %), du Canada (23 %), des États-Unis (8 %) et d'autres sources de moindre importance. Les données sur les sources de pétrole brut sont issues de l'EIA et correspondent à l'année 2011.</p> <p>L'extraction et le traitement comprennent tous les flux importants d'énergie et d'électricité : les émissions des procédés, les émissions provenant de la combustion pour produire de la chaleur/vapeur industrielle, la production d'électricité, les émissions fugitives, les émissions provenant du cycle de vie des produits chimiques utilisés et les émissions fugitives dues à l'entreposage, à la manutention et au traitement en amont de la transmission et l'extraction. La fabrication de l'infrastructure n'est pas incluse dans cette activité, car elle est considérée négligeable et/ou comparable au scénario du projet.</p>
	Transport et distribution du pétrole brut	<p>Le pétrole brut est transporté et distribué par oléoducs, par bateaux, par camions et par trains.</p>

Étape	Sous-étape	Description
<b>Production</b>	Liquéfaction du gaz naturel	Les émissions de l'usine de GNL sont basées sur l'étude d'impact de SNC-Lavalin <sup>12</sup> . Les émissions provenant de la construction de l'installation sont exclues puisqu'elles sont considérées négligeables.
	Raffinage du pétrole	Comprend tous les flux importants d'énergie et d'électricité dans cette activité, sauf la fabrication/construction de l'infrastructure qui est considérée négligeable. Les données sur l'énergie utilisée pour le raffinage au Canada proviennent de Statistique Canada; pour les États-Unis, elles proviennent de l'EIA. L'utilisation de l'énergie en Europe a été calibrée afin que le modèle fournisse des émissions du cycle de vie proches des valeurs présentées par l'Union européenne (UE) dans la Directive sur la qualité des carburants. <sup>13</sup> L'utilisation d'énergie pour le raffinage a été ajustée aux valeurs de la Directive sur les énergies renouvelables de l'UE (RED).
<b>Distribution et stockage</b>	Transport du GNL vers l'utilisateur final *	Le GNL sera principalement transporté par bateaux, avec un peu de transport terrestre par camions.  Le camionnage pour le marché américain est envisagé.
	Transport du diesel vers l'utilisateur final	Le diesel est également transporté par bateaux, avec un peu de transport terrestre par camions et par pipelines.
	Transport du mazout lourd vers l'utilisateur final *	Le mazout lourd est également transporté par bateaux, avec un peu de transport terrestre par camions et par oléoducs.

<sup>12</sup> Étude d'impact sur l'environnement déposée au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les Changements climatiques, SNC-Lavalin inc., Octobre 2014.

<sup>13</sup> COM (2014) 617 Annexes.

[http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/fuel/docs/com\\_2014\\_617\\_annexes\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/fuel/docs/com_2014_617_annexes_en.pdf)

Étape	Sous-étape	Description
	Transport du GPL vers l'utilisateur final *	Le GPL est transporté par bateaux.
	Transport de l'huile de chauffage vers l'utilisateur final	L'huile de chauffage est distribuée par train, par bateaux et par pipeline.
<b>Utilisation (fin de vie)</b>	Combustion fixe	Cette utilisation considère une unité de regazéification pour le scénario du projet et la combustion de carburant (pour les deux scénarios).
	Production d'électricité fixe	Combustion de carburant (pour les deux scénarios). Dans ce cas, puisque les centrales ont une faible efficacité et génèrent une grande quantité de chaleur résiduelle, aucune énergie de regazéification n'est considérée pour le scénario du projet, car la chaleur résiduelle de la centrale sera utilisée plutôt que d'utiliser du gaz naturel pour fournir cette énergie.
	Équipement mobile (flottes locales et traversiers)	Combustion de carburant (pour les deux scénarios). Il a été considéré que la même efficacité de réduction des émissions dans les moteurs de camions fonctionnant au gaz naturel, en comparaison des moteurs au diesel, s'applique aux traversiers.
	Chauffage résidentiel/commercial	Cette utilisation considère une unité de regazéification pour le scénario du projet et la combustion de carburant pour les deux scénarios.

\*Le transport terrestre, lorsque jugé équivalent pour les scénarios du projet et de référence, a été exclu.



### 2.2.2 Limites temporelles

Les limites temporelles d'une ACV concernent :

- La période définie par l'unité fonctionnelle, laquelle tient compte de la production, de la distribution, de l'utilisation (vie utile) et de la gestion de fin de vie des produits;
- La période pendant laquelle les substances dans l'inventaire ont un effet.

Dans la présente étude, l'unité fonctionnelle fait référence à une période d'une année. Puisque l'année de référence est 2017, l'étude constitue donc une ACV statique basée sur les hypothèses de futures productions de combustibles.

### 2.2.3 Approche d'allocation

Dans une ACV, les approches d'allocation sont utilisées pour séparer les flux d'entrée et de sortie d'un système où des coproduits existent. Dans le cas des systèmes de produit de la présente étude, des coproduits existent lorsque le pétrole brut est raffiné pour produire de l'essence, du diesel et de l'huile de chauffage et lorsque le pétrole brut synthétique fait partie à un degré quelconque des matières premières entrant dans la production de diesel et de mazout lourd. Les coproduits du pétrole brut synthétique sont produits au cours du procédé de valorisation du bitume provenant des sables bitumineux canadiens et peuvent inclure des produits tels que les GPL, le coke de pétrole et l'électricité (bien que sur une base industrielle, il y ait une consommation nette d'électricité). Sur une base énergétique, le GPL et le coke de pétrole commercialisé comptent pour seulement 4 % de la production des usines de traitement.

Comme décrit à la section 3.1.2, une version adaptée du modèle *GHGenius lifecycle assessment of transportation fuels - version 4.03* a été utilisée dans cette étude pour estimer les émissions atmosphériques. Le modèle utilise différents systèmes d'allocation pour différents combustibles et produits qui sont conformes aux pratiques courantes pour les ACV de combustibles en Amérique du Nord.

Pour la valorisation des sables bitumineux, la méthode d'allocation considérée dans le modèle est celle de l'extension du système où les coproduits (coke et GPL) sont pris en compte en estimant les émissions associées à un produit substitut (p. ex., charbon remplacé par le coke de pétrole) et résulte en un crédit qui peut être soustrait des émissions totales du système. Les coproduits sont de très petits flux et l'allocation par masse ou par contenu énergétique aurait un impact négligeable sur les résultats.

Pour le raffinage du pétrole, les émissions associées à chaque produit sont réparties en fonction de l'énergie de procédé estimée qui est utilisée pour produire chaque produit. L'allocation basée sur l'énergie de procédé utilisée repose sur la consommation énergétique par étape à la raffinerie et considère la quantité traitée. La consommation énergétique relative pour l'essence et le diesel est

de 1,2, alors qu'elle est de 1,0 pour les produits chimiques, 0,8 pour les distillats à haute teneur en soufre et de 0,25 pour le GPL et les combustibles résiduels. L'allocation par énergie de procédé est la méthode la plus utilisée pour l'allocation d'émissions des raffineries dans les modèles spécifiques d'ACV de combustibles et dans l'environnement réglementaire en Amérique du Nord et en Europe.

L'allocation basée sur la masse ou l'énergie ne repose pas sur le procédé, mais prend les émissions totales et les répartit par rapport à l'énergie totale produite. L'allocation par masse ou énergie permettrait de réduire les émissions pour le diesel, mais augmenterait les émissions pour le mazout lourd et les GPL. L'extension du système fournirait des résultats différents dans différentes régions, car le mazout lourd remplace le gaz naturel dans certaines régions et le charbon dans d'autres; de même, les GPL pourraient remplacer le gaz naturel dans certaines régions et le diesel dans d'autres. L'extension du système est rarement appliquée au niveau de la raffinerie dans les travaux d'ACV. L'impact de l'allocation des émissions des raffineries par contenu énergétique pour le Québec est présenté au tableau suivant.

**Tableau 2-4 : Allocation alternative des émissions des raffineries**

	Allocation de base	Allocation par énergie
	kg éq. CO <sub>2</sub> /GJ	
Diesel	21,4	19,4
Mazout lourd	13,6	19,1
GPL	13,2	18,7

L'écart dans les émissions varie de -2.0 à 6.5 kg éq. CO<sub>2</sub>/GJ. L'impact de l'approche d'allocation au niveau du projet dépendra de la combinaison ultime d'utilisateurs finaux, mais il devrait être très faible, car les émissions augmentent pour un combustible de pétrole et diminuent pour d'autres.

#### 2.2.4 Impacts du changement d'utilisation des sols

Les impacts du changement d'utilisation des terres sont intégrés au modèle GHGenius et ont été considérés dans cette étude pour la production de pétrole brut des sables bitumineux. Le changement d'utilisation des sols découle du déboisement et des pertes de carbone du sol associées à la perturbation des sols tourbeux. Ces émissions sont très faibles, représentant tout au plus 0,1 kg/GJ selon la région.

### 2.2.5 Impacts de l'analyse du cycle de vie

Une seule catégorie d'impact est évaluée dans cette étude. Le point central de cette étude est que les émissions de GES ont un impact sur le réchauffement climatique. Elle n'évalue pas les autres impacts potentiels sur le milieu social, l'économie et l'environnement résultant de l'approvisionnement des combustibles considérés dans cette étude.

Pour la comptabilisation des GES, un horizon temporel de 100 ans est habituellement utilisé, tel que suggéré lors de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) tenue à Kyoto en 1997 (Organisation des Nations Unies, 1998). Les facteurs sont périodiquement révisés dans le cadre du rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Les facteurs utilisés dans cette étude sont discutés à la section 3.1.4.

L'utilisation de ces indicateurs est acceptée à l'échelle internationale et ceux-ci sont utilisés dans les inventaires nationaux. Les conclusions du GIEC sont le résultat d'études réalisées par un large éventail d'experts scientifiques et techniques, ce qui assure la validité et la pertinence de la catégorie d'impact du réchauffement climatique.

### 2.2.6 Limitations

Les résultats de cette étude ne peuvent être appliqués à d'autres projets de GNL. La portée de l'étude considère les utilisateurs finaux selon une étude de marché réalisée par une firme spécialisée. La réalité du marché en 2017 pourrait être différente de l'étude de marché actuelle.

En outre, l'usine de liquéfaction projetée sera construite dans une juridiction où l'électricité est principalement d'origine hydroélectrique. Par conséquent, l'application de ces résultats dans d'autres juridictions qui n'ont pas la même combinaison de sources de production d'électricité serait erronée.

Également, l'approvisionnement en combustibles fossiles (gaz naturel, pétrole brut, etc.) est établi sur une base juridictionnelle et peut ne pas être comparable à des projets similaires ailleurs.

Les principales limitations des conclusions de l'étude sont les suivantes :

- L'étude était limitée à l'impact sur le réchauffement climatique.
- L'étude suppose que les équipements de combustion actuels ne sont pas remplacés par de nouveaux équipements plus efficaces. Ainsi, les différences d'efficacité entre les systèmes au gaz naturel et les systèmes au diesel/mazout lourd sont présumées identiques.
- L'exhaustivité et la validité des données d'inventaire :
  - Le système reposait sur des estimations prospectives et des prévisions, et non pas sur une usine de GNL existante pour laquelle des intrants et des extrants peuvent être

- mesurés. Des hypothèses ont donc dû être émises et certaines d'entre elles pourraient varier dans le futur. Par exemple, l'étude est fondée sur une prévision de l'approvisionnement en produits pétroliers, laquelle pourrait s'avérer différente de ce qui pourrait ultimement se produire en 2017.
- La représentativité relativement inégale des données génériques temporelles, géographiques et technologiques utilisées pour représenter des processus spécifiques ayant lieu dans l'Ouest canadien, les États-Unis, le Québec, la Suède et les Caraïbes est également considérée comme une limitation de l'interprétation des résultats.
  - Les impacts évalués proviennent d'un modèle simplifié qui fournit un aperçu de la façon dont l'environnement réel pourrait réagir et être affecté. Les résultats de l'évaluation de l'impact du cycle de vie ne prédisent pas les effets sur les seuils dépassés, les marges de sécurité et les risques. Les comparaisons et les affirmations publiques ne devraient pas se baser uniquement sur ces résultats. Des informations supplémentaires sont requises afin de remédier à certaines limitations de l'évaluation de l'impact du cycle de vie.

### 3 INVENTAIRE DU CYCLE DE VIE (ICV)

#### 3.1 DONNÉES DE L'INVENTAIRE DU CYCLE DE VIE (ICV)

Cette sous-section donne un aperçu des sources de données utilisées et des exigences dans la qualité des données appliquées.

##### 3.1.1 Modèle GHGenius

Le modèle GHGenius développé pour Ressources naturelles Canada a été utilisé pour l'évaluation des facteurs d'émission pour les paramètres inclus dans l'analyse.

GHGenius est un modèle d'ACV largement utilisé et accessible au public, axé sur les carburants pour le transport et d'autres applications. Il est spécifié dans les règlements gouvernementaux de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de l'Ontario. Au niveau fédéral, il est utilisé comme appui à la réglementation dans le secteur des carburants, notamment dans le résumé de l'étude d'impact de la réglementation apparaissant dans la Gazette du Canada. Il inclut tous les produits d'intérêt pour cette étude. Le modèle comprend les données régionales pour le Canada et les États-Unis. Les données sont principalement dérivées de sources gouvernementales. Pour les données canadiennes, les sources de données comprennent Statistique Canada, l'Office nationale de l'énergie et Environnement Canada. Les données américaines du modèle sont surtout issues de l'EIA des États-Unis.

Le modèle fournit une grande souplesse aux utilisateurs en permettant la régionalisation, les ajustements temporels et les scénarios alternatifs. Les scénarios alternatifs peuvent inclure les méthodes d'allocation, les matières premières et les scénarios d'approvisionnement et de distribution des combustibles, des analyses de sensibilité et d'autres ajustements.

Le scénario de base impliquait la modélisation de la région centrale du Canada (Ontario et Québec) pour le plan d'approvisionnement anticipé en pétrole brut de l'année 2017. Le modèle utilise l'électricité du réseau pour la région spécifique de l'activité (Québec dans le scénario de base).

GHGenius peut également modéliser la région de l'est des États-Unis (*Petroleum Administration for Defense District* (PADD) 1) qui comprend le nord-est et le centre des États-Unis (PADD 2 et 3), dont font partie les raffineries américaines du golfe du Mexique.

Le modèle est actuellement en cours d'expansion pour inclure des données européennes. Cependant, pour ce travail, le modèle a été calibré pour produire des résultats comparables aux intensités carboniques du diesel et des GPL qui ont été publiées par la Commission européenne.



Le modèle est entièrement documenté ((S&T)<sup>2</sup> Consultants 2013a, 2013b). La version de GHGenius qui a été utilisée dans cette étude a été publiée au début de 2013. GHGenius utilise généralement des séries temporelles de données pour des renseignements sur la production de pétrole brut, la production et le traitement du gaz naturel, ainsi que la production d'électricité.

La dernière année de données réelles dans le modèle date généralement de 2011, bien que certaines séries de données, qui prennent plus de temps à mettre à jour, datent de plus longtemps. Dans la catégorie des industries bien établies, dont font partie la production de pétrole brut, le raffinage, la production et le traitement du gaz et la production d'électricité, les changements annuels sont minimes. Dans de nombreux cas, les séries de données sont extrapolées à partir de la dernière année de données réelles afin de fournir une estimation des valeurs pour l'année courante, ou sont basées sur des prévisions officielles.

### 3.1.2 Sources de données

Toutes les sources de données, à l'exception de l'usine de GNL et de l'unité de regazéification, proviennent de GHGenius (modifiées pour ce projet tel qu'expliqué à la section 3.2.3). L'usine de GNL et l'unité de regazéification sont basées sur l'étude d'impact de SNC-Lavalin<sup>14</sup>. Le tableau 3-1 ci-dessous résume les types de sources de données, les données sur l'activité et les sources des facteurs d'émission.

**Tableau 3-1 : Sources des données, données sur l'activité et facteurs d'émission**

Activité du cycle de vie	Source de données	Données sur l'activité <sup>1</sup>	Facteurs d'émission
<b>Extraction et traitement du gaz naturel</b>	Secondaire	Données industrielles compilées dans GHGenius issues de : EPA des É.-U., département de l'Énergie des É.-U., Alberta Energy Regulator, Statistique Canada, Environnement Canada, ACPP, ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique.	GHGenius, EPA AP-42 et calculés à partir des données sur l'activité.

<sup>14</sup> Étude d'impact sur l'environnement déposée au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les Changements climatiques, SNC-Lavalin inc., Octobre 2014.

Activité du cycle de vie	Source de données	Données sur l'activité <sup>1</sup>	Facteurs d'émission
<b>Transport et distribution du gaz naturel</b>	Secondaire	Données industrielles compilées dans GHGenius -  3 700 km de gazoduc; données obtenues de Statistique Canada	GHGenius, EPA AP-42 et calculés à partir des données sur l'activité.
<b>Extraction et prétraitement du pétrole brut</b>	Secondaire	Données industrielles compilées dans GHGenius issues de : Alberta Energy Regulator, ACPP, Bureau de recensement des É.-U., Association internationale des producteurs de pétrole et de gaz, Laboratoire national des technologies de l'énergie des É.-U., OPGEE.	GHGenius, EPA AP-42 et calculés à partir des données sur l'activité.
<b>Transport et distribution du pétrole brut</b>	Secondaire	Données industrielles compilées dans GHGenius tirées des données de l'Organisation maritime internationale.	GHGenius, EPA AP-42 et calculés à partir des données sur l'activité.
<b>Liquéfaction du gaz naturel</b>	Primaire	Production de 500 000 tonnes de GNL par année (1 unité en opération). Basé sur l'étude d'impact sur l'environnement réalisée par SNC-Lavalin.	Règlement québécois concernant la déclaration d'émissions atmosphériques, GHGenius, EPA AP-42 et calculés à partir des données sur l'activité <sup>15</sup> .
<b>Raffinage du pétrole</b>	Secondaire	Données industrielles compilées dans GHGenius issues de Statistique Canada et Environnement Canada.	GHGenius, Environnement Canada, EPA AP-42 et calculés à partir des données sur l'activité.

<sup>15</sup> Selon les résultats de l'étude d'impact sur l'environnement déposée au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les Changements climatiques, SNC-Lavalin inc., Octobre 2014.

Activité du cycle de vie	Source de données	Données sur l'activité <sup>1</sup>	Facteurs d'émission
<b>Liquéfaction des gaz de pétrole</b>	Secondaire	Données industrielles compilées dans GHGenius issues d'Alberta Energy Regulator et de l'EIA des É.-U.	GHGenius, EPA AP-42 et calculés à partir des données sur l'activité.
<b>Transport du GNL vers l'utilisateur final*</b>	Primaire <sup>16</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 665 km par bateaux de Bécancour à Sept-Îles</li> <li>• 150 km par camions alimentés au GNL de Bécancour pour utilisation locale dans les parcs de véhicules</li> <li>• 550 km par camions alimentés au GNL de Bécancour au nord-est des É.-U.</li> <li>• 7 120 km par bateaux de Bécancour à la Suède</li> <li>• 3 280 km par bateaux de Bécancour aux Caraïbes</li> </ul>	GHGenius, Mobile 6.2C et Organisation internationale (OMI) maritime
<b>Transport du diesel vers l'utilisateur final *</b>	Primaire <sup>16</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Moyenne de 730 km par bateaux des raffineries du Québec à Sept-Îles; 15 km par camions et par pipeline ont également été considérés pour le transfert du diesel au port</li> <li>• Moyenne de 125 km des raffineries du Québec pour utilisation locale dans les parcs de véhicules</li> </ul>	GHGenius, Mobile 6.2C et OMI.
<b>Transport du mazout lourd vers l'utilisateur final*</b>	Primaire <sup>16</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Moyenne de 730 km par bateaux des raffineries du Québec à Sept-Îles; 15 km par camions et par pipeline ont également été considérés pour le transfert du diesel au port</li> <li>• 500 km par bateaux d'une raffinerie suédoise au point d'utilisation en Suède.</li> </ul>	GHGenius, Mobile 6.2C et OMI.

<sup>16</sup> Les distances en bateaux ont été estimées à l'aide de l'outil fourni sur le site Web suivant : <http://ports.com/sea-route/>; les distances par camion ont été estimées à partir du site Web suivant : <https://maps.google.ca>.

Activité du cycle de vie	Source de données	Données sur l'activité <sup>1</sup>	Facteurs d'émission
		<ul style="list-style-type: none"> <li>4 270 km par bateaux de Houston aux Caraïbes.</li> </ul>	
<b>Transport du GPL vers l'utilisateur final *</b>	Primaire	<ul style="list-style-type: none"> <li>Estimation de 500 km par bateaux d'une raffinerie suédoise au point d'utilisation en Suède.</li> </ul>	GHGenius, Mobile 6.2C et OMI.
<b>Transport de l'huile de chauffage vers l'utilisateur final</b>	Secondaire	Données industrielles compilées dans GHGenius	GHGenius, Mobile 6.2C et OMI.
<b>Combustion fixe</b>	Primaire pour la regazéification  Secondaire pour la combustion du combustible	189 273 tonnes de GNL seront regazéifiées, incluant le GNL distribué pour combustion industrielle dans le scénario du projet présenté à la figure 2-1.  Données industrielles compilées dans GHGenius issues de l'AP-42 des É.-U.	GHGenius et EPA AP-42.
<b>Production d'électricité fixe</b>	Secondaire	Données industrielles compilées dans GHGenius issues de l'AP-42 des É.-U., Statistique Canada et Environnement Canada.	GHGenius et EPA AP-42.
<b>Équipement mobile</b>	Secondaire	Données industrielles compilées dans GHGenius issues d'Environnement Canada Mobile6.2C et de tests de conformité industrielle.	GHGenius et Mobile 6.2C.

Activité du cycle de vie	Source de données	Données sur l'activité <sup>1</sup>	Facteurs d'émission
<b>Chauffage résidentiel/commercial</b>	Primaire pour la regazéification  Secondaire pour la combustion de combustible	15 200 tonnes de GNL seront regazéifiées, incluant le GNL distribué pour le chauffage résidentiel et commercial dans le scénario du projet présenté à la figure 2-1.	GHGenius et EPA AP-42.

<sup>1</sup> Les sources de données de GHGenius peuvent être trouvées dans les chapitres 43 et 46 du volume 2 du manuel d'utilisation du logiciel.

Dans le modèle GHGenius, les émissions de CO<sub>2</sub> sont en fonction de la teneur en carbone dans les combustibles. Les teneurs en carbone pour les combustibles utilisés dans cette étude sont les suivantes :

- Diesel et huile à chauffage : 0,858 g de C/g de combustible; 18 718 g de C/GJ;
- Mazout lourd : 0,858 g de C/g de combustible; 19,423 g de C/GJ;
- LPG : 0,818 g de C/g de combustible; 16 266 g de C/GJ;
- Gaz naturel : 0,720 g de C/g de combustible; 13 726 g de C/GJ.

### 3.1.3 Exigences sur la qualité des données et amélioration des données

Les données utilisées dans GHGenius sont généralement les plus récentes disponibles pour l'année 2011. Dans certains cas, les données sont extrapolées à l'année 2017. Les données sont spécifiques au pays et à la région où les processus étudiés ont lieu et elles couvrent généralement les technologies employées dans l'industrie puisque les données déclarées proviennent de l'ensemble de l'industrie.

La fiabilité des résultats et des conclusions de l'ACV dépend de la qualité des données d'inventaire utilisées. Il est donc important de s'assurer que les données répondent aux exigences spécifiques concernant les objectifs de l'ACV.



Ainsi, une version modifiée de GHGenius 4.03a a été utilisée pour ce projet. Le modèle est identifié comme étant GHGenius 4.03 SLNGaz.xls. Il est basé sur une version de développement du modèle qui sera éventuellement rendue publique. Les améliorations effectuées sur cette version sont les suivantes :

1. Puisque ce projet ne sera pas en phase d'exploitation avant 2017, il était important que le système de référence en 2017 reflète l'approvisionnement en pétrole prévu à ce moment. La façon normale dont GHGenius prévoit la performance future est d'utiliser les prévisions gouvernementales, habituellement celles de l'Office national de l'énergie au Canada, ou d'extrapoler les performances passées. Aucune de ces approches n'est idéale lorsqu'il y a des changements progressifs dans le système. De tels changements progressifs devraient se produire entre maintenant et 2017, en ce qui concerne la source de pétrole brut qui est raffiné dans la région centre du Canada du modèle. L'inversion de la canalisation 9 de l'oléoduc d'Enbridge est en voie d'être réalisée. Une fois le projet complété au début de 2015, le pétrole brut de l'Ouest canadien sera acheminé vers Montréal afin de desservir toutes les raffineries en Ontario et la raffinerie Suncor à Montréal. De plus, le pétrole brut devrait être expédié par barges ou par trains de Montréal à Lévis pour approvisionner la raffinerie Valero. Il est donc prévu que cette région raffine presque exclusivement le pétrole brut de l'Ouest canadien.

Le type de pétrole brut raffiné dans le centre du Canada dans le modèle a été calqué sur les prévisions pour 2014 fournies par l'ACPP<sup>17</sup>.

2. La source de données pour les émissions américaines du gaz naturel dans GHGenius est l'*Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks* publié par l'EPA à chaque année pour répondre aux exigences de déclaration de l'UNFCCC. Le rapport, publié en avril 2013, couvrant la période allant de 1990 à 2011, a été utilisé pour déterminer les facteurs d'émission utilisés dans cette version de GHGenius. Ces données ont été mises à jour dans GHGenius et ont conduit à une réduction des émissions pour la production du gaz naturel aux États-Unis.
3. Certaines séries de données ont été mises à jour afin d'inclure les données de 2013. Celles-ci comprennent le pétrole brut étranger livré au Canada, la quantité de pétrole brut canadien raffiné dans le centre du Canada, les types de pétrole brut exportés du Canada vers les États-Unis et les rendements agricoles.

---

<sup>17</sup> [2014 Crude Oil Forecast, Markets and Transportation](http://www.capp.ca/forecast/Pages/default.aspx), <http://www.capp.ca/forecast/Pages/default.aspx>

4. Avec le prolongement vers Montréal de l'approvisionnement en pétrole brut du centre du Canada par oléoduc, la distance de l'oléoduc pour le pétrole brut livré à Montréal a été changée pour 500 km de plus qu'en Ontario.
5. Puisque le modèle GHGenius n'a pas encore été programmé et mis à jour pour modéliser directement les émissions des Caraïbes, on considère que le mazout lourd utilisé dans le scénario de référence pour les Caraïbes est produit dans les raffineries américaines du golfe du Mexique et expédié à partir de Houston vers les Bermudes. Le modèle GHGenius a été réglé pour la région centrale des États-Unis et l'année 2017, afin d'être cohérent avec les autres cas; la distance de transport des produits lourds a été réglée à 4 269 km.
6. L'un des principaux développements en cours avec GHGenius consiste en l'ajout de trois régions en Europe. Pour modéliser les émissions de la Suède, le modèle doit être réglé sur l'Europe du Nord, une région qui englobe le Royaume-Uni, le Danemark, l'Irlande, la Suède et la Finlande. On suppose que le pétrole brut raffiné dans cette région est du pétrole léger non sulfuré.

Le modèle a été calibré pour produire des émissions de cycle de vie pour le diesel similaires aux émissions pour le diesel publiées par la Commission européenne en 2014. L'utilisation énergétique des raffineries a été ajustée aux valeurs de la Directive sur les énergies renouvelables (RED) de l'UE.

Les émissions de GES résultantes selon GHGenius sont comparées aux derniers résultats pour toute l'Europe, tels que publiés par la Commission européenne dans sa dernière proposition concernant la Directive sur la qualité des carburants. Ce sont les plus récentes estimations disponibles pour l'Europe. La comparaison, faite avec le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) de 2007, est présentée dans le tableau suivant.

Tableau 3-2 : Comparaison des émissions des GES selon la Directive sur la qualité des carburants de l'UE<sup>18</sup> et GHGenius

	Directive sur la qualité des carburants	GHGenius
	kg éq. CO <sub>2</sub> /GJ (HHV)	
<b>Essence</b>	87,4	85,7
<b>Diesel</b>	88,8	85,5
<b>GPL</b>	69,8	72,3

Les valeurs de GHGenius sont conservatives (elles sous-estimeront les avantages du GNL sur le plan des GES) pour l'essence et le diesel et sont légèrement plus élevées pour les GPL, ce qui reflète les différentes hypothèses d'allocation des deux cadres de modélisation.

Bien que l'analyse ait été entreprise avec les PRP du SAR (1996) et que le tableau 3-2 présente les émissions basées sur les PRP de l'AR4 (2007), car ces dernières étaient les seules disponibles, une analyse de sensibilité présentée à la section 5.1 montre que l'utilisation de l'un ou l'autre des PRP a peu d'effet sur les émissions.

Une évaluation qualitative de la qualité des données de GHGenius est présentée au tableau 3-3.

<sup>18</sup> COM (2014) 617 Annexes.

[http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/fuel/docs/com\\_2014\\_617\\_annexes\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/fuel/docs/com_2014_617_annexes_en.pdf)

**Tableau 3-3 : Évaluation quantitative des données de GHGenius**

Paramètre	Évaluation
Fiabilité	Bonne (surtout des sources de données gouvernementales)
Exhaustivité	Bonne
Représentativité temporelle	Très bonne (surtout des séries temporelles de données)
Représentativité géographique	Très bonne (données régionales, niveau provincial pour certains paramètres)
Représentativité technologique	Bonne (la plupart des jeux de données du gouvernement ont une grande couverture des activités et comprennent toutes les technologies importantes employées dans le secteur)

Ces modifications améliorent la représentativité et la fiabilité des données.

#### 3.1.4 Catégories d'impacts

Dans cette ACV comparative, l'étude compare les émissions de GES entre les deux scénarios.

Pour la comptabilisation des GES, un horizon temporel de 100 ans est généralement utilisé, tel que suggéré lors de la CCNUCC tenue à Kyoto en 1997 (Organisation des Nations Unies, 1998). Les facteurs sont périodiquement révisés dans le cadre du rapport d'évaluation du GIEC. Pour la présente étude, la catégorie de l'impact du réchauffement climatique a été évaluée à l'aide des valeurs du second rapport d'évaluation (SAR) (IPCC, 1996), car elles ont été incluses dans le Protocole de Kyoto et sont celles actuellement utilisées dans la province de Québec. Une analyse de sensibilité a été effectuée afin de mesurer l'influence du choix du PRP<sub>100</sub> (voir la section 5.1) en comparant avec le quatrième rapport d'évaluation du GIEC (AR4). Le tableau 3-4 présente les valeurs de PRP<sub>100</sub> pour les trois principaux GES selon les deux versions du rapport du GIEC.

**Tableau 3-4 : Potentiel de réchauffement planétaire (PRP<sub>100</sub>) des trois principaux GES du quatrième (AR4) et du second (SAR) rapport d'évaluation du GIEC**

GES	AR4 (2007) (kg éq. CO <sub>2</sub> )	SAR (1996) – utilisé dans l'analyse (kg éq. CO <sub>2</sub> )
Dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> )	1	1
Méthane (CH <sub>4</sub> )	25	21
Oxyde nitreux (N <sub>2</sub> O)	298	310

Note : les valeurs utilisées dans la présente analyse sont en gras.

On suppose que le monoxyde de carbone et les hydrocarbures imbrûlés sont convertis en CO<sub>2</sub> à des fins de calcul du PRP conformément aux pratiques du GIEC.

### 3.1.5 Méthode de calcul

Lorsque toutes les données nécessaires ont été obtenues et que les flux associés ont été standardisés par rapport à l'unité fonctionnelle sélectionnée, il est possible de modéliser le système de produit à l'aide d'un logiciel commercial d'ACV. Le logiciel GHGenius (Version 4.03) avec les améliorations détaillées à la section 3.1.3, développé par (S&T)<sup>2</sup> Consultants Inc., a été utilisé pour calculer l'inventaire et évaluer les impacts environnementaux potentiels associés aux émissions inventoriées.

L'inventaire n'inclut pas les facteurs de pondération pour les émissions différées, compensées et évitées.



## 4 RÉSULTATS

Cette section fournit les résultats de l'inventaire des scénarios du projet et de référence selon les flux de référence présentés à la section 2 de ce rapport et l'utilisation finale.

Le tableau 4-1 ci-dessous présente les résultats globaux de l'inventaire par paramètre environnemental étudié. L'unité d'analyse est un (1) GJ d'énergie fournie.

**Tableau 4-1 : Résultats globaux de l'inventaire – Du berceau à la tombe (tête du puits à l'utilisation du combustible)**

Paramètre environnemental	Projet de GNL	Scénario de référence	Δ
kg de CO <sub>2</sub> / GJ	61	85	- 28 %
kg de CH <sub>4</sub> / GJ	0,13	0,14	- 7 %
kg de N <sub>2</sub> O / GJ	0,0020	0,0016	25 %
kg de HFC-134a / GJ	0,000011	0,000010	10 %
<b>kg éq. CO<sub>2</sub> / GJ</b>	<b>64</b>	<b>88</b>	<b>- 27 %</b>

Δ correspond à la différence entre le scénario de référence et le projet.

Les émissions sont inférieures dans le scénario du projet de GNL par rapport au scénario de référence. Le fait que l'usine de liquéfaction puisse utiliser l'électricité du réseau électrique québécois, lequel produit très peu d'émissions de GES, contribue à la plus faible intensité du projet de GNL.

Les tableaux 4-2 et 4-3 présentent les résultats par étape du cycle de vie pour le scénario de GNL et le scénario de référence, respectivement.

**Tableau 4-2 : Résultats par étape du cycle de vie – Scénario du projet de GNL**

Étape	Émissions de GES	
	(kg éq. CO <sub>2</sub> /GJ)	Proportion
Acquisition des matières premières et prétraitement	7,3	11 %
Production (porte-à-porte)	0,63	1 %
Distribution	4,4	7 %
Utilisation	52	81 %
<b>Total</b>	<b>64</b>	<b>100 %</b>

**Tableau 4-3 : Résultats par étape du cycle de vie – Scénario de référence**

Étape	Émissions de GES	
	(kg éq. CO <sub>2</sub> /GJ)	Proportion
Acquisition des matières premières et prétraitement	11	12 %
Production (porte-à-porte)	5,3	6 %
Distribution	2,3	3 %
Utilisation	70	79 %
<b>Total</b>	<b>88</b>	<b>100 %</b>

La part des émissions de GES selon les principales étapes du cycle de vie pour les deux scénarios est similaire, c'est-à-dire que la majorité des émissions de GES se produisent à l'étape d'*utilisation* (approximativement 80 %).

Le tableau 4-4 présente les résultats d'inventaire pour chaque destination d'utilisation avec la variation entre les deux scénarios.

En analysant ce tableau, la localisation comportant le plus grand gain environnemental associé à l'utilisation du GNL est les Caraïbes, suivies par les flottes et parcs de véhicules locaux au Québec, dans le nord-est des États-Unis et dans le nord-est du Québec. La localisation comportant le moins de gain environnemental est la Suède.

**Tableau 4-4 : Comparaison de la contribution des émissions par localisation**

Localisation	Émissions de GES (kg éq. CO <sub>2</sub> /GJ) <sup>(1)</sup>		
	GNL	Réf.	Δ <sup>(2)</sup>
Nord-est du Québec	32	44	-27 %
Suède	9,6	11	-15 %
Caraïbes	13	19	-31 %
Nord-est des États-Unis	2,0	2,8	-28 %
Flottes et parc de véhicules locaux	7,9	11	-28 %
<b>Total</b>	<b>64</b>	<b>88</b>	<b>-27 %</b>

(1) Émissions par région divisées par l'énergie totale fournie.

(2) Δ correspond à la différence entre le scénario de référence et le projet.

Étant donné que le GNL serait utilisé pour diverses sources, nous avons également compilé les résultats par source pour comparer les gains par type d'équipement au tableau 4-5.

**Tableau 4-5 : Comparaison de la contribution des émissions par type de source**

Type de source	Émissions de GES (kg éq. CO <sub>2</sub> /GJ) <sup>(1)</sup>		
	GNL	Réf.	Δ <sup>(2)</sup>
Combustion fixe	24	31	-21 %
Production d'électricité fixe	26	37	-31 %
Équipement mobile	12	17	-27 %
Chauffage	2,0	2,8	-28 %
<b>Total</b>	<b>64</b>	<b>88</b>	<b>-27 %</b>

(1) Émissions par type de source divisé par l'énergie totale fournie.

(2) Δ correspond à la différence entre le scénario de référence et le projet.

Puisque le combustible substitué n'est pas nécessairement le même d'un type de source à l'autre, les gains environnementaux ne peuvent être directement attribuables qu'à l'équipement.

## 5 INCERTITUDE

L'incertitude de l'inventaire peut être divisée en trois catégories : l'incertitude des paramètres, l'incertitude des scénarios et l'incertitude du modèle. Ces trois catégories d'incertitude seront traitées dans cette section.

Comme indiqué précédemment, les résultats de cette étude ne peuvent être appliqués à d'autres projets de GNL. La portée de l'étude prend en considération les utilisateurs finaux selon l'étude de marché réalisée par une firme spécialisée. La réalité du marché en 2017 pourrait être différente de l'étude de marché actuel. Elle est également basée sur des prévisions de l'approvisionnement futur en combustible et pas nécessairement sur l'approvisionnement actuel.

### 5.1 INCERTITUDE DES PARAMÈTRES

L'incertitude des paramètres correspond à l'incertitude des valeurs utilisées lors de l'inventaire dans la représentation du processus dans le cycle de vie du produit. L'incertitude des paramètres peut couvrir les données sur l'émission directe, les données sur l'activité, les facteurs d'émission et les facteurs de PRP. Comme le présente la section 3, la qualité des données utilisées pour les données sur l'activité et les facteurs d'émission ne présente pas d'enjeux réels.

Une analyse de sensibilité a été réalisée pour les facteurs de PRP, car la province de Québec utilise toujours les PRP du second rapport d'évaluation (1996). Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés au tableau 5-1.

**Tableau 5-1 : Analyse de sensibilité sur les facteurs de PRP**

	<b>SAR (1996) (kg éq. CO<sub>2</sub>)</b>	<b>AR4 (2007) (kg éq. CO<sub>2</sub>)</b>	<b>% d'augmentation</b>
Projet de GNL	<b>64</b>	65	0,84 %
Scénario de référence	<b>88</b>	88	0,59 %
Différence	24 (31 %)	24 (31 %)	

Note : les valeurs utilisées dans la présente analyse sont en gras.

L'analyse montre que les facteurs de PRP ont très peu d'impact sur les résultats de l'étude.

## 5.2 INCERTITUDE DES SCÉNARIOS

La deuxième catégorie d'incertitude est liée aux choix méthodologiques effectués pour cette étude. Trois analyses de sensibilité ont été réalisées à partir d'hypothèses concernant le contrôle des émissions de méthane versus l'absence de contrôle sur les traversiers en Suède, l'approvisionnement en gaz naturel et l'origine du pétrole brut. Le principal processus contributif est l'utilisation du combustible; l'analyse de sensibilité sur le contrôle des émissions de méthane sur les traversiers est donc nécessaire. Le second processus, de moindre contribution, est l'acquisition des matières premières et la phase de prétraitement. Bien que sa contribution soit inférieure, les analyses de sensibilité ont été réalisées sur l'origine des combustibles.

### 5.2.1 Contrôle des émissions de méthane des traversiers

Certains traversiers propulsés au GNL peuvent être équipés de dispositifs de contrôle des émissions alors que d'autres ne le peuvent pas. Dans le scénario du projet de GNL, il a été établi que les traversiers seraient équipés de tels dispositifs. Une analyse de sensibilité a été effectuée afin de voir les impacts si les bateaux n'ont pas ces dispositifs de contrôle. Les émissions des traversiers font partie de l'étape d'utilisation dans le cycle de vie. Les résultats de l'analyse sont présentés pour l'ensemble du cycle de vie du GNL fourni à la Suède au tableau 5-2.

**Tableau 5-2 : Analyse de sensibilité – Contrôle des émissions de méthane des traversiers**

Scénario	Émissions de contaminants en g/GJ
	éq. CO <sub>2</sub>
<b>Contrôle des émissions</b>	<b>64,8</b>
Émanations de méthane élevées	76,2

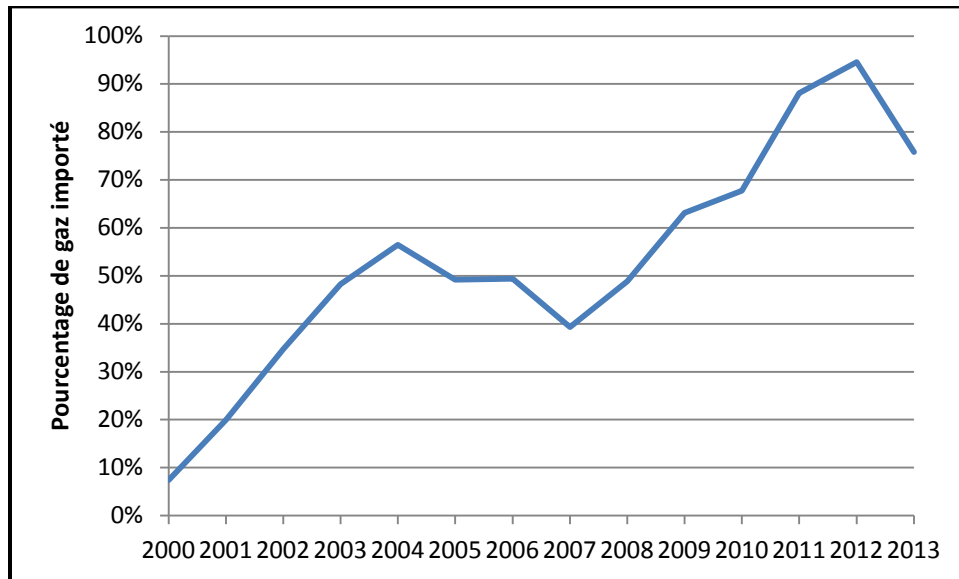
Note : le scénario utilisé dans la présente analyse est en gras.

Les différences entre le contrôle ou non des traversiers ne sont pas jugées importantes dans l'ensemble du cycle de vie du GNL.

### 5.2.2 Approvisionnement en gaz naturel

Une analyse de sensibilité a été effectuée, car une estimation de la source de l'approvisionnement en gaz naturel à Bécancour en 2017 n'est pas connue.

Dans GHGenius 4.03, on suppose que le gaz naturel brûlé au Canada prend son origine au Canada et donc, que 100 % de l’approvisionnement en gaz naturel proviendrait de l’Ouest canadien. Toutefois, de nouvelles données disponibles auprès de Statistique Canada<sup>19</sup> indiquent que ce n’est plus le cas. Le pourcentage de gaz américain consommé en Ontario et au Québec est illustré à la figure suivante.



**Figure 5-1 : Pourcentage de gaz américain consommé en Ontario et au Québec**

Étant donné que l’usine débutera ses opérations en 2017 et que l’origine du gaz n’est pas encore connue, une analyse de sensibilité a été réalisée en considérant un approvisionnement à 100 % des États-Unis et un autre scénario où l’approvisionnement serait à 50 % de l’Ouest canadien et à 50 % des États-Unis. Les résultats de cette analyse sont présentés au tableau 5-3.

<sup>19</sup> Statistique Canada, CANSIM, site Web : <http://www5.statcan.gc.ca/cansim/home-accueil?lang=eng>, (Tableau Cansim 129-0004)

**Tableau 5-3 : Analyse de sensibilité sur l’approvisionnement en gaz naturel**

Source du GN	éq. CO <sub>2</sub> (kg/GJ)
<b>100 % de l’Ouest canadien</b>	<b>12,9</b>
100 % des É.-U.	13,4
50 % de l’Ouest canadien / 50 % des É.-U.	13,1

Note : l’approvisionnement en gaz naturel utilisé dans la présente analyse est en gras.

L’augmentation relative des émissions de GES si la moitié ou 100 % de l’approvisionnement provenait des États-Unis est de 2 % et 4 %, respectivement, ce qui n’est pas une augmentation significative et ne devrait pas changer les résultats globaux de l’étude.

### 5.2.3 Émissions fugitives de gaz naturel

L’étape de l’*acquisition des matières premières et du prétraitement* représente 11 % ou 7,3 kg éq. CO<sub>2</sub>/GJ des émissions pour le scénario du projet. Cette valeur se trouve en dessous des autres estimations dans la littérature. Une analyse de sensibilité a été réalisée en doublant les émissions fugitives de gaz naturel du traitement et de la récupération. Le tableau 5-4 présente les résultats de l’analyse effectuée pour le parcours du nord-est des États-Unis.

**Tableau 5-4 : Analyse de sensibilité sur les émissions fugitives de gaz naturel – Étape d’acquisition des matières premières et de prétraitement – Parcours des États-Unis**

Scénario	éq. CO <sub>2</sub> (kg/GJ)
<b>Scénario de base du projet (considère que l’approvisionnement en gaz naturel provient de l’Ouest canadien)</b>	<b>7,2</b>
Scénario du projet considérant un approvisionnement en gaz naturel à 100 % des États-Unis	8,9
Scénario du projet considérant un approvisionnement en gaz naturel à 100 % des États-Unis avec le double des émissions fugitives de gaz	10,9

Note : le scénario pour la présente évaluation est en gras.



Les résultats du tableau 5-4 montrent que l'étape d'acquisition des matières premières et de prétraitement augmente de 3,7 kg/GJ si l'approvisionnement en gaz naturel est considéré provenir des États-Unis avec le double des émissions fugitives de gaz dans le modèle GHGenius. Puisque le projet fournit 24 kg/GJ de réductions des émissions, le projet fournit quand même d'importantes réductions d'émissions de GES si les émissions fugitives de gaz naturel sont doublées.

### 5.2.4 Approvisionnement en pétrole brut

Une analyse de sensibilité a été réalisée concernant l'origine du pétrole brut. Actuellement, le modèle considère que l'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge sera opérationnelle en 2017, considérant de ce fait que le pétrole brut provient principalement de l'Ouest canadien. Pour l'analyse de sensibilité, le modèle GHGenius a été réglé à 2014, où le changement important vers l'utilisation de pétrole brut canadien n'est pas encore rentré dans les prévisions. Les prévisions sur le pétrole brut pour les années 2014 et 2017 sont présentées à l'annexe A. Le tableau 5-5 présente les résultats de l'analyse.

**Tableau 5-5 : Analyse de sensibilité sur l'approvisionnement en pétrole brut**

Année d'intrant	éq. CO <sub>2</sub> (kg/GJ)	
	Réf – Mazout lourd	Réf - diesel
2014 – Avant l'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge	13,70	21,21
<b>2017 – Après l'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge</b>	<b>14,34</b>	<b>22,12</b>

Note : l'approvisionnement en pétrole brut utilisé dans la présente analyse est en gras.

Le tableau 5-5 présente les émissions pour le nord-est du Québec, qui inclut toutes les étapes du cycle de vie dont la regazéification du GNL, mais sans la composante combustion.

En examinant les résultats, il appert que les émissions pour les scénarios de référence du mazout lourd et du diesel sont supérieures en 2017, soit de 5 % et 4 % respectivement, ce qui n'est pas une augmentation significative et ne devrait pas changer les résultats globaux de l'étude.

### 5.3 INCERTITUDE DU MODÈLE

L'emploi d'un modèle pour l'analyse des deux systèmes complets réduit le biais par l'utilisation de jeux de données et d'approches cohérentes. Les jeux de données utilisés dans GHGenius sont récents, géographiquement spécifiques et complets. Le modèle GHGenius a été comparé à

d'autres modèles et s'est avéré plus complet que la plupart d'entre eux<sup>20</sup>. Il s'agit du seul modèle d'ACV pour les systèmes de combustibles accessible au public avec des données canadiennes. Les parcours du pétrole et du gaz naturel dans le modèle ont également été comparés au modèle GREET et aux travaux de modélisation entrepris par l'EPA américaine; aucun enjeu important concernant la qualité des données, les limites des systèmes et la méthodologie n'a été identifié<sup>21</sup>.

---

<sup>20</sup> Cheminfo Systems (2008).

<sup>21</sup> (S&T)<sup>2</sup> Consultants (2013).

## 6 REVUE CRITIQUE

La revue critique est un processus utilisé pour vérifier si l'ACV répond aux normes internationales. Les revues critiques d'ACV sont généralement optionnelles, sauf dans le cas d'ACV utilisées pour étayer des assertions comparatives qui sont rendues publiques. De telles ACV nécessitent une attention spéciale compte tenu des risques associés à l'interprétation erronée des résultats par les divers intervenants. La revue critique renforce également la crédibilité de l'évaluation. Ernst & Young a été mandatée pour réaliser la revue critique.

La revue critique a été effectuée selon les étapes suivantes :

1. Sélection d'un expert externe indépendant par le mandant de l'étude d'ACV pour agir comme président du comité de révision le 25 novembre 2014.
2. Sélection d'autres réviseurs qualifiés indépendants pour rejoindre le comité de révision entre le 26 novembre 2014 et le 16 décembre 2014.
3. Transmission du rapport sur l'empreinte de carbone au président le 16 décembre 2014.
4. Transmission de la note de révision à SNC-Lavalin le 12 janvier 2015, incluant tous les commentaires et les recommandations au praticien de l'ACV.
5. Transmission du rapport sur l'empreinte de carbone mis à jour et des réponses aux commentaires et recommandations au comité de révision le 29 janvier 2015.
6. Transmission du rapport de revue critique, incluant la déclaration de revue critique, au praticien de l'ACV le 9 février 2015.

Le comité de révision est composé des trois experts suivants :

**Président :**

Bruno Gagnon, ing., Ph. D.  
*Consultant principal, Ernst & Young*

**Réviseurs externes :**

Pierre-Olivier Roy, B. ing., Ph. D.  
*Consultant en environnement, CIRAIG*

Devin O'Grady, B. ing., M. ing.  
*Conseiller technique, Ressources naturelles Canada*

La note de révision se trouve à l'annexe C.

## 7 RÉFÉRENCES

Cheminfo Systems. Sensitivity Analysis of Bioethanol LCA Models to Determine Assumptions With the Greatest Influence on Outputs. Mars 31, 2008.

<http://www.ghgenius.ca/reports/BioethanolLCAFinalReport.pdf>

Distances en bateaux estimées à l'aide de l'outil fourni sur le site Web suivant :

<http://ports.com/sea-route/>

EUROPEAN COMMISSION. Methodology for the Calculation and Reporting of the Life Cycle Greenhouse Gas Intensity for Fuels and Energy by Fuel Suppliers. COM (6.10.2014) 617. Annexes 1 to 4.

[http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/fuel/docs/com\\_2014\\_617\\_annexes\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/fuel/docs/com_2014_617_annexes_en.pdf)

HEC Montréal. État de l'énergie au Québec 2015, Chaire de Gestion secteur de l'énergie, Automne 2014.

KEITH ARCHIBALD FORBES. Bermuda's Cost of Electricity, imported cooking gas, gasoline and oil, Lack of economies of scale and huge import duties make them very costly compared to North America. <http://bermuda-online.org/electgas.htm>

KINDER MORGAN. Macro Need for More Natural Gas Capacity.

[http://www.kindermorgan.com/business/gas\\_pipelines/east/neenergydirect/why\\_proj\\_needed.aspx](http://www.kindermorgan.com/business/gas_pipelines/east/neenergydirect/why_proj_needed.aspx)

ICF INTERNATIONAL. North American Midstream Infrastructure Through 2035: Capitalizing on our Energy Abundance. Prepared for The INGAA Foundation, Inc. March 18, 2014.

<http://www.ingaa.org/file.aspx?id=21498>

ISO 14040 :2006, Environmental management – Life cycle assessment – Principles and Framework.

ISO 14044 :2006, Environmental management – Life cycle assessment – Requirements and Guidelines.

Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC). Plan d'action sur les changements climatiques 2013-2020.

<http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/pacc2020.htm>

Oil & Gas Security Emergency Response of IEA Countries – Sweden 2012, International Energy Agency. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name-32446-en.html>

Statistics Canada, CANSIM, website: <http://www5.statcan.gc.ca/cansim/home-accueil?lang=eng>, (Cansim Table 129-0004)

(S&T)<sup>2</sup> CONSULTANTS INC. GHGenius Model 4.03. Volume 1. Model Background and Structure. Prepared for Natural Resources Canada. June 15, 2013.

<http://www.ghgenius.ca/reports/GHGenius403Volume1.pdf>

(S&T)<sup>2</sup> CONSULTANTS INC. GHGenius Model 4.03. Volume 2. Data and Data Sources. Prepared for Natural Resources Canada. June 15, 2013.

<http://www.ghgenius.ca/reports/GHGenius403Volume2.pdf>

(S&T)<sup>2</sup> CONSULTANTS INC. Transportation Fuel Life Cycle Assessment: Validation and Uncertainty of Well-To-Wheel GHG Estimates. Prepared for the Coordinating Research Council, Inc. (CRC). November 22, 2013.

<http://crcao.com/reports/recentstudies2013/E-102/CRC%20E%20102%20Final%20Report.pdf>

SNC-LAVALIN INC. Environmental Impact Assessment Study Submitted to the Ministry of Sustainable Development, Environment and Fight against Climate Change. October 2014.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Northeast Grows Increasingly Reliant on Natural Gas for Power Generation. <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=13751>:

## ANNEXE A

### Approvisionnement en pétrole brut pour 2014 et 2017

L'origine du pétrole brut pour le centre du Canada est présentée ci-dessous selon les prévisions de 2014 et 2017.

	<b>Volume en 2014 (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Volume en 2017 (m<sup>3</sup>)</b>
<b>États-Unis</b>	74 964	49 410
<b>Canada</b>	25 664 703	39 943 726
<b>Mexique</b>	1 254 687	1 195 477
<b>Nigeria</b>	320 852	294 639
<b>Algérie</b>	4 500 000	82 810
<b>Norvège</b>	1 295 614	79 799
<b>Angola</b>	792 240	768 710
<b>Royaume-Uni</b>	633 823	350 506
<b>Autre</b>	5 463 587	0
<b>TOTAL</b>	<b>24 607 651</b>	<b>23 190 415</b>

Source : Statistique Canada. Tableau CANSIM 134-0001



## APPENDIX B

---

### Réseaux électriques

L'approvisionnement en électricité du réseau est régionalisé dans le modèle GHGenius. La production électrique dans les trois régions consommatrices nord-américaines est présentée dans le tableau suivant. Les activités (p. ex., la production de pétrole brut) qui ont lieu dans des régions autres que la région consommatrice utilisent l'électricité de la région productrice plutôt que de la région consommatrice. Le processus de liquéfaction est dépendant de l'électricité, mais les voies de référence reçoivent une contribution mineure de l'électricité.

	Québec	Nord-est des É.-U.	Centre des É.-U.
	Fraction fournie		
<b>Charbon</b>	0,000	0,436	0,511
<b>Pétrole</b>	0,004	0,002	0,002
<b>Chaudière à gaz</b>	0,006	0,131	0,116
<b>Centrale au gaz</b>	0,000	0,115	0,102
<b>Nucléaire</b>	0,017	0,182	0,185
<b>Éolien</b>	0,046	0,051	0,052
<b>Autre carbone</b>	0,000	0,000	0,000
<b>Biomasse</b>	0,012	0,008	0,006
<b>Hydroélectricité</b>	0,914	0,075	0,026
<b>Autre</b>	0,000	0,000	0,000
<b>Intensité carbonique fournie</b>	47,9 g éq. CO <sub>2</sub> /kWh	655 éq. CO <sub>2</sub> /kWh	722 éq. CO <sub>2</sub> /kWh

## ANNEXE C

---

### Rapport de revue critique



Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l.  
Ernst & Young LLP  
800, boul. René-Lévesque Ouest  
Bureau 1900  
Montréal (Québec) H3B 1X9

Tél./Tel: +1 514 875 6060  
Télec./Fax: +1 514 879 2600  
ey.com

Jenny Vieira  
Director – Air quality, Water and Environment  
SNC-Lavalin Inc.  
2271 Fernand-Lafontaine Blvd.  
Longueuil, Québec J4G 2R7

9 February 2015

**Subject: Critical review report of the comparative carbon footprint for the SLNGaz Project**

Dear Ms. Vieira:

Find attached the critical review report on the comparative carbon footprint of liquefied natural gas (LNG) and other fossil fuels performed by SNC-Lavalin for Stolt LNGaz. The content of the critical review report is based on the carbon footprint report provided to the review panel by SNC-Lavalin on 9 February 2015.

The critical review was performed in accordance with the ISO 14044 standard and the ISO 14071 technical specification, as the results were intended to be used to support publicly disclosed comparative assertions. This process was followed to decrease the likelihood of misunderstandings or negative effects on external interested parties.

The main objective of the critical review process is to ensure that the study performed and the report prepared are consistent with the ISO 14044 standard. The critical review panel considers the modifications made to the original report as satisfactory, and that the final version of the report meets the requirements set forth in the ISO 14044 standard.

The fact that a critical review has been conducted implies in no way an endorsement of any comparative assertion that is based on an LCA study by the critical review panel. The limitations stated in the carbon footprint report must also be taken into account in the interpretation and use of the results.

Yours sincerely,

Thibaut Millet  
Associate Partner, Climate Change and  
Sustainability Services

Bruno Gagnon, Eng., PhD  
Chairperson of the critical review panel



# Critical review of the comparative carbon footprint for the SLNGaz Project

Critical review report  
9 February 2015



## Table of contents

1.	Context.....	1
1.1	Review panel .....	1
1.2	Objectives.....	2
1.3	Critical review process.....	2
1.4	Review statement .....	3
2.	Comments on the carbon footprint report .....	4
3.	Consistency with ISO 14044 standard and ISO 14067 technical specification .....	27

*NOTE: This report has been prepared to assist SNC-Lavalin. Our report has not considered issues relevant to third parties. Any use a third party may choose to make of this report is entirely at its own risk.*



# 1. Context

This report was prepared for SNC-Lavalin as part of the critical review of the comparative carbon footprint report on liquefied natural gas (LNG) and other fossil fuels, which is itself carried as part of the SLNGaz Project environmental impact assessment.

As stated in the ISO 14044 standard (Environmental management - Life cycle assessment - Requirements and guidelines), a panel of interested parties shall conduct critical reviews on LCA studies where the results are intended to be used to support a comparative assertion intended to be disclosed to the public, in order to decrease the likelihood of misunderstandings or negative effects on external interested parties.

## 1.1 Review panel

The critical review panel consists of:

<b>Review committee chairperson</b>	Bruno Gagnon, Eng., PhD Senior Consultant, EY
<b>External reviewers</b>	Devin O'Grady, B.Eng., M.Eng. Technical Advisor, Natural Resources Canada
	Pierre-Olivier Roy, B.Eng., PhD Environmental consultant, CIRAIG

### Bruno Gagnon

A senior advisor in EY's Climate Change & Sustainability practice, Bruno has experience in life cycle assessment (LCA) and product carbon footprints serving clients in various industry sectors. His experience also includes greenhouse gas (GHG) verification and performance audit in municipalities on environmental issues. Over the past few years, Bruno has served as a part-time lecturer and master's thesis advisor at the Université de Sherbrooke. Before joining EY, Bruno worked in consulting and also completed a PhD in environmental engineering. His scientific research focused on the integration of sustainable development principles in engineering design projects as well as wastewater management technologies, namely through the use of LCA.

### Devin O'Grady

Devin holds a bachelor's degree in chemical engineering from the University of Ottawa (2005) and a master's degree in chemical engineering from McGill University (2007). Devin joined Environment Canada's Oil and Gas division in 2010 working on GHG regulatory development elements related to the oil and gas sector. This included reviewing crude oil LCA studies and managing contracts involving the Canadian lifecycle model GHGenius. Devin moved to Natural Resources Canada in 2013 with a focus on refining and transport fuel technical issues. His work involves LCA related activities, serving as a voting member for the Canadian General Standards Board (CGSB) Petroleum Committees, and participating as a workshop organizer for the 2015 Coordinating Research Council's Transport Fuel LCA Workshop.

## Pierre-Olivier Roy

A chemical engineering graduate from École Polytechnique de Montréal in 2006, Pierre-Olivier Roy has completed both a Masters (2009) and a PhD (2012) at the International Reference Centre for the Life Cycle of Products, Processes and Services (CIRAIG). His thesis, entitled *Worldwide regional environmental modeling of terrestrial and aquatic acidification for a life cycle analysis context* allowed him to develop expertise related to the regional and global scale modeling of the consequences of terrestrial and aquatic acidification. He now works for CIRAIG as an environmental consultant. He has since worked on several projects such as the shale gas strategic environmental assessment for the Québec government, a confidential energy-related project for Total and the carbon footprint pilot project for the Québec government.

## 1.2 Objectives

As stated in ISO 14044, section 6.1, the critical review process shall ensure that:

- the methods used to carry out the carbon footprint are consistent with the ISO 14044 standard;
- the methods used to carry out the LCA are scientifically and technically valid;
- the data used are appropriate and reasonable in relation to the goal of the study;
- the interpretations reflect the limitations identified and the goal of the study;
- the study report is transparent and consistent.

Due to the nature of the study, relevant requirements put forward in the ISO 14067 Technical Specification (Greenhouse gases - Carbon footprint of products - Requirements and guidelines for quantification and communication) are also considered during the review.

## 1.3 Critical review process

The critical review was performed by a panel of three external experts at the end of the carbon footprint study, following the ISO 14071 Technical Specification (Environmental management - Life cycle assessment - Critical review processes and reviewer competencies: Additional requirements and guidelines to ISO 14044:2006).

The critical review covers all aspects of an LCA, including data appropriateness and reasonability, calculation procedures, life cycle inventory (LCI) analysis, impact assessment methodologies, characterization factors, calculated LCI and life cycle inventory analysis (LCIA) results, and interpretation.

The critical review was performed according to the following steps:

1. Selection of an external independent expert (EY – Bruno Gagnon) by the commissioner of the original LCA study to act as a chairperson of the review panel on 25 November 2014.
2. Selection of two other independent qualified reviewers (Devin O'Grady and Pierre-Olivier Roy) to take part in the critical review panel between 26 November 2014 and 16 December 2014.
3. Communication of the carbon footprint report to the review panel on 16 December 2014.

4. Communication of the first review note to SNC-Lavalin on 12 January 2015, including all comments and recommendations to the LCA practitioner.
5. Communication of the second version of the carbon footprint report and response to comments and recommendations to the critical review panel on 29 January 2015.
6. Communication of the second review note to SNC-Lavalin on 3 February 2015, including all comments and recommendations to the LCA practitioner.
7. Communication of the final version of the carbon footprint report and response to comments and recommendations to the critical review panel on 9 February 2015.
8. Communication of the critical review report, including the critical review statement, to the LCA practitioner on 9 February 2015.

The selection of the external experts was based on their knowledge of, and proficiency in: (i) the ISO 14040 and ISO 14044 standards; (ii) the ISO 14067 technical specification; (iii) the LCA methodology and current practice; (iv) critical review practice; (v) the scientific disciplines relevant to the important impact categories of the study; (vi) environmental, technical and other relevant performance aspects of the product system(s) assessed; (vii) the language used for the study.

The comments were provided to the LCA practitioner in written form, after being discussed among the members of the review panel. Clarifications on the comments were provided to the LCA practitioner during a conference call and through e-mail exchanges. Answers to the review panel were provided by the LCA practitioner in written form, after modifications were done in the carbon footprint report.

The review of the carbon footprint was performed in reference to the ISO 14044 standard and ISO 14067 technical specification, with the support of the checklist presented in Section 3.

The review excludes an assessment of the life cycle inventory (LCI) model and the assessment of individual data sets (at the inventory level).

## 1.4 Review statement

The critical review statement belongs to version 3 (dated 9 February 2014) of the comparative carbon footprint report.

The critical review panel considers the modifications made to the original report as satisfactory. The final version of the report meets the requirements set forth in the ISO 14044 standard.

The fact that a critical review has been conducted implies in no way an endorsement of any comparative assertion that is based on an LCA study by the critical review panel.

The procedures we performed do not constitute an audit, examination or a review in accordance with generally accepted auditing standards or attestation standards. We have not audited or otherwise verified the information supplied to us in connection with this engagement.

## 2. Comments on the carbon footprint report

### Legend:

Reviewer	
BG	Bruno Gagnon
DO	Devin O'Grady
PR	Pierre-Olivier Roy

Review panel comment	
●	A correction, modification or justification is <b>required</b> . This item has an impact on consistency with the ISO 14044 standard and the ISO 14067 technical specification and/or the results.
●	A correction, modification or justification is <b>recommended</b> . This item could be adjusted to improve readability of the report and the quality of the results.

No.	Reviewer	Section	Panel comment		Authors answer	Panel answer
1	BG	Title page	Life cycle assessment should be used instead of life cycle analysis.	●	Modified as recommended.	Satisfactory.
2	BG	Notice to reader	The disclaimer stating that the report has been undertaken for the exclusive use of Stolt LNGaz Inc. is inconsistent with the fact that the results and conclusions are intended to be disclosed to the public (section Goal of the study).	●	Modified to fit with the goal of the study.	Satisfactory.
3	PR	List of Tables	Page numbers are erroneous.	●	Corrected.	Satisfactory.
4	PR	List of Figures	Page numbers are erroneous.	●	Corrected.	Satisfactory.
5	PR, BG	2.1, 2.2	<p>The definition of the reference scenario should be better documented, namely to address these questions:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>On what basis were the alternative fuels selected?</li> <li>Why should LNG be expected to replace these fuels in the given location? Do the current infrastructure and equipment support the planned substitution?</li> </ul>	●	The selection of the locations, equipment use and fuels to be replaced is based on an extensive market analysis as well as an independent market study by a reputable consulting firm in Canada. This work was mandated by SLNGaz and includes information of sensitive nature for which the projected users and therefore precise locations cannot be	<p>Satisfactory. This section is now much more transparent and understandable.</p> <p>The authors could mention an independent market study was performed without stating it was prepared by a "reputable consulting firm in Canada" as this portion of the statement is too vague to provide additional context.</p>

No.	Reviewer	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
			<ul style="list-style-type: none"> <li>Is it economically relevant for users to switch from diesel, HFO or LPG to LNG?</li> </ul> <p>Explanations must be provided for the choices of alternative fuels, the planned destinations and the market shares between the different uses. Could a different set of alternative fuels be assessed in a sensitivity analysis?</p>	<p>disclosed.</p> <p>However, the choices in the locations and fuel replacement can be backed by publicly available information which we have included in the report. An explanation for each location is now included in the report in section 2.2.</p>	
6	DO	2.1	Under the goal of the study authors refer to “supply LNG to remote areas or areas not connected to NG network.” How do Sweden, North East US and the Caribbean fit under this categorization?	● This point is covered in the response to question number 5.	Satisfactory.
7	DO	2.1	“Carbon and CAC emissions are the environmental impacts.” Replace “Carbon” with “GHG”.	● Modified as recommended.	Satisfactory.
8	DO	2.2	Figure 2-1 is not introduced in prior text and requires better explanation.	● Figure 2-1 is now introduced and described.	Satisfactory.
9	PR	2.2	The scenarios should be better detailed in relation with Figure 2-1. The readers have difficulty to follow the reference scenario for each of the geographical contexts. Authors should provide background information for each geographical context (Quebec, USA, Sweden and Caribbean).	● Has been addressed as per question number 5.	Satisfactory.
10	PR	2.2: Figure 2-1	The defined system assumes that the LNG will replace different types of energy sources but doesn't evaluate what will happen to these replaced energy sources. Therefore, the authors inherently assume an ideal case scenario in which the displaced energy	● An attributional LCA has been performed, which assumes that the fuels being replaced will no longer be produced if there is no a demand for it. This is now stated in the report.	Satisfactory.

No.	Reviewer	Section	Panel comment		Authors answer	Panel answer
			sources will no longer be exploited afterwards. This should at least be 1) validated and 2) clearly mentioned in the report.			
11	DO	2.2	Define HHV. Throughout the report, define abbreviations when mentioned for the first time.	●	The acronyms in the report are now defined when first mentioned as well as in a Table of acronyms.	Satisfactory.
12	PR, BG	2.2	The authors must define “criteria air contaminants” (CAC). Furthermore, they should explain why they only evaluated the NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> and PM emissions since the Canadian government also considers the NH <sub>3</sub> , VOC, CO and O <sub>3</sub> emissions in their CAC assessment. Evaluating a limited number of CAC emissions could be misleading if the omitted CACs contribute significantly to the impacts of the studied systems. The fact that these substances are being analyzed at the inventory level and not the impact level must also be addressed (see comment 49).	●	Due to time constraints, this part of the CAC component of the study was removed.	Satisfactory.
13	DO	2.2	Last paragraph of 2.2 – “environmental exchanges” – what is meant by exchanges? Suggest replacing exchanges. “Elementary flows” appears a more appropriate term.	●	The sentence has been re-worded to remove the term.	Satisfactory.
14	PR	2.2: Functional unit	Functional unit should explicitly state: (1) the quantification of the function; (2) the geographical context and (3) the timeframe. Points 2 and 3 are lacking in the functional unit	●	The definition in the report has been updated as follows: The functional unit used in this study to relate the performance of the product systems is defined as a gigajoule (GJ) of energy delivered to the end user (before combustion) for the generation of heat,	Satisfactory.  The functional unit could be stated before Figure 2-1 instead of at the end the section.

No.	Reviewer	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
				electricity production or transportation in Quebec, the NE USA, Sweden and the Caribbean in 2017.	
15	PR	2.2: Functional unit	<p>As presently formulated, the functional unit doesn't seem to consider the use phase.</p> <p>As it stands, we interpret the term "energy delivered" as the energy content delivered to the gate of the energy production system. It could also potentially mean that it is the energy delivered to an energy production system (heat or electricity generation). In either case, the functional unit should be better formulated.</p> <p>For example, it could be formulated as "the production of 1 GJ of energy and its use for the generation of heat, electricity production or transportation in either <i>[list of geographical context]</i> in 2017.</p>	<p>Yes, it is defined as the energy content delivered to the gate of the energy production system (before end use).</p> <p>The functional unit is defined in question no. 14 above.</p>	Satisfactory.
16	PR, BG	2.2: Reference flow	<p>Did the authors consider the efficiency of the different technologies for fuel combustion? For example, burners, engines or turbines using different fuels might not provide the same useful output (heat, electricity, power) with a given energy input.</p> <p>It should be specified whether or not this aspect was taken into account, and if not, justification should be provided. If yes, a discussion about the influence of varying technology efficiency on the results should be discussed in the report.</p>	<p>We have assumed the same efficiency for stationary combustion. The mobile combustion devices do take into account different efficiencies expected from the fuel/engine. This is now mentioned in the report. However, since the functional unit is based on the energy delivered to the user, before combustion, the efficiencies of the equipment and engines have no effect on the global results of the assessment.</p> <p>A sensitivity analysis was performed and presented in section 5.2.</p>	<p>Unsatisfactory.</p> <p>Energy conversion efficiencies should be presented as assumptions should be better referenced and should be the subject of a sensitivity analysis.</p> <p>Refer to the follow-up comment 63 for further details.</p>



No.	Reviewer	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
17	PR	2.2: Reference flow	The energy content of each fuel should be reported. Explain the rationale for using high heating value (HHV) and not the low heating value (LHV)?	<p>Added to the report:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>The HHV referenced in the Quebec air emission reporting regulation for diesel (also used for heating oil), HFO and LPG was used for the estimate of the volume of each fuel for the reference scenario.</li> <li>All energy is expressed on a higher heating value (HHV) basis in this report since it is a measure used for the majority of commercial transactions in North America and it is the basis used for the reference to energy in the Quebec air emission reporting regulation</li> </ul>	Satisfactory.
18	PR	2.2: Reference flow	The reference flows are misleading as they pertain to the entire system and not the different geographical context. The reader has no idea what fuel is being replaced in a certain scenario or how much of this fuel is being replaced with these reference flows. For example, the authors could provide the breakdown at Figure 2-1 both in percentages and volumes. Furthermore, comment 17 relating to efficiency and energy content should be taken into account when defining the reference flows, because 1GJ of LNG could not be equivalent to 1GJ of HFO, diesel, LPG or heating oil.	<p>Volumes of the fuel distributed have been added to Figure 2-1.</p> <p>As mentioned in the answer to question no. 17, we have assumed the same efficiency for stationary combustion. The mobile combustion devices do take into account different efficiencies expected from the fuel/engine. Since the functional unit is based on the energy delivered to the end user, before combustion, the definitions of the reference flows are exact.</p>	<p>Satisfactory.</p> <p>Refer to the comment 63 for issues specific to energy conversion efficiencies.</p>
19	PR	2.2: Reference	The authors should define ULSD (ultra low sulfur diesel).	All references to ULSD have been replaced with heating oil in the report.	Satisfactory.

No.	Reviewer	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
		flow	Why is ULSD not included as a product in Table 2-2? Why is ULSD not reported elsewhere in the report? Is it in fact the “ <i>heating oil production</i> ”?	Heating oil has been added to Table 2-2.	
20	DO	2.2.1	Last sentence before figure. Replace Figure 2-1 – with Figure 2-2	● This correction has been made in the report.	Satisfactory.
21	PR	2.2.1	“ <i>where equivalent</i> ” should be corrected to “ <i>were equivalent</i> ”	● The correct term is ‘where equivalent’ since these are not equivalent for all scenarios. For instance, the inland distances are not the same for the delivery of LNG to NE USA and heating oil to NE USA.	Satisfactory.  We suggest that commas be added for clarity: “ <i>inland transportation, where equivalent [...], have also been excluded</i> ”.
22	BG	2.2.1	“ <i>Emissions from the construction of infrastructure, exploration, site preparation, site closure, and remediation are excluded</i> ”.  Does this apply to natural gas production? It has been documented that those life cycle stages can have significant impacts for shale gas production. For example, refer to “Methane Leaks from North American Natural Gas Systems” by Brandt <i>et al.</i> in <i>Science</i> (vol. 343). Clarify to which processes in the product system this exclusion applies.	● Emissions from the construction of infrastructure, exploration, site preparation, site closure, and remediation are excluded for both scenarios.  Methane leaks from well drilling are included since this is part of the US EPA inventory.	Satisfactory.  Refer to the follow-up comment 77 for the uncertainty around methane emissions from natural gas extraction and processing.
23	PR, BG	2.2.1	“ <i>Inland transportation where equivalent in both the project and the reference scenario has also been excluded</i> ”.  This hypothesis is erroneous as it could only be right if: (1) the distances; and (2) the transported fuels weighted the same; and (3) both origin and destinations are exactly the same. An unlikely outcome	● Inland transportation is considered equivalent in the assessment for those paths where the distance travelled and points of origin and destination in both the project and the reference scenario are identical.  Although the energy density differs	Satisfactory.

No.	Reviewer	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
			considering the differences in the nature of the fuels (and therefore their density). In comparative assessments, only flows which are exactly identical from one product system to another can be excluded. The model should include inland transportation, unless flows can be proven to be exactly identical.	between the LNG and other fuels, LNG has a higher energy density and thus the assessment provides conservative results.	
24	PR	2.2.1	The authors should provide a rationale for the selection of the geographical context referred to in Figure 2-2 (also see comments 5 and 19). As the report lacks information, the readers do not know if this geographical context is relevant.	● The selection of the locations, equipment use and fuels to be replaced is based on an extensive market analysis as well as an independent market study by a reputable consulting firm in Canada. This work was mandated by SLNGaz and includes information of sensitive nature; therefore, the precise users and locations cannot be disclosed. However, the report now includes a rationale based on publicly available information.	Satisfactory.
25	PR	2.2.1	The authors included the “ <i>heating oil production</i> ” in the system boundaries (Figure 2-2)? Why is it not mentioned in most places where alternative fuels are enumerated (e.g. section 2.2 and Table 2-2)? The description of alternative fuels should be consistent throughout the report.	● The heating oil used is designated as ULSD. This section has been updated to be more consistent.	Satisfactory.
26	PR, DO	2.2.1	Do emissions in the “end of life” stage correspond to combustion emissions? These emissions should actually be considered in the “ <i>use phase</i> ”. While the authors state that their study is “cradle to grave”, it is erroneous as no end of life processes (e.g. disposition of	● Emissions for the combustion stage are included in the USE stage.  The study is cradle-to-grave, from well head to fuel use. The product end of life being the usage of the fuel.	Satisfactory.

No.	Reviewer	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
			residues from crude oil refining, dismantling of equipment used for fuel combustion at the end of their service life) are considered. It is more of a cradle to end of pipe assessment, as the last life cycle stage included in the assessment is the combustion of fuels.		
27	DO	2.2.1	Major energy inputs and co-products could be included at each stage in the Figure 2-2.	● Energy inputs are added to Figure 2-2.	Satisfactory.
28	BG	2.2.1	As mentioned further in the report by the authors, US shale gas already represents a significant fraction of natural gas imported in Quebec and this fraction is expected to increase in the future. The authors should justify in the report why they consider in their most plausible scenario that 100% of the natural gas comes from Western Canada.	● Data were not available as to the projected origins of the supply of natural gas to the Bécancour LNG plant. The project considers that 100% of the natural gas comes from Western Canada. This has historically been the case for natural gas supply into Quebec; however, recently some US natural gas has been supplied to this market. A sensitivity analysis was performed to show that the origin whether it be from Canada, the US or a combination, has little effect on the emissions, as shown in section 5.2.1.	Satisfactory.  The review panel is still not comfortable with the definition of a default scenario for 2017 where 100% of the natural gas comes from Western Canada.  However, as the sensitivity analysis performed in section 5.2.1 shows that the natural gas origin has a small influence on the results, no further action is required.
29	BG	2.2.1	References must be provided to support the different values presented in Table 2-3.	● References will be added.	Satisfactory.  Specify whether or not there are still references missing in the current version of the report, as the answer is not clear.
30	DO	2.2.1	Table 2-3 – Under Description it states that “ <i>Extraction and processing includes all major energy and electricity flows.</i> ” Identifying and defining these processes	● Additional details were provided.	Satisfactory.

No.	Reviewer	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
			and flows would help the reader to better understand which processes are specifically included.		
31	DO	2.2.1	Table 2-3 – Under Crude oil extraction, based on IEA data, Russia should be forecasted to supply Europe with crude. Also, for NE USA, the US should be forecasted to supply more crude than 8%. Authors should provide the data sources used for these breakdowns and explain (when relevant) how historical data was adjusted for future projections.	<p>● For Europe the model was calibrated to provide results similar to the results of the European Commission.</p> <p>Data sources have been included in the report.</p>	<p>Unsatisfactory.</p> <p>Additional details should be provided for crude oil origin in Europe and the calibration of the GHGenius model for this region. Assumptions around projected 2017 crude oil origin should also be stated.</p> <p>Refer to the follow-up comment 66 for further details.</p>
32	PR	2.2.3	The authors use the expression “ <i>Western Canadian tar sands</i> ”. However, the expression “oil sands” would be more appropriate.	<p>● The expression has been modified as recommended.</p>	Satisfactory.
33	PR	2.2.3	We do not see how the oil sands can generate electricity as a co-product. Please clarify. This could occur if the oil sands operators are using cogeneration units. But this should be specified if this is indeed the case.	<p>● Co-generation units are used in the oil sands. However, the primary co-products are LPG and petroleum coke.</p>	Satisfactory.
34	PR, BG	2.2.3	<p>“<i>The allocation method considered by the model is that of displacement</i>”.</p> <p>This term is not aligned with the ISO 14044 standard. Did the authors mean system expansion?</p> <p>In any case, the “allocation approach” section should describe in much more details what was actually done. For example, the list of co-products, the relative proportion in which they are</p>	<p>● System expansion is the ISO 14044 term for displacement. Displacement has been modified to expansion in the report.</p> <p>The “allocation approach” section has been expanded in the report.</p>	Satisfactory.

No.	Reviewer	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
			produced and the substituted product for each co-product.		
35	PR, DO	2.2.3	What is the authors' approach considering the allocation of impacts from the crude oil refining process and the LNG process, as these processes generate several co-products? This should be described in the "Allocation approach" section.	<p>● The "allocation approach" section has been expanded in the report.</p>	<p>Satisfactory.</p> <p>The difference between allocation based on estimated process energy used and allocation based on the energy content of fuels should be explained.</p>
36	BG	2.2.3	A sensitivity analysis should be performed on the procedures chosen to allocate impacts from upgrading bitumen from oil sands and refining crude oil, namely to include allocation based on the energy content of co-products.	<p>● LPG and marketed petroleum coke account for only 4% of the production from upgraders. Alternative allocation approaches will have minimal impacts on the results. Alternative refinery allocation approaches are investigated in the report.</p>	<p>Satisfactory.</p> <p>Authors should mention in the report that LPG and marketed petroleum coke account for only 4% of the production from upgraders and specify whether this is expressed on a mass or energy basis.</p>
37	DO	2.2.4	<p>2<sup>nd</sup> sentence – requires further explanation. The land use change associated with which process results in "soil carbon loss from peat soils disturbance".</p> <p>3<sup>rd</sup> sentence – Unnecessary or requires further explanation to be relevant.</p> <p>4<sup>th</sup> sentence – How do land use change and co-product emission credit offset each other? We do not see how these two elements are related. The authors should justify this offset.</p>	<p>● 2<sup>nd</sup> sentence: Deforestation and removal of the overburden.</p> <p>3<sup>rd</sup> sentence has been removed.</p> <p>One is a positive impact and one is a negative impact. The emissions are small and are not material.</p>	<p>Satisfactory.</p> <p>Authors should provide the magnitude of emissions from land use change (kgCO<sub>2</sub>/GJ) so that the reader can understand that they represent a small contribution to the overall results.</p>
38	PR, BG	3.1.1: Table 3-1	The authors rely heavily on the GHGenius model. However, the authors do not describe this model, the databases that it uses or its validity, credibility and accuracy.	<p>● A new section 3.1.1 dedicated to describing the model has been added to the report.</p>	<p>Satisfactory.</p> <p>However, the following sentence in section 2.2 is not accurate: "the GHGenius model from Natural</p>

No.	Reviewer	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
			<p>The data sources on which GHGenius relies must be specified, as they can be of different quality for different fuels and geographical context even for the same life cycle stage.</p> <p>For primary data, sources should also be provided. For example, how were emissions from the projected liquefaction plant in Bécancour evaluated and how do they compare to other plants?</p>	<p>Emissions from the Bécancour LNG plant were obtained from the EIA study that was mandated by SLNGaz to SNC-Lavalin.</p>	<p>Resources Canada.” Natural Resources Canada does not own GHGenius. Authors could rather refer to the “Canadian LCA model, GHGenius.”</p>
39	BG, DO	3.1.2	<p>The improvements made on data quality should be clearly related to the product systems under study or the processes contributing most to environmental impacts.</p> <p>For example, much of the first half of this section describes data improvements and model updates that seem to have no implications on this study. All model changes that do not impact the current study should be removed:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Point 2 in the first list on GWP factors</li> <li>• Second list (points 1 – 4) referring to changes to the model that have no impact on pathway results.</li> </ul> <p>Those comments do not relate directly to the study nor help the reader understand the current goal of study.</p>	<p>● This section has been updated to include only the relevant information.</p>	<p>Satisfactory.</p>
40	BG, DO	3.1.2	<p>Different crude receipt scenarios at the refinery should be taken into account. Quebec refineries currently import significant quantities of U.S. crude oil. This should be reflected in the sources of</p>	<p>● The assessment is based on 2017. Enbridge Line 9 will be in operation by then.</p>	<p>Satisfactory.</p>

No.	Reviewer	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
			crude oil, as the start-up of the Enbridge Line 9 pipeline has been delayed.		
41	DO	3.1.2	Figure 3-1 is not clear. Is it supposed to represent the total refining capacity for Central Canada? (approx. 800,000 bbl/d). Authors could provide additional explanations on the content of Figure 3-1.	● This figure is not very clear and has been removed.	Satisfactory.
42	BG, DO	3.1.2: Figure 3-2	Figure 3-2 is in fact a Table. Furthermore, the reference should be provided for values appearing in the Table. For example, in 2011, according to the IEA, Sweden imported 50% of its crude oil from Russia.	● "Figure" has been modified for "Table". The model has been calibrated for the latest EU estimates.	Satisfactory.
43	DO	3.1.2	Figure 3-3 should be labeled as a Table.	● Corrected in report.	Satisfactory.
44	PR	3.1.3: Table 3.2	Why not also report the most recent GWP from the 5 <sup>th</sup> IPCC report whose values are also included in the GHGenius model as mentioned previously in the report?	● For this study, the Global Warming impact category was assessed using the Second Assessment Report (SAR) (IPCC, 1996) values included into the Kyoto Protocol and are those currently in use in the Province of Quebec. A sensitivity study was done in order to measure the influence of the global warming potential (GWP100) choice (see Section 5.1) in comparison to the IPCC Fourth Assessment Report (AR4). The GWP values presented in the 5 <sup>th</sup> IPCC report are not commonly used yet.	Satisfactory.  Table 3-3 is referred to as Table 3-2 in the text beforehand. Change for Table 3-3.
45	PR	3.1.3	The authors state that the " <i>Sensitivity study was done in order to measure the influence of the global warming potential (GWP100) choice</i> ". The authors should clearly state which GWP were used in their sensitivity study.	● Now more clearly defined in the report.	Satisfactory.



No.	Reviewer	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
46	DO	3 (General)	For those unfamiliar with GHGenius, this section may be difficult to follow as the reader is left to make assumptions regarding details of the model. For example, which provinces does the Central Canada include? Which PADD does the US Central region represent? Some definitions, explanations and background should be provided to help the reader better understand GHGenius.	● A new section 3.1.1 dedicated to describing the model has been added to the report.	Satisfactory.
47	DO	4 (General)	Some graphs could be useful for displaying the results versus tables.	● Graphs are no longer necessary with the reduction in scope of the study.	Satisfactory.
48	PR	4: Table 4.1	The results are presented according to a GJ of energy delivered. According to the ISO 14044 standard, results should be presented according to the functional unit (which should be redefined following comments 14 and 15).	● Results are presented according to the functional unit of 1 GJ energy delivered (before combustion).	Satisfactory.
49	PR, BG	4: Table 4.1	The authors provide the inventory results of GHG and CAC emissions. While the impacts of GHG emissions are in fact evaluated at the midpoint level, SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> and PM emissions are truly presented and discussed as an inventory result. However, according to the ISO 14044 standard (section 4.2.3.7) "A life cycle impact assessment shall be performed for studies intended to be used in comparative assertions intended to be disclosed to the public". Hence, the authors cannot only present the results from a life cycle inventory but should also provide an evaluation of the potential impacts related to this inventory	● Due to time constraints, this part of the CAC component of the study was removed.	Satisfactory.

No.	Reviewer	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
			<p>on relevant impact categories (e.g. respiratory effects, acidification and eutrophication).</p> <p>The authors should either perform an impact evaluation or remove the CAC "evaluation" from their report.</p>		
50	DO	4 (General)	<p>What contribution do methane emissions have for the LNG pathway throughout the life cycle stages for GHG emissions? Are venting emissions significant in this pathway?</p>	<p>● Methane emissions for the project have been added to Table 4-1.</p>	<p>Satisfactory.</p>
51	PR, DO, BG	4 (General)	<p>Interpretation of results is lacking from the report. There is no analysis of the contribution of the different processes and no explanation of the results, the authors preferring the use of generic sentences such as: <i>"For the CACs, the contribution of each stage varies significantly"</i></p> <p>Authors should provide a more complete interpretation of results and include elements listed in ISO 14044, section 4.5.1.1, such as the identification of significant contribution by life cycle stages. For example, the breakdown of the GHG emissions for the Acquisition and Production stages could be provided for the different pathways.</p>	<p>● The CACs have been removed from the report. The results are presented per life cycle stage in Tables 4-2 and 4-3.</p>	<p>Satisfactory.</p>
52	PR	4: after Table 4.3	<p><i>"the majority of carbon emissions occur in the use stage"</i>. However, according to your system boundaries (in which the emissions from the combustion occurs in</p>	<p>● The USE stage is where combustion occurs. The study is cradle-to-grave, from well head to fuel use. The product end of life being the usage of the fuel.</p>	<p>Satisfactory.</p> <p>However, a word seems to be missing from the last sentence following Table</p>

No.	Reviewer	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
			<p>the end of life), one should actually expect that most GHG emissions occur at the “end of life” phase. Furthermore, there is no end of life stage listed in the provided results. Authors should present life cycle stages in a coherent manner throughout the report.</p>	<p>Clarifications were added to the report.</p>	<p>4-5.</p>
53	PR, DO, BG	5.1	<p>The authors state that “As shown in Section 3, the data quality used for the activity data and emission factors present no real issues”.</p> <p>The authors should be careful in their formulation as no content provided in Section 3 which allows readers to come to this conclusion. Data quality for top contributing processes is not assessed against criteria suggested in the ISO 14044 standard (e.g. time, geographical coverage, technology coverage, precision, completeness, consistency). Secondly, this is surprising considering that the study heavily relies on the GHGenius model which compiles industry data. Therefore, there should, at the very least, be some sort of variability pertaining to the specific activities of the compiled data; a variability which should become apparent once you make a Monte Carlo analysis. However, there is a lack of evidence that such an analysis was performed in the report.</p> <p>Authors should perform the required data</p>	<p>● We have added a description of the GHG model in section 3.</p> <p>Data sources and characteristics against the criteria have been added to the report.</p>	<p>Unsatisfactory</p> <p>In addition to high level discussions on the entire GHGenius model, data quality should be discussed for top contributing processes.</p> <p>Refer to the follow-up comment 75 for further details.</p>

No.	Reviewer	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
			quality assessment and checks suggested in the ISO 14044 standard and report their findings in the report to justify their conclusions on data quality.		
54	PR, DO, BG	5.2	<p>As the report does not provide a contribution analysis, the reader doesn't know whether the scenario analysis performed are relevant and focus on top contributing processes or key parameters.</p> <p>Authors should explain on what basis the 2 sensitivity analyses included in the report were defined and selected. While varying the natural gas supply appears relevant, the selection of this control case seems random. Were other cases considered, such as a different crude oil slate?</p> <p>Knowing that the combustion phase is where most of the GHG emissions occur, scenarios analysis should also target the processes in this phase. It may have been more appropriate to consider, as an alternative scenario, varying combustion efficiency rates.</p>	<p>● We have expanded on the reasons for the choices of the sensitivity analyses in section 5.2.</p> <p>The NG analyses were performed since an estimate of the break-up of the supply to Bécancour for 2017 is not known.</p> <p>The analysis with respect to emissions control in ferries was chosen since the assessment was made under the assumption that ferries were equipped with emissions controls and we want to show that there is little impact on the results should the ferries have no emissions control.</p> <p>Since the functional unit is based on the energy delivered to the user, before combustion, the efficiencies of the equipment and engines have no effect on the global results of the assessment.</p>	<p>Unsatisfactory.</p> <p>Sensitivity analysis is still lacking for the top contributing process (combustion of fuels) and uncertain processes (e.g. methane emissions associated with natural gas extraction).</p> <p>Refer to the follow-up comment 77 for further details.</p>
55	PR	5.2	<p>● The authors use a scenario in which gas supply comes from 100% US shale gas; an unlikely scenario as the US main gas production still comes from conventional wells. While shale gas' proportion is</p>	<p>Any reference to shale gas has been removed from the report.</p>	<p>Satisfactory.</p>

No.	Reviewer	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
			<p>currently around 17% of the total US natural gas production and that this percentage will increase in the coming years, this hypothesis does not seem appropriate considering the study's timeframe.</p> <p>Furthermore, how can the authors be sure that the distribution will only provide natural gas from shale gas? Once in the distribution network, it is impossible to distinguish conventional from unconventional natural gas. Authors should provide the rationale supporting the selection of the natural gas supply scenarios.</p>		
56	DO	5.2.1	<p>Table 5-2 and analysis of results from this Table – The results presented in the Table show a decrease in GHG emissions, not an increase as stated. The 2% and 4% numbers are incorrect. Also, the results represent which stage of the life cycle?</p>	<p>There was a typo in the GHG emissions for 100% Western Canada. Now the information is consistent.</p>	<p>Satisfactory.</p> <p>The values in Table 5-2 appear to be provided in kg/GJ and not in g/GJ. Correct the units if necessary.</p>
57	DO	5.2.2	<p>How were methane emission controls in ferries modeled in GHGenius? Also, specify to which life cycle stage those emissions contribute.</p>	<p>It was assumed that the same emission reduction efficiency that is found in NG truck engines compared to diesel engines applies to ferries. These emissions contribute to the USE phase.</p>	<p>Unsatisfactory.</p> <p>Refer to comment 63 for the additional content to be provided for energy conversion efficiencies.</p>
58	PR, DO	5.3	<p>This section is over-simplified. The model itself has a certain degree of uncertainty. Authors only state that <i>“The use of one model for the analysis of the complete two systems reduces bias through the use of consistent data sets</i></p>	<p>This section has been expanded in the report.</p>	<p>Discussion on the overall credibility of the GHGenius model is satisfactory.</p> <p>However, refer to comment 75 for the additional content to be provided on process specific data quality</p>

No.	Reviewer	Section	Panel comment		Authors answer	Panel answer
			<p><i>and approaches.”</i></p> <p>This claim does not appear justified as good input data or approaches provided to an inadequate model are not likely to provide high-quality results.</p> <p>As there is no evaluation of the credibility of the GHGenius in the report, the uninformed reader is not able to evaluate the quality of the model.</p>			assessment.
59	PR, BG	6	The review panel needs to be listed in the final report.	●	Listed in final report.	Satisfactory.
60	PR, DO, BG	References	A reference section needs to be added at the end of the report and appropriate citations need to be added throughout the text.	●	A reference section has been added.	Satisfactory.
61	PR, BG	General	Use of the formulation “environmental parameter” should be modified to be aligned with the ISO 14044 standard. For example by using “substance”, “emission” or “impact category”. This would better reflect the fact that different substances or emissions can contribute to the same impact category and that multiple impact categories can be taken into account.	●	The term ‘environmental parameter’ has been revised as recommended.	Satisfactory.
62	BG	2.2	Provide additional context on the context of Quebec’s cap-and-trade (e.g. the fact that it came into effect in 2013 for industrial sites exceeding emissions of 25ktCO <sub>2</sub> e per year, that free allowances from the government will decrease progressively, etc.)	●	We have added some context as recommended.	Satisfactory.
63	PR, BG	2.2	Authors state that the efficiency doesn’t change between systems, which is an	●	We have taken a conservative approach in assuming that the equipment will not	Satisfactory.

No.	Reviewer	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
			<p>assumption and should be presented as such. As different efficiencies could be taken into account, it shouldn't be stated that they have no effect on the results, but rather that the influence is considered small.</p> <p>The magnitude of the impact this assumption has on the result should be documented through a sensitivity analysis, namely because fuel combustion is the top contributing process (see comment 77).</p> <p>The authors should also indicate the value used for conversion efficiency used for each technology and provide references supporting their assumptions.</p>	<p>be replaced with newer and more efficient equipment upon changing fuels.</p> <p>It is unlikely that the efficiency of equipment will be reduced with the change of fuel to LNG.</p> <p>It should be noted that since we assumed that the efficiencies of the equipment remained the same and therefore the energy delivered to the user (pre-combustion) is identical between fuels, the results in kg/GJ <b>delivered</b> is not affected by the efficiency selected for the equipment.</p> <p>Precisions to the assumptions made have been added to section 2.2 of the report.</p>	
64	BG	2.2	<p>Explain what is a "train" and under what circumstances would one train or two trains be in operation. A short description and a figure describing the liquefaction process could be taken from the environmental impact assessment report to increase understandability.</p>	<p>● A description has been added to a new section 1.1.</p>	Satisfactory.
65	PR	2.2.1: Figure 2-2	<p>The color-coded figure's legend should clearly state that it applies to the data source (i.e. data comes from either/or GHGenius and SNC or its client).</p>	<p>● The legend has been modified as recommended.</p>	Satisfactory.
66	BG, PR	2.2.1: Table 2-3	<p>Since relative shares and references for crude oil origin were provided for Canada, the Caribbean and NE USA, they should also be provided for Europe.</p>	<p>● The source of crude oil is not relevant for Europe as the model was calibrated to provide emissions similar to the EU Fuel Quality Directive.</p>	Satisfactory.

No.	Reviewer	Section	Panel comment		Authors answer	Panel answer
			<p>Explicitly state that the projected 2017 crude oil sourcing in Europe, the Caribbean and NE USA is expected to be similar as sourcing in 2011. Discuss why this assumption is realistic and, if relevant, explain the influence of this assumption on the results.</p> <p>Finally, provide further details on how the GHGenius model was calibrated to provide values similar to those found in the EU Fuel Quality Directive.</p>		The GHGenius model was calibrated by adjusting parameters to output emissions similar to the EU Fuel Quality Directive.	
67	BG	2.2.1: Table 2-3	Further explain the sentence “no regasification energy considered for the project since residual heat of the power plant will be used.”	●	Power plants have a low efficiency and generate considerable amount of waste heat which is used for regasification rather than burn some NG to supply this energy. This description has been added in Table 2-3.	Satisfactory.
68	BG	2.2.6	Define LCIA.	●	The term has been defined and added to the table of acronyms.	Satisfactory.
69	PR	2.2.6	While already mentioned at several occasions, it should be mentioned again in section 2.2.6 that environmental assessment is limited to GHG emissions	●	It has been added to section 2.2.6.	Satisfactory.
70	BG	3.1.1	Define PADD.	●	The term has been defined in the text.	Satisfactory.
71	BG	3.1.2	Emission factors for inputs, combustion or industrial processes are likely taken from sources rather than being directly measured for the GHGenius model. Provide additional detail on those sources, for example in the case the same sources apply for activity data and emissions factors.	●	Additional detail has been added to Table 3-1.	Satisfactory.



No.	Reviewer	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
72	BG	3.1.2: Table 3-1	References mentioned in the Table are not found in the references section. Either add the references or indicate where they can be found in the GHGenius documentation.	● Most of the emission factors can be found in chapters 43 and 46 of Volume 2 of the GHGenius manual. This indication has been added to the report.	Satisfactory.
73	PR	Table 3-2	Table 3-2 states the results are in LHV while it was mentioned that the study uses HHV for all calculations. Values should be converted to HHV to help the reader compare them with the other results in the report.	● The values have been converted.	Satisfactory.
74	PR	Table 5-1	It is probably a rounding issue, but 88 minus 65 doesn't equal 24. Authors could present the values under a different format (add a decimal).	● A decimal has been added.	Satisfactory.
75	PR, DO, BG	5.1	<p>The information provided in section 3.1.3 does not constitute an explicit data quality assessment for top contributing processes against criteria commonly used (e.g. time, geographical coverage, technology coverage, precision, completeness, consistency).</p> <p>Hence, it is currently difficult to evaluate if data quality for those processes is satisfactory for all criteria and to what extent it varies from one system to another. A qualitative data quality assessment for top contributing processes should be performed, for example following the guidelines in the <i>GHG Protocol Product Standard</i> which include 5 data quality indicators evaluated on a 4 level scale).</p>	● A qualitative data analysis has been added to section 3.1.3.	Satisfactory.

No.	Reviewer	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
76	PR	Section 5.1 Parameter uncertainty	The new parameter uncertainty section doesn't include a Monte Carlo analysis related to GHGenius data inherent variability. In the event such an assessment cannot be performed for the current study, reasons should be mentioned.	● We have chosen to undertake sensitivity analysis on several items individually rather than looking at them in combination (Monte Carlo). We think that this provides more useful information.	Satisfactory.  However, the review committee would have considered it preferable to perform a Monte Carlo analysis, since the GHGenius model has this functionality. This would have provided insight on the overall level of uncertainty for both scenarios, in addition to the sensitivity analysis provided.
77	PR, DO, BG	5.2	<p>Stating that the systems have the same efficiencies, in a baseline scenario, is acceptable to the extent the assumption can be supported by references. However, it is impossible to understand the influence of this parameter on the results and conclusions. Hence, as fuel combustion is the top contribution process for both systems, the initial assumptions on energy conversion efficiencies should be tested in a sensitivity analysis.</p> <p>For the same reason, there should also be a sensitivity analysis on combustion emissions factors, as they can vary from one source to another (Quebec MDDELCC, USEPA, EU) or one technology to another (e.g. boiler, steam generator).</p> <p>Natural gas extraction and processing is also one of the top contributing process</p>	<p>● We are not expecting the users to change their devices. The effect of equipment efficiencies has been discussed in comment # 63.</p> <p>Any variation in emission factors for the final combustion from one source to another has a very minor impact on the results.</p> <p>A sensitivity analysis has been done for NG leaks and is presented in section 5.2.3.</p>	Satisfactory.

No.	Reviewer	Section	Panel comment		Authors answer	Panel answer
			for which emissions are uncertain. Authors should discuss how the value found in GHGenius (7.3 kgCO <sub>2</sub> /GJ), compares to other estimates in the literature, for example in Skone et al. (2011) (between 8 and 11 kgCO <sub>2</sub> e/GJ). A sensitivity analysis should be performed on this parameter. This is justified by the fact that the emission factor from the USEPA appears to understate total emissions for natural gas systems, as discussed in Brandt et al. (2014).			
78	DO	Appendix A	Total numbers in 2014 and 2017 columns do not add up properly. Also make sure that all values are presented under the same format.	●	The numbers have been corrected.	Satisfactory.
79	BG	Appendix B	Provide the references consulted for the calculation of regional grid mixes.	●	References have been provided.	Satisfactory.
80	BG	Appendix C	Appendix C could simply be titled "Critical review report".	●	Modified as recommended.	Satisfactory.

### 3. Consistency with ISO 14044 standard and ISO 14067 technical specification

**Legend :**  Requirement met  Requirement partially met  Unmet requirement  Requirement not applicable

Notes: The initial assessment is provided in the requirement column. The final assessment, taking into account the authors answers, is provided in the column Panel answer. Requirements from the ISO 14044 standard, except those in *italic*, taken from the ISO 14067 technical specification.

Requirement	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
<b>General aspects</b>				
<input checked="" type="checkbox"/> LCA commissioner, practitioner of LCA (internal or external)				
<input checked="" type="checkbox"/> Date of report				
<input checked="" type="checkbox"/> Statement that the study has been conducted according to the requirements of relevant standards	Introduction			
<b>Scope of the study</b>				
<input checked="" type="checkbox"/> Reasons for carrying out the study	2.1			
<input checked="" type="checkbox"/> Its intended applications	2.1			
<input checked="" type="checkbox"/> The target audiences	2.1			
<input checked="" type="checkbox"/> Statement as to whether the study intends to support comparative assertions intended to be disclosed to the public	2.1			
<input type="checkbox"/> Function, including: <ul style="list-style-type: none"> <li>statement of performance characteristics</li> <li>any omission of additional functions in comparisons</li> </ul>	Section 2.2	The primary function was stated. Additional functions or lack thereof are not reported.	Added to section 2.2 of the report.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input type="checkbox"/> Functional unit, including: <ul style="list-style-type: none"> <li>consistency with goal and scope</li> <li>definition</li> </ul>	Section 2.2	The functional unit needs to be reviewed. See comments 14-15.	The definition in the report has been updated as follows: The functional unit used in this	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.

Requirement	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer	
<ul style="list-style-type: none"> <li>result of performance measurement</li> </ul>			study to relate the performance of the product systems is defined as a gigajoule (GJ) of energy delivered to the end user (before combustion) for the generation of heat, electricity production or transportation in Quebec, the NE USA, Sweden and the Caribbean in 2017.		
<input checked="" type="checkbox"/> System boundary, including: <ul style="list-style-type: none"> <li>omissions of life cycle stages, processes or data needs.</li> <li>quantification of energy and material inputs and outputs.</li> <li>assumptions about electricity production.</li> </ul>	2.2, 2.2.1	Scenario description lacks clarity; <ul style="list-style-type: none"> <li>Omissions about certain life cycle stage or processes need clarification in most cases and/or correction since omission is based on erroneous assumptions.</li> <li>The assumption about electricity production is lacking. Specify if the grid mix has been adjusted to the geographical context. For Quebec, report the grid mix used.</li> </ul>	Clarifications have been added to section 2.2.1 of the report.	<input checked="" type="checkbox"/>	Satisfactory.
<input type="checkbox"/> Cut-off criteria for initial inclusion of inputs and output, including: <ul style="list-style-type: none"> <li>description of cut-off criteria and assumptions</li> <li>effect of selection on results</li> <li>inclusion of mass, energy and environmental cut-off criteria</li> </ul>		This aspect is lacking from the report.	Added to section 2.2.1 of the report.	<input checked="" type="checkbox"/>	Satisfactory.

Requirement		Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
Life cycle inventory analysis					
<input type="checkbox"/>	Data collection procedures		Authors state that the inventory data comes from the model but give no information about how the model's data was gathered.	A description of the model and its data sources has been included in the report.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input checked="" type="checkbox"/>	Qualitative and quantitative description of unit processes		The qualitative description of unit processes should be refined (see comments 29 to 31). No quantitative description of unit processes (inputs and outputs) is provided.	See table 2-3 and figure 2-1, both have been revised.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input type="checkbox"/>	Sources of published literature		<p>Multiple comments in the previous section point out the fact that data sources need to be provided.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Most data sources are secondary sources – GHGenius and the Impact Study. Provide primary data sources within these secondary sources to show greater transparency. For example, GHGenius uses data from CAPP, Alberta Energy Regulator, etc.</li> <li>• Nowhere is it mentioned why GHGenius is selected as the LCA model. Authors should provide a reason for choice of model as many other LCA models exist.</li> </ul>	<p>Data sources have been added to the report and the GHGenius model has been described.</p> <p>Since the study was to compare fuels and GHGenius is based on North American data, GHGenius was the appropriate model to use.</p>	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.

Requirement	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
<input checked="" type="checkbox"/> Calculation procedures	3.1.4	This section lacks details. Greater detail on how GHGenius computes the data would be beneficial. One cannot discern from the explanation provided if GHGenius accurately estimates GHG emissions for the fuel pathways selected. Furthermore, as the results are not presented according to the functional unit, it would seem that the authors did not do what they intended to do.	Detail has been added on the GHG model.  There was some confusion as to the definition of the functional unit. This has been redefined in the report.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input type="checkbox"/> Validation of data, including <ul style="list-style-type: none"> <li>• data quality assessment</li> <li>• treatment of missing data</li> </ul>	3.1.2	Almost absent. The changes performed to the GHGenius model appear irrelevant for the current study (see comment 39). Overall, the precision, completeness and representativeness of the data and underlying model are not detailed (see comments 38 and 53). For example, indicate the age of the data (if data is outdated this could impact results).	We have added a description of the GHG model in section 3.  Data sources and characteristics against the criteria have been added to the report.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input type="checkbox"/> Sensitivity analysis for refining the system boundary		Performed sensitivity analysis aren't clearly defined and the reader doesn't know if these sensitivity analysis are relevant (see comment 54).	The NG analyses were performed since an estimate of the break-up of the supply to Bécancour for 2017 is not known.  The analysis with respect to	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.

Requirement	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
			<p>emissions control in ferries was chosen since the assessment made the hypothesis that ferries were equipped with emissions controls and we want to show that there is little impact on the results should the ferries have no emissions control.</p> <p>The sensitivity analysis now also includes modeling the 2014 crude oil mix.</p>	
<input type="checkbox"/>	<p>Allocation principles and procedures, including</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>documentation and justification of allocation procedures</li> <li>uniform application of allocation procedures</li> </ul>	<p>2.2.3</p> <p>Allocation principles and procedures should be detailed, documented and justified (see comment 35). Furthermore, the application of the allocation procedures isn't clearly described. For example, users do have the option of changing the allocation method within GHGenius however this point is not discussed. The choice of allocation method can have significant impact on results as has been shown in other LCA studies. More discussion should be included and justification as to why the system expansion method was selected versus allocation by energy, mass or economic.</p>	<p>Allocation approaches for refining emissions have been discussed in the model. Alternative approaches are investigated. Allocation is generally not required in the natural gas system.</p>	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.



Requirement	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
Life cycle impact assessment				
<input checked="" type="checkbox"/> The LCIA procedures, calculations and results of the study, including: <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>GHG emissions and removals by life cycle stage (absolute and relative contribution);</i></li> <li>• <i>Fossil GHG emissions and removals;</i></li> <li>• <i>Biogenic GHG emissions and removals;</i></li> <li>• <i>Land use change GHG emissions, if quantified;</i></li> <li>• <i>GHG emissions from aircraft transportation, if significant;</i></li> </ul>	4	Results for GHGs should be presented according to the breakdown required in the ISO 14067 Technical Specification.	Results for GHGs have been added to Table 4-1. The absolute and relative contributions of GHG emissions by life cycle stage are presented in Table 4-2. Biogenic and land use change GHG emissions are considered insignificant. There is no aircraft transportation in the study scenarios.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input type="checkbox"/> Limitations of the LCIA results relative to the defined goal and scope of the LCA		Absent	More details have been added to section 2.2.6.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input checked="" type="checkbox"/> The relationship of LCIA results to the defined goal and scope	Section 3.1.3 Section 4	Results are not presented in relation to the functional unit (see comment 48).	The functional unit has been more clearly defined. The definition in the report has been updated as follows: The functional unit used in this study to relate the performance of the product systems is defined as a gigajoule (GJ) of energy delivered to the end user (before combustion) for the generation of heat, electricity production or transportation in Quebec, the NE USA, Sweden and the Caribbean in 2017.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.

Requirement	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
<input checked="" type="checkbox"/> The relationship of the LCIA results to the LCI results	Section 3.1.3 Section 4	Results are not presented in relation to the functional unit (see comment 48).	Same as above.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input checked="" type="checkbox"/> Impact categories and category indicators considered, including a rationale for their selection and a reference to their source	3.1.3	Only impacts on global warming are clearly linked to an impact category (see comment 49).	A life cycle assessment impact section (2.2.5) has been added to the report.  Due to time constraints, this part of the CAC component of the study was removed.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input checked="" type="checkbox"/> Descriptions of or reference to all characterization models, characterization factors and methods used, including all assumptions and limitations	3.1.3	Only impacts on global warming are clearly linked to an impact category (see comment 49).	Due to time constraints, this part of the CAC component of the study was removed.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input type="checkbox"/> Descriptions of or reference to all value-choices used in relation to impact categories		Absent.	The choice of the IPCC GWP selected for the assessment is defined in section 3.1.4. Section 2.2.5 on impact categories was added.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input type="checkbox"/> A statement that the LCIA results are relative expressions and do not predict impacts on category endpoints, the exceeding of thresholds, safety margins or risks		Absent.	Added in section 2.2.6	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input type="checkbox"/> <i>A statement that the carbon footprint only addresses the single impact category of climate change and does not assess other potential social, economic and environmental impacts arising from the provision of a product.</i>		Absent. Include if the assessment is in fact a carbon footprint (limited to the climate change impact category).	Added to section 2.2.5	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.

Requirement	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
<b>Life cycle interpretation</b>				
<input checked="" type="checkbox"/> The results	Section 4	Only impacts on global warming are clearly linked to an impact category (see comment 49).	Due to time constraints, this part of the CAC component of the study was removed.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input type="checkbox"/> Assumptions and limitations associated with the interpretation of results, both methodology and data related	Section 4	Mostly absent (see comments made for Section 4 of the report).	The comments addressing section 4 of the report have been reviewed as documented in response to the comments.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input type="checkbox"/> Data quality assessment	Section 4	Mostly absent (see comment 53).	We have added a description of the GHG model in section 3.  Data sources and characteristics against the criteria have been added to the report.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input type="checkbox"/> Full transparency in terms of value-choices, rationales and expert judgements	Section 4	Transparency is an issue throughout the report.	The report has been reviewed and descriptions and explanations to the choices made have been added.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<b>Critical review</b>				
<input type="checkbox"/> Name and affiliation of reviewers		Not applicable for the preliminary report. Needs to be added to the final report.	Added to revised report.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input type="checkbox"/> Critical review reports		Not applicable for the preliminary report. Needs to be added to the final report.	Added to final report.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input type="checkbox"/> Responses to recommendations		Not applicable for the preliminary report. Needs to be added to the final report.	Added to final report.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<b>Further reporting requirements for comparative assertion intended to be disclosed to the public</b>				
<input type="checkbox"/> Analysis of material and energy flows to justify their inclusion or exclusion		Absent (see comments 22 and 23).	Clarifications have been added to the report in response to	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.

Requirement	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
			comments 22 and 23.	
<input type="checkbox"/> Assessment of the precision, completeness and representativeness of data used		Absent (see comment 53).	A discussion has been included in response to comment 53.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input type="checkbox"/> Description of the equivalence of the systems being compared in accordance with 4.2.3.7		Absent. The efficiency of the different systems should be discussed and taken into account if needed (see comment 17).	A description has been added. Since the functional unit is based on the energy delivered to the user, before combustion, the efficiencies of the equipment and engines have no effect on the global results of the assessment.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.  Limitations associated with the assumptions made regarding efficiency of natural gas and diesel or HFO systems have been acknowledged by the authors.
<input checked="" type="checkbox"/> Description of the critical review process	Section 6	Could be improved to include a description of the different steps and their timing.	A description of the different steps and timing has been added.	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input type="checkbox"/> An evaluation of the completeness of the LCIA		Absent.	Clarity provided in section 2.2.6	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input type="checkbox"/> A statement as to whether or not international acceptance exists for the selected category indicators and a justification for their use		Absent.	Added in section 2.2.5	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input type="checkbox"/> An explanation for the scientific and technical validity and environmental relevance of the category		Absent.	Added to section 2.2.5	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.
<input checked="" type="checkbox"/> Indicators used in the study	Section 3.1.3	Present but should have been better defined as isn't clear which GWPs have been used for the default scenario (IPCC, 1996 or IPCC, 2007). Furthermore, section 3.1.3 isn't coherent with the fact that GHGenius includes	The identification of the GWPs used was defined in section 3.1.4 (previously 3.1.3) in the following sentence: <i>The factors are periodically revised within the scope of the IPCC Assessment Report. For this</i>	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory.

Requirement	Section	Panel comment	Authors answer	Panel answer
		the most recent IPCC GWPs.	<p><i>study, the Global Warming impact category was assessed using the Second Assessment Report (SAR) (IPCC, 1996) values since they were included into the Kyoto Protocol and are those currently used in the Province of Quebec.</i></p> <p>In order to make it more obvious, the SAR 1996 has been identified as the GWP used in the assessment in Table 3-4.</p>	
<input checked="" type="checkbox"/> The results of the uncertainty and sensitivity analyses	Section 5.2	Uncertainty analysis is lacking. The relevance of the sensitivity analyses performed is not demonstrated (see comment 54).	<p>The NG analyses were performed since an estimate of the break-up of the supply to Bécancour for 2017 is not known.</p> <p>The use phase is the most significant. Therefore, the sensitivity analysis for ferries is necessary. Please refer to section 5.2 for more details.</p> <p>An additional sensitivity analysis has been added to include crude oil supply.</p>	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactory. <p>However, the review committee would have considered it preferable to perform a Monte Carlo analysis, since the GHGenius has this functionality. This would have provided insight on the overall level of uncertainty for both scenarios, in addition to the sensitivity analysis provided.</p>

**EY** | Assurance | Tax | Transactions | Advisory

© 2015 Ernst & Young LLP  
All Rights Reserved.

[ey.com/ca](http://ey.com/ca)



**SNC • LAVALIN**

2271, boul. Fernand-Lafontaine  
Longueuil (Québec) Canada J4G 2R7  
Téléphone : 514 393-1000  
Télécopieur : 450 651-0885