

## 6 GAZ À EFFET DE SERRE

324

PR3.7.6

Projet Oléoduc Énergie Est de  
TransCanada – section québécoise  
6211-18-018

Les gaz à effet de serre (GES) sont connus pour contribuer au réchauffement climatique, lequel est responsable de nombreux autres changements observés dans l'atmosphère, les sols et les océans partout dans le monde. Ces changements auront des effets tant positifs que négatifs sur les humains, les végétaux et les animaux. Comme bon nombre des gaz à effet de serre rejetés dans l'atmosphère peuvent y persister des dizaines, voire des centaines d'années, le réchauffement climatique qu'ils entraînent persistera, lui aussi, pendant de longues années (USEPA, 2013).

Le terme « gaz à effet de serre » englobe tous les gaz contribuant à un changement climatique potentiel. Parmi les GES courants figurent le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le méthane (CH<sub>4</sub>) et l'oxyde de diazote (N<sub>2</sub>O). D'autres GES comme les hydrofluorocarbones (HFC), les perfluorocarbones (PFC), l'hexafluorure de soufre (SF<sub>6</sub>) et le trifluorure d'azote (F<sub>3</sub>N) s'ajoutent à cette liste. Les HFC et les PFC sont utilisés principalement comme fluides frigorigènes, le SF<sub>6</sub> entre couramment dans la fabrication du matériel électrique et le F<sub>3</sub>N trouve des applications dans la gravure au plasma de plaquettes de silicium.

Les gaz à effet de serre absorbent une partie du rayonnement émis par la Terre et réchauffent ensuite l'atmosphère, ce qui conduit à un phénomène communément appelé l'« effet de serre ». Le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) est l'unité de mesure de l'effet d'un GES sur le réchauffement climatique, par rapport à celui du dioxyde de carbone. Pour les besoins de l'évaluation, le PRP du CO<sub>2</sub> est égal à 1, celui du CH<sub>4</sub>, à 25, et celui du N<sub>2</sub>O, à 298 (GIEC, 2013). Étant donné que les GES contribuent dans différentes proportions à l'effet de serre, la quantité totale de GES est exprimée en tonnes d'équivalents de dioxyde de carbone (t éq. CO<sub>2</sub>). Le nombre de tonnes d'équivalents de CO<sub>2</sub> est obtenu en multipliant le tonnage de chaque GES par son PRP (p. ex., les tonnes de CH<sub>4</sub> sont multipliées par 25), puis en additionnant les contributions respectives du CO<sub>2</sub>, du CH<sub>4</sub> et du N<sub>2</sub>O.

Dans le cadre du Projet, aucun fluide frigorigène ou F<sub>3</sub>N ne sera utilisé, et tout le matériel électrique contenant du SF<sub>6</sub> fera l'objet d'une surveillance périodique visant à détecter les fuites. Ces types de GES ne sont donc pas pris en compte dans la quantification des émissions de GES du projet, ni dans aucune autre évaluation.

### 6.1 Portée de l'évaluation

La présente section présente une analyse de l'information relative aux politiques, aux obligations réglementaires et aux limites de l'évaluation en matière de GES. Globalement, la démarche d'évaluation des émissions de GES liées au projet consiste à évaluer le Projet dans son ensemble dans la section sur les effets cumulatifs de l'ÉES. Cette démarche vise à reconnaître que les émissions de GES découlant du Projet auront un effet cumulatif dans l'atmosphère à l'échelle planétaire. Les sources particulières de GES prises en compte dans le cadre du projet sont précisées à la section 6.3.

#### 6.1.1 Fédéral

En janvier 2010, le gouvernement du Canada a inscrit dans l'Accord de Copenhague une cible de réduction des émissions de GES de 17 % d'ici 2020 (par rapport aux niveaux de 2005) (Environnement

Canada, 2013a). Comme le mentionne *Le sixième rapport du Canada sur les changements climatiques, 2014* (Environnement Canada, 2013b), le gouvernement fédéral adopte une approche réglementaire secteur par secteur visant à réduire les émissions nationales de GES. Des règlements sont déjà en place dans le secteur des transports pour affermir les normes sur le contrôle des émissions produites par les véhicules utilitaires légers et lourds, de même que pour accroître la teneur en carburant renouvelable dans l'essence et la plupart des carburants diesel. Des normes de rendement pour la production d'électricité au charbon entreront en vigueur en 2015. On s'attaquera ensuite à la réglementation du secteur pétrolier et gazier.

Le projet est soumis aux exigences de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Pour connaître les exigences particulières liées à l'environnement atmosphérique, consulter le tableau A-4 du *Guide de dépôt* de l'ONÉ. Les exigences en matière de dépôt relatives aux GES découlant du Projet sont les suivantes :

- une évaluation des émissions de contaminants de l'air et de gaz à effet de serre générées par l'équipement de construction et la circulation des véhicules;
- une évaluation quantitative des gaz à effet de serre potentiels générés par des activités et des systèmes liés au Projet;
- une description des mesures d'atténuation;
- une description de la participation à des programmes pertinents de suivi et de déclaration des émissions atmosphériques, le cas échéant.

Le gouvernement fédéral, par l'intermédiaire d'Environnement Canada, exige que soient déclarées annuellement les émissions de GES provenant d'installations qui rejettent 50 000 tonnes (50 kt) d'équivalents de CO<sub>2</sub> ou plus par année de diverses sources : combustion stationnaire de combustibles, procédés industriels, mise à l'air libre, torchage, émissions fugitives, transport sur le site, déchets et eaux usées. Le dioxyde de carbone de sources biosynthétiques, comme celui généré par la combustion des déchets ligneux, n'est pas pris en compte au moment de déterminer si les émissions d'une installation atteignent le seuil de déclaration de 50 kt d'équivalents de CO<sub>2</sub>.

### 6.1.2 Alberta

Dans sa *Stratégie du changement climatique* de 2008 (ESRD 2014), l'Alberta établit trois cibles quantitatives de réduction des émissions :

- réduction de 20 mégatonnes (Mt) d'ici 2010 (projection axée sur une baisse de 22 % par rapport à l'intensité des émissions provinciales de 1990);
- réduction de 50 Mt d'ici 2020;
- réduction de 200 Mt des émissions courantes d'ici 2050 (baisse d'environ 14 % par rapport aux émissions de 2005).

D'ici 2050, on estime que la technologie de captage et de stockage du carbone, la conservation et l'efficacité énergétiques, ainsi que la production d'une énergie verte entraîneront une réduction des émissions de 70 %, de 12 % et de 18 %, respectivement. Comme l'a déclaré en 2014 l'Alberta

Environment and Sustainable Resource Development, la province a atteint la cible de 2010 en réduisant ses émissions de 22 % par rapport à l'intensité des émissions provinciales de 1990.

Aux termes du règlement modifié *Specified Gas Reporting Regulation* (gouvernement de l'Alberta, 2010) et du règlement *Specified Gas Emitters Regulation* (SGER, gouvernement de l'Alberta, 2013) de la *Climate Change and Emissions Management Act*, les installations de la province qui émettent plus de 50 kt éq. CO<sub>2</sub> sont tenues de déclarer annuellement leurs émissions de GES, et celles dont les émissions dépassent 100 kt éq. CO<sub>2</sub> doivent réduire de 12 % l'intensité de leurs émissions annuelles (total des émissions annuelles par unité de production) par rapport à leur intensité pour la période de référence 2003-2005. Les nouvelles installations dont l'exploitation a débuté en 2000 ou après et qui mènent des activités commerciales depuis moins de huit ans ont l'obligation, dès leur quatrième année d'exploitation commerciale, de réduire graduellement leurs émissions de 2 % par année jusqu'à une réduction totale de 12 % par rapport à l'intensité des émissions de leur troisième année d'exploitation.

Pour être en conformité avec les exigences du SGER, les entreprises de l'Alberta peuvent choisir différentes stratégies :

- améliorer leur efficacité opérationnelle, lorsque c'est possible;
- acheter des crédits compensatoires en Alberta;
- verser au Climate Change and Emissions Management Fund des cotisations de 15 \$ pour chaque tonne d'émissions dépassant l'obligation de réduction d'intensité des émissions de 12 %.
- acheter ou utiliser des crédits de performance en matière d'émissions (générés au sein du système du SGER par des entreprises ayant atteint un niveau de réduction supérieur à leur cible de réduction).

Même si le SGER dans sa forme actuelle arrive à expiration en 2014, le gouvernement de l'Alberta a clairement indiqué qu'il comptait poursuivre le programme sous une forme ou une autre. Le gouvernement de l'Alberta a fait savoir qu'il pourrait modifier le règlement *Specified Gas Emitters Regulation* pour l'année de déclaration 2014, afin de permettre une équivalence potentielle avec la réglementation fédérale et toute révision de la stratégie provinciale en matière de changement climatique (ESRD, 2013b).

### 6.1.3 Saskatchewan

La Saskatchewan a également établi trois objectifs quantitatifs de réduction des émissions dans le cadre du *Saskatchewan Energy and Climate Change Plan 2007* (ministère de l'Environnement de la Saskatchewan, 2007) et des modifications subséquentes apportées à ce plan (Saskatchewan, 2009) :

- stabiliser les émissions d'ici 2010;
- réduire de 20 % les émissions actuelles (niveaux de 2006) d'ici 2020;
- réduire de 80 % les émissions actuelles (niveaux de 2004) d'ici 2050.

L'approche de la Saskatchewan est centrée sur cinq éléments :

1. les mesures en matière d'économie d'énergie et d'efficacité énergétique des industries, des commerces et des propriétaires fonciers;
2. les mesures de captage et de stockage du CO<sub>2</sub>;
3. l'utilisation accrue d'énergie renouvelable;
4. la réduction des émissions de CH<sub>4</sub> et d'autres émissions de l'industrie pétrolière et gazière, de même que des émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O dans l'industrie agricole;
5. la création d'un nombre accru de puits naturels de carbone dans les forêts et les sols de la province.

Aux termes de la *Management and Reduction of Greenhouse Gases Act*, les installations émettant plus de 50 kt éq. CO<sub>2</sub> par année devront réduire leurs émissions afin d'atteindre les cibles provinciales. Cette loi n'a pas encore été promulguée (gouvernement de la Saskatchewan, 2014).

#### 6.1.4 Manitoba

En 2008, la *Loi sur les changements climatiques et les réductions d'émissions* du Manitoba a établi une cible de réduction des émissions de 6 % d'ici 2012, par rapport aux niveaux de 1990.

Selon les prédictions du *Report on Climate Change for 2012: Progress Update on Manitoba's Emission Reductions*, le Manitoba doit réduire ses émissions de 3 300 kt pour atteindre sa cible de 2012 (Gestion des ressources hydriques Manitoba, 2012). Aucune nouvelle cible n'a pour l'instant été établie.

En 2010, la province a mené un processus de consultation sur la mise en place d'un système de plafonnement et d'échange de crédits destiné à limiter et à réduire les émissions. Aucun système n'est encore en place.

#### 6.1.5 Ontario

Dans le rapport publié en 2007, *Ontario vert : Plan d'action de l'Ontario contre le changement climatique* (MEO, 2007), l'Ontario fixe trois cibles de réduction des GES (en éq. CO<sub>2</sub>) :

- 6 % en dessous des niveaux de 1990 d'ici 2014;
- 15 % en dessous des niveaux de 1990 d'ici 2020;
- 80 % en dessous des niveaux de 1990 d'ici 2050.

En 2009, les grands émetteurs (émissions supérieures à 25 kt éq. CO<sub>2</sub>) de l'Ontario ont commencé à déclarer leurs émissions de GES au MEO en application du règlement de l'Ontario intitulé *Greenhouse Gas Emissions Reporting*, qui modifie la *Loi sur la protection de l'environnement* (LPE). La *Loi de 2009 modifiant la Loi sur la protection de l'environnement* (échange de droits d'émission de gaz à effet de serre) a été adoptée la même année pour servir d'assise au programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario.

Au début de 2013, le MEO a affiché dans le Registre environnemental (MEO, 2013) le document intitulé *Greenhouse Gas Emissions Reductions in Ontario: A Discussion Paper* afin d'inviter le public à participer à l'élaboration d'un programme de réduction des gaz à effet de serre. L'entrée en vigueur de ce

programme est prévue pour 2015, soit un an avant la mise en œuvre de la réglementation fédérale sur les gaz à effet de serre.

### 6.1.6 Québec

La principale composante du *Plan d'action 2013–2020 sur les changements climatiques* du Québec (gouvernement du Québec, 2012) est un nouveau système de plafonnement et d'échange de droits d'émission dont l'objectif est de réduire les émissions (éq. CO<sub>2</sub>) de 20 % d'ici 2020 (par rapport aux niveaux de 1990), comme il a été établi en 2009. Le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission est harmonisé avec le système en place dans l'État de la Californie.

Depuis 2013, les installations du Québec dont les émissions annuelles de GES atteignent ou dépassent 25 kt éq. CO<sub>2</sub> et les distributeurs d'électricité produite à l'extérieur du Québec qui génèrent des émissions égales ou supérieures à 25 kt éq. CO<sub>2</sub> sont soumis au système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (gouvernement du Québec, 2014). La deuxième période de conformité débutera en 2015 et visera tout distributeur de combustibles fossiles dont les rejets de gaz de combustion annuels atteignent ou dépassent 25 kt éq. CO<sub>2</sub>. D'ici 2015, ce système devrait englober 85 % des émissions de GES au Québec. Une réduction annuelle de 1 % fondée sur l'intensité des émissions de l'installation est prévue durant la période de référence. La période de référence commence la première année d'exploitation au cours de laquelle les émissions sont supérieures à 25 kt éq. CO<sub>2</sub>. L'installation doit compenser la différence entre les émissions autorisées (1 % de moins que l'intensité des émissions de la période de référence) et les émissions réelles estimées. Une installation dont les émissions de GES dépassent les émissions autorisées devra soit modifier ses procédés ou son équipement pour réduire ses émissions, soit acheter des droits d'émission de GES vendus aux enchères du gouvernement ou sur le marché du carbone.

Il convient de noter que, pour le moment, le programme de plafonnement et d'échange de droits d'émission ne s'applique expressément ni au transport du pétrole par oléoduc, ni à l'exportation de pétrole et de gaz. Ainsi, dans l'état actuel des choses, les émissions de GES générées par le Projet au Québec ne seraient pas soumises aux exigences de déclaration provinciale.

### 6.1.7 Nouveau-Brunswick

Le *Plan d'action sur les changements climatiques 2007-2012* du Nouveau-Brunswick (Secrétariat des changements climatiques du Nouveau-Brunswick, 2007) établit les cibles (en éq. CO<sub>2</sub>) suivantes :

- réduction des émissions de GES aux niveaux de 1990 d'ici 2012;
- réduction des émissions de GES de 10 % par rapport aux niveaux de 1990 d'ici 2020.

La province prévoit atteindre ces cibles grâce aux activités et aux secteurs suivants :

- efficacité énergétique et énergie renouvelable;
- transport;
- gestion des déchets;
- sources industrielles et occasions futures dans le domaine de l'énergie.

Le tout dernier plan d'action sur les changements climatiques (2014-2020) a été publié (Secrétariat des changements climatiques du Nouveau-Brunswick, 2014). Ce nouveau plan indique que la province a atteint sa cible de 2012 et qu'elle a établi une cible de réduction des émissions de 75 % à 80 % (par rapport aux niveaux de 2001) d'ici 2050.

Le document *Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick – Règles pour l'industrie* (ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick, 2013) précise que les promoteurs de puits de pétrole et de gaz, de batteries, d'usine de conditionnement de gaz et de stations de compression doivent présenter à la province un inventaire annuel des émissions qui décrit les taux d'émissions et le tonnage annuel des rejets prévus.

### 6.1.8 Sommaire des seuils de déclaration des GES

Les seuils de déclaration fédéral et provinciaux des émissions de GES que doit respecter le Projet sont résumés dans le tableau 6-1. Les provinces qui ne sont pas énumérées dans le tableau 6-1 n'ont fixé aucun seuil de déclaration provincial précis.

**Tableau 6-1 Sommaire des seuils de déclaration des GES**

Structure	Seuil de déclaration (kt éq. CO <sub>2</sub> par année)
Alberta	50
Ontario	25
Québec	10
Fédéral	50
REMARQUE : Les provinces qui ne figurent pas dans ce tableau n'exigent aucune déclaration.	

### 6.1.9 Limites de l'évaluation

#### 6.1.9.1 Limites spatiales

Les limites spatiales prises en compte dans la présente évaluation regroupent les émissions directes de GES liées aux phases de construction et d'exploitation du Projet. Ces émissions sont évaluées dans le contexte des émissions provinciales, nationales et mondiales de GES. La zone d'étude locale (ZEL) pour les émissions de GES est définie comme étant le Canada (y compris la ventilation des émissions pour chaque province), et la zone d'étude régionale (ZER) comme étant le monde.

#### 6.1.9.2 Limites temporelles

Les limites temporelles ont été établies en déterminant la période pendant laquelle les effets du Projet doivent être considérés. Cette période inclut les phases de construction et d'exploitation.

### 6.1.9.3 Limites administratives et techniques

En plus de la réglementation et des initiatives fédérales et provinciales, l'évaluation des GES a été entreprise en s'appuyant sur le guide de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE) intitulé *Intégration des considérations relatives au changement climatique à l'évaluation environnementale : Guide général des praticiens* (comité fédéral-provincial-territorial sur le changement climatique et l'évaluation environnementale, 2003). Il s'agit du plus récent guide de l'ACEE, et il a été adopté pour l'ÉES. L'ACEE a facilité l'élaboration de ce guide national pour l'examen des considérations liées au changement climatique dans les évaluations environnementales. Pour envisager le changement climatique dans le contexte de l'ÉES, le guide recommande d'évaluer l'évolution nette des émissions de GES résultant du Projet et de considérer les mesures d'atténuation détaillées en les comparant à celles de son secteur d'activité. Il recommande en outre de caractériser les émissions du Projet selon leur intensité : *faible, moyenne* ou *élevée* (même si ces descripteurs ne sont pas quantitativement définis dans le guide). Les catégories d'émetteurs définies pour le Projet (intensité faible, modérée et élevée) sont présentées à la section 6.5.2. Les sources d'émissions d'intensité moyenne (modérée, aux fins du présent document) ou élevée d'un projet requièrent l'élaboration d'un plan de gestion des émissions.

Il existe une limite technique, liée à la détermination de l'importance des émissions de GES découlant du Projet par rapport à l'effet du changement climatique. Comme le mentionne le guide fourni par l'ACEE sur l'évaluation du changement climatique dans les évaluations environnementales, « la contribution d'un Projet donné au changement climatique ne peut être mesurée ». Par conséquent, l'évaluation des effets résiduels du Projet sera centrée sur l'estimation des émissions de GES, l'atténuation et l'évaluation des émissions de GES découlant du Projet par rapport aux émissions totales de GES à l'échelle provinciale, fédérale et mondiale (comité fédéral-provincial-territorial sur le changement climatique et l'évaluation environnementale, 2003).

## 6.2 Renseignements de référence

Une bonne compréhension des émissions de GES provinciales, nationales et mondiales existantes est nécessaire pour pouvoir situer les émissions de GES du Projet dans leur contexte. Les émissions de GES provenant d'autres installations au Canada ont aussi été prises en considération afin d'évaluer si les émissions de GES du Projet sont *faibles, modérées* ou *élevées* au regard du guide de l'ACEE.

### 6.2.1 Approche et méthodes

Les émissions de GES provinciales et nationales existantes sont tirées du *Rapport d'inventaire national* de 2011 et de 2012 (Environnement Canada, 2014 et 2013c). L'examen a porté sur les émissions produites par les installations ayant déclaré plus de 50 kt éq. CO<sub>2</sub> à Environnement Canada pour l'année 2012 pour appuyer l'établissement de catégories d'émetteurs à intensité faible, modérée et élevée (Environnement Canada, 2014).

Le Climate Analysis Indicators Tool (CAIT) élaboré par le World Resources Institute (WRI) a été utilisé pour obtenir une estimation des émissions de GES mondiales. L'outil a permis de compiler les estimations d'émissions mondiales de GES de différentes sources, dont l'Energy Information Administration des États-Unis, l'EPA des États-Unis et l'Agence internationale de l'énergie (WRI, 2014).

Le tableau 6-2 présente une liste succincte des pipelines de carburants liquides existants au Canada dont les points de départ et d'arrivée se situent dans l'une des six provinces visées par le Projet et qui ne contiennent pas exclusivement du condensat.

**Tableau 6-2 Pipelines de carburants liquides existants au Canada**

Pipeline	Site de départ	Site d'arrivée	Longueur du pipeline (km)	Capacité (bpj)	Produits
Accès	Christina Lake, AB	Edmonton, AB	345	Non disponible	Bitume fluidifié, diluant
Enbridge Athabasca	Ft. McMurray, AB	Hardisty, AB	540	345 000	Brut synthétique lourd
Pipeline Waupisoo d'Enbridge	Cheechum, AB	Edmonton, AB	385	550 000	Pétrole brut
Canalisation principale d'Enbridge	Edmonton, AB	Montréal, QC	2 306	2 500 000	Pétrole brut et bitume dilué
Réseau pipelinier d'Enbridge, en Saskatchewan	Midale, SK	Cromer, MB	388	339 000	Pétrole brut
Kinder Morgan Cochin	Ft. Saskatchewan, AB	Sarnia, ON	3 057	70 000	Liquides de gaz naturel
Pipeline Nipisi de Pembina	Slave Lake, AB	Swan Hills, AB	190	Non disponible	Pétrole lourd
Pipelines classiques de Pembina	AB et CB		7 500	Non disponible	Pétrole brut et liquides de gaz naturel
Rainbow de Plains Midstream	Rainbow Lake, AB	Edmonton, AB	1 000	Non disponible	Pétrole brut et condensat
Rangeland de Plains Midstream	Edmonton, AB	Carway, AB	1 500	Non disponible	Pétrole brut, condensat et butane
Pipeline de sables bitumineux de Suncor	Ft. McMurray, AB	Edmonton, AB	430	Non disponible	Pétrole brut et produits raffinés
Trans-Northern	Nanticoke, ON	Montréal, QC	S.O.	172 900	Produits raffinés
REMARQUES :					
L'information sur les emplacements, la longueur du pipeline et les produits est tirée de la Carte interactive des pipelines de liquides et de gaz naturel de l'Association canadienne de pipelines d'énergie (CEPA) (sd). Capacités d'Enbridge Inc. (2014), de Kinder Morgan (2013) et de Trans-Northern Pipelines Inc. (sd)					

Une recherche dans la documentation sur les émissions de ces pipelines de pétrole brut existants a été réalisée; il n'a cependant pas été possible de trouver des données par pipeline sur les émissions de GES dans les programmes d'Environnement Canada, de l'Alberta ou de l'Ontario. Il a donc été impossible de déterminer les émissions de GES produites par les pipelines de pétrole brut existants. Par conséquent, ces installations sont présumées ne pas dépasser les seuils de déclaration fédéral et provinciaux.

## **6.2.2 Aperçu des conditions de référence**

### **6.2.2.1 Gaz à effet de serre**

Les données de référence sur les émissions provinciales et nationales de GES sont disponibles sur le système de déclaration national d'Environnement Canada. Les émissions provinciales, nationales et mondiales de GES pour la période de 2005 à 2012 sont présentées dans le tableau 6-3.

Les émissions mondiales de GES pour l'année 2011 ont été estimées à 44 milliards de tonnes d'équivalents CO<sub>2</sub>, exclusion faite des émissions liées aux changements d'affectation des sols et à la foresterie (World Resources Institute, 2014). La contribution du Canada aux émissions mondiales de GES est donc de 1,6 %.

**Tableau 6-3 Émissions mondiales, nationales et provinciales de GES (kt éq. CO<sub>2</sub>) – 2005 à 2012**

Région	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Monde <sup>1</sup>	38 696 545	39 728 428	40 851 919	41 221 150	40 956 547	42 669 718	43 816 734	N.D.
Canada	736 000	728 000	749 000	731 000	689 000	699 000	701 000	699 000
Yukon	457	507	406	394	345	341	383	370
Territoires du Nord-Ouest	1 630	1 830	2 130	1 890	1 220	1 340	1 410	1 460
Nunavut	344	417	540	549	433	422	229	210
Colombie-Britannique	62 300	61 000	62 600	62 900	59 800	59 700	60 100	60 100
Alberta	232 000	242 000	244 000	238 000	233 000	241 000	244 000	249 000
Saskatchewan	71 100	69 400	71 500	73 600	73 100	73 100	72 700	74 800
Manitoba	20 900	20 700	21 300	21 700	20 300	20 200	19 700	21 100
Ontario	207 000	196 000	200 000	192 000	168 000	175 000	171 000	167 000
Québec	85 600	84 800	86 200	84 600	83 600	79 200	80 600	78 300
Nouveau-Brunswick	20 100	19 800	19 800	18 600	18 300	18 300	18 500	16 400
Nouvelle-Écosse	23 100	20 900	23 300	20 800	20 200	19 900	20 600	19 000
Île-du-Prince-Édouard	2 150	2 120	2 070	1 990	1 980	2 020	2 070	1 940
Terre-Neuve-et-Labrador	9 860	9 400	10 700	9 910	9 680	9 280	9 310	8 740
REMARQUES :								
N.D. = non disponible								
<sup>1</sup> Regroupe les pays qui déclarent des émissions de GES.								
SOURCES : Environnement Canada (2013c), Environnement Canada (2014) et World Resources Institute (2014)								

Le tableau 6-4 présente un résumé des émissions de GES déclarées à Environnement Canada par 481 installations ayant déclaré des émissions supérieures à 50 kt éq. CO<sub>2</sub> en 2012.

Ces données, qui servent de profil d'émissions pour les installations canadiennes exploitées (émissions par installation), indiquent que 50 % des installations déclarantes émettent chacune environ 150 kt éq. CO<sub>2</sub> par année, et que 10 % en émettent plus de 1 100 kt éq. CO<sub>2</sub> par année.

**Tableau 6-4 Sommaire des émissions de GES des installations canadiennes – 2012**

	kt éq. CO <sub>2</sub>
1 <sup>er</sup> centile	50
10 <sup>e</sup> centile	60
25 <sup>e</sup> centile	80
50 <sup>e</sup> centile	150
75 <sup>e</sup> centile	440
90 <sup>e</sup> centile	1 100
99 <sup>e</sup> centile	7 300
Maximum	12 400
REMARQUE :	
Les centiles ont été calculés d'après les émissions déclarées en 2012 pour 481 installations déclarant plus de 50 kt éq. CO <sub>2</sub> , puis arrondis.	
SOURCE : Environnement Canada, 2014	

### 6.3 Effets potentiels

Pour les besoins de la présente évaluation, un « effet » désigne une augmentation des GES dans l'atmosphère.

La liste des effets potentiels est présentée dans le tableau 6-5. Ces effets sont liés à la construction et à l'exploitation de l'oléoduc, des stations de pompage, des terminaux de réservoirs et des terminaux maritimes. Comme il est mentionné ci-dessus, les effets potentiels sont évalués pour l'ensemble du Projet.

**Tableau 6-5 Effets potentiels des émissions de GES**

Activités et ouvrages du Projet	Effet potentiel
	Émissions de GES
<b>Construction</b>	
Construction de l'oléoduc <sup>1</sup>	✓
Construction des stations de pompage	✓
Construction des réservoirs, des installations côtières et des infrastructures connexes, à l'exclusion de l'embranchement du pipeline	✓
Construction d'une infrastructure extracôtière	✓
<b>Exploitation</b>	
Exploitation et entretien de l'oléoduc	✓
Exploitation et entretien des stations de pompage	✓
Exploitation et entretien des réservoirs, des installations côtières et des infrastructures connexes, à l'exclusion du pipeline	✓
Manœuvres du navire dans les zones de pilotage obligatoires, y compris l'accostage, l'ancrage et l'utilisation de remorqueurs	✓
Chargement des navires pétroliers à quai	✓
Transport maritime à l'intérieur des couloirs maritimes établis	✓
<b>Désaffectation et cessation d'exploitation<sup>2</sup></b>	
REMARQUES :	
✓ Indique qu'il est probable que l'activité visée contribue à l'émission de GES.	
<sup>1</sup> Sont incluses dans la construction la mise sur pied et l'utilisation d'infrastructures temporaires auxiliaires (dépôts en tas, aires de stockage, parcs, camps, etc.).	
<sup>2</sup> Pour les effets liés à la désaffectation et à la cessation d'exploitation, consulter la section 11 du volume 1.	

Les émissions de gaz à effets de serre ont été choisies de composante valorisée (CV) en raison de l'apport potentiel des gaz à effet de serre générés pendant la construction et l'exploitation du Projet à la contribution globale du Canada aux émissions de GES et au changement climatique. Le tableau 6-6 présente le paramètre mesurable pour les émissions de GES.

**Tableau 6-6 Paramètre mesurable pour les émissions de GES**

Paramètre mesurable	Justification du choix du paramètre mesurable
Équivalents de dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> )	<p>Les équivalents de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) sont calculés à partir des GES générés par le Projet (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O) en prenant pour base le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) de différents GES par rapport au PRP du CO<sub>2</sub>.</p> <p>Les activités et les ouvrages du projet qui peuvent contribuer aux rejets de GES et être évalués en fonction d'équivalents de CO<sub>2</sub> sont les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• construction de l'oléoduc, des stations de pompage, des terminaux de réservoirs et des terminaux maritimes (rejets de gaz de combustion);</li> <li>• mise à l'air libre du gaz naturel résiduel dans le gazoduc converti en oléoduc;</li> <li>• exploitation des complexes maritimes au Québec et au Nouveau-Brunswick, en raison des émissions générées par les navires pendant la marche au ralenti (arrivée à quai) et le transport, des émissions liées au chargement du combustible sur les navires-citernes et des émissions fugitives résultant des pertes par évaporation et par remplissage des réservoirs sur le site. Ces émissions incluent les vapeurs de méthane et de dioxyde de carbone;</li> <li>• le transport maritime (rejets de gaz de combustion);</li> <li>• le fonctionnement des génératrices alimentées au gaz naturel aux stations de pompage situées en Ontario (rejets de gaz de combustion);</li> <li>• l'exploitation des terminaux de réservoirs en Alberta et en Saskatchewan (émissions fugitives résultant des pertes par évaporation et par remplissage des réservoirs sur le site). Ces émissions incluent les vapeurs de méthane et de dioxyde de carbone.</li> </ul>

Comme le mentionne le guide fourni par l'ACEE sur l'évaluation du changement climatique dans les évaluations environnementales, « la contribution d'un projet donné au changement climatique ne peut être mesurée ». Par conséquent, l'évaluation des effets résiduels du projet sera centrée sur l'estimation des émissions de GES, l'atténuation et l'évaluation des émissions de GES découlant du projet par rapport aux émissions totales de GES à l'échelle provinciale, fédérale et mondiale (comité fédéral-provincial-territorial sur le changement climatique et l'évaluation environnementale, 2003).

La section ci-dessous précise les sources de GES du projet examinées plus en détail dans le cadre de l'évaluation et les raisons expliquant l'exclusion de certaines sources potentielles.

### 6.3.1 Sources

L'évaluation des GES englobe les émissions substantielles de GES liées à la portée du Projet, comme il est indiqué dans la description du Projet (volume 1, section 8).

Les émissions liées au Projet incluent les émissions en cours de construction générées par la combustion du carburant utilisé pour l'équipement de construction. Les émissions en cours de construction liées à la purge du gaz naturel durant les activités de conversion de la phase de construction sont considérées comme des émissions liées au Projet.

Les émissions en cours d'exploitation du Projet regroupent principalement les rejets de combustion (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O), de même que de faibles quantités d'émissions fugitives. Les sources d'émissions de GES sont les suivantes :

- émissions fugitives au cours du transport par oléoduc (CO<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub>);

- émissions fugitives en provenance des réservoirs de stockage de produits pétroliers (CO<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub>);
- gaz de combustion émis par les génératrices alimentées au gaz naturel dans les stations de pompage (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O);
- combustion des vapeurs organiques au cours du chargement portuaire (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O);
- combustion de diesel marin dans les navires-citernes, lorsqu'ils sont à quai et pendant le transport (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O).

Énergie Est ne sera ni propriétaire ni directement responsable de l'équipement à l'emplacement où seront générées et rejetées ces émissions. En outre, les rejets et les émissions des tiers ne sont pas pris en compte dans la portée de l'ÉES. Il est néanmoins proposé d'atténuer ces émissions par une conception écoénergétique, lorsque c'est faisable (se reporter à la section 6.4).

Il est possible que les stations de pompage génèrent des émissions fugitives et de mise à l'air libre de vapeurs (fuites au niveau des vannes, des brides et des raccords, purge des systèmes de gaz naturel, etc.), mais ces émissions ne sont pas jugées importantes au regard du Projet dans son ensemble ou d'autres sources provinciales ou nationales de GES. Cette approche s'accorde avec celle d'autres évaluations antérieures de projets de pipeline, comme ceux de TransCanada Keystone GP Ltd. (2007) et de KXL (2009). La présente évaluation exclut par conséquent la quantification de ces émissions.

Les stations de pompage seront équipées de génératrices diesel de réserve qui rejeteront des GES pendant leur fonctionnement, mais comme elles ne fonctionneront que sur une base temporaire, leurs émissions ne seraient pas importantes par rapport à d'autres émissions de GES produites dans le cadre du Projet et n'auraient donc pas d'incidence sur les conclusions de l'évaluation. Par conséquent, les émissions de GES des génératrices de secours des stations de pompage ne feront pas l'objet d'une évaluation approfondie.

### 6.3.2 Construction

Des précisions sur les calculs utilisés seront présentées dans un rapport de données techniques qui sera déposé auprès de l'ONÉ au quatrième trimestre de 2014 (pour des précisions à ce sujet, consulter la section 6.7).

La construction exigera la combustion de quantités relativement faibles de diesel dans les véhicules et l'équipement lourd, ce qui entraînera le rejet de GES. La préparation de la surface englobe les travaux d'enlèvement de la végétation, de nivellement et d'excavation de la tranchée pour la mise en terre de l'oléoduc. D'autres équipements lourds seront utilisés pour assembler les canalisations et descendre l'oléoduc dans la tranchée. Une fois les essais hydrostatiques terminés, la tranchée sera remblayée de terre.

Un facteur d'émission de 220 t éq. CO<sub>2</sub> par kilomètre d'oléoduc a été appliqué pour les émissions liées à la construction de l'oléoduc. Ce facteur reflète l'intensité de GES par kilomètre d'oléoduc la plus élevée parmi les évaluations antérieures de pipeline de TransCanada (NOVA Gas Transmission Ltd., 2012). Un facteur d'émission est un coefficient utilisé pour estimer la quantité de contaminant rejetée par unité de matière première produite ou de production (en l'occurrence, la quantité d'émissions par kilomètre d'oléoduc construit).

Les émissions liées aux activités de construction du Projet générées par les stations de pompage, les complexes maritimes et les terminaux de réservoirs ont été calculées d'après le nombre estimé d'heures de fonctionnement de l'équipement pendant les travaux de construction. La construction d'infrastructures en eau à Cacouna, QC et Saint John, NB entraînerait certaines émissions de GES, cependant, ces émissions seraient faibles par rapport à ceux quantifiés pour les autres activités de construction (par exemple, le pipeline et le parc à réservoirs) et n'ont donc pas été évaluées.

Cette information a été utilisée en conjonction avec des sources de facteurs d'émission reconnues, notamment les programmes de l'EPA des États-Unis suivants : NONROAD, pour les équipements hors route (USEPA, 2008), MOBILE6.2C, pour les véhicules routiers (USEPA, 2006a), et la section *Compilation of Air Pollutant Emission Factors for stationary combustion* de l'AP-42 (USEPA, 2014a).

Des précisions sur les facteurs d'émission et l'équipement de construction utilisés (y compris le nombre de chevaux-vapeur et les heures de fonctionnement) feront l'objet d'un rapport de données techniques qui sera déposé en tant que supplément (se reporter à la section 6.7 pour obtenir de plus amples renseignements).

Le tableau 6-7 présente des estimations des émissions de GES liées aux travaux de construction du Projet. Les émissions annuelles ont été déterminées en divisant le total des émissions liées aux activités de construction par le nombre d'années de construction (mi-2016 jusqu'au début de 2019). Outre cette estimation annuelle des émissions, le total des GES émis au cours de la période de construction est également fourni.

**Tableau 6-7 Émissions de GES (kt éq. CO<sub>2</sub>/année) – Construction**

Source de GES	Stations de pompage	Oléoduc	Terminaux	Total annuel	Total pour la période de construction
Alberta	3	23	4	30	80
Saskatchewan	8	1	6	15	38
Manitoba	5	10	S.O.	15	39
Ontario	19	17	S.O.	36	97
Québec	7	65	7	79	212
Nouveau-Brunswick	3	33	24	60	160
Total	45	149	40	234	628

REMARQUE :

S.O. - sans objet (source inexistante pour la province visée)

Les émissions annuelles totales sont calculées en divisant la somme des émissions pour la période de construction par environ 2,67 années.

En plus des émissions de GES générées par la combustion pendant la construction, la mise à l'air libre donnera lieu à certaines émissions. Comme il est impossible de récupérer tout le gaz, une certaine quantité de gaz naturel demeuré dans les tronçons devra être mise à l'air libre avant la conversion. Avant de purger ces tronçons, Énergie Est en aura extrait environ 123 millions de mètres cubes de gaz naturel au moyen de compresseurs portatifs pour le soutirage. Le gaz ainsi récupéré équivaut à une réduction

des émissions annuelles en équivalents de CO<sub>2</sub> d'environ 414 000 automobiles (plus ou moins 2 000 kt éq. CO<sub>2</sub>) (USEPA, 2014b). On estime que le recours à la compression en soutirage permettra de réduire de plus de 80 % la quantité d'émissions de GES générées par la mise à l'air libre. Les émissions de GES résultant de la conversion ont été estimées quantitativement en utilisant l'information sur la pression gazeuse, la température et les caractéristiques du gazoduc. Ces estimations sont présentées dans le tableau 6-8.

**Tableau 6-8 Émissions de GES – Mise à l'air libre (conversion du gazoduc)**

Province	CO <sub>2</sub> (kt)	CH <sub>4</sub> (kt)	éq. CO <sub>2</sub> (kt)
Saskatchewan	0,5	3,5	89
Manitoba	0,4	2,6	65
Ontario	1,6	11,3	283
Total	2,5	17,4	437

REMARQUE :

Pour convertir le CH<sub>4</sub> en équivalent de CO<sub>2</sub>, le tonnage de CH<sub>4</sub> est multiplié par 25, soit la valeur du PRP. Le total des émissions en équivalents de CO<sub>2</sub> correspond donc à la somme du tonnage de CO<sub>2</sub> et du tonnage de CH<sub>4</sub> multipliée par 25.

Les chiffres étant arrondis, leur somme peut ne pas correspondre aux totaux.

Les émissions liées aux travaux de construction du Projet sont résumées dans le tableau 6-9.

**Tableau 6-9 Émissions de GES – Sommaire des émissions liées à la construction**

Province	Éq. CO <sub>2</sub> (kt) pour la période de construction	Moyenne annuelle (kt éq. CO <sub>2</sub> /an)	Totaux provinciaux et nationaux (kt éq. CO <sub>2</sub> , 2012)	Pourcentage annuel du Projet par rapport au total de 2012 (%)
Alberta	80	30	249 000	0,01
Saskatchewan	127	47	74 800	0,06
Manitoba	105	39	21 100	0,2
Ontario	380	142	167 000	0,09
Québec	212	79	78 300	0,1
Nouveau-Brunswick	160	60	16 400	0,4
Total (pour le Canada)	1 064	399	699 000	0,06

REMARQUE :

Les chiffres étant arrondis, leur somme peut ne pas correspondre aux totaux.

Les émissions annuelles totales sont calculées en divisant la somme des émissions pour la période de construction par environ 2,67 années.

Source des totaux provinciaux et nationaux : Environnement Canada, 2014.

La comparaison des émissions annuelles résultant des travaux de construction (qui s'étendent sur une période d'environ 2,67 ans) aux émissions provinciales annuelles déclarées pour 2012 permet l'obtention

de pourcentages égaux ou inférieurs à 1 % (se reporter au tableau 6-9). La moyenne annuelle des émissions liées aux travaux de construction est de 399 kt éq. CO<sub>2</sub> pour la période de construction, soit environ 0,06 % des émissions annuelles canadiennes (2012) et 0,001 % des émissions mondiales (2011).

### **6.3.3 Exploitation**

Les émissions de GES générées par le Projet durant l'exploitation proviennent des différentes sources décrites à la section 6.3.1 et résumées dans le tableau 6-6. La présente section fournit des estimations pour chacune des sources d'émission de GES relevées au cours de l'exploitation. D'autres précisions concernant les calculs et les hypothèses seront fournies dans un rapport de données techniques qui sera déposé auprès de l'ONÉ au quatrième trimestre de 2014.

#### **6.3.3.1 Émissions attribuables à l'oléoduc**

Les émissions fugitives de GES résultant de l'exploitation de l'oléoduc dans toutes les provinces ont été estimées à 8,6 kt éq. CO<sub>2</sub> par année en se fondant sur les facteurs d'émission présentés dans un rapport méthodologique publié par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC, 2000) et la quantité annuelle de pétrole que l'oléoduc est destiné à transporter.

#### **6.3.3.2 Stations de pompage**

Les émissions de GES résultant de la combustion du gaz naturel aux huit stations de pompage (situées en Ontario) équipées de génératrices alimentées au gaz naturel ont été estimées d'après les valeurs de pouvoir calorifique par défaut et les facteurs d'émission de la Western Climate Initiative (WCI, 2012). Le volume de combustible consommé aux différentes stations de pompage a été estimé d'après la puissance nominale des moteurs et une hypothèse prudente de fonctionnement ininterrompu des génératrices (8 760 heures par année). Les émissions de GES sont estimées à 267 kt éq. CO<sub>2</sub> par année.

Des émissions fugitives et des émissions résultant de la mise à l'air libre peuvent se produire dans les installations alimentées au gaz naturel; toutefois, si l'on se base sur l'expérience, ces émissions ne sont pas importantes comparativement aux émissions générées par la combustion, et elles peuvent être évitées ou atténuées par une conception et des procédures d'exploitation modernes. Ces émissions n'ont pas été estimées, étant donné que les méthodes d'estimation reposent normalement sur des études de détection et de colmatage des fuites et sur d'autres données recueillies en cours d'exploitation.

Les stations de pompage seront équipées de génératrices diesel de réserve. Ces génératrices ne fonctionnant qu'au besoin (pendant les pannes de courant), aucune estimation précise des émissions produites par la combustion de diesel n'est disponible. Les émissions provenant de ces génératrices de réserve seraient normalement très faibles en regard des émissions annuelles générées par l'exploitation des stations de pompage.

### 6.3.3.3 Réservoirs de stockage de produits pétroliers

Le Projet prévoit quatre terminaux de réservoirs. Deux d'entre eux se trouvent à Hardisty (Alberta) et à Moosomin (Saskatchewan). Deux autres sont situés dans des complexes maritimes d'envergure, dont l'un à Cacouna (Québec) et l'autre à Saint John (Nouveau-Brunswick). Les émissions de GES provenant de l'espace libre des réservoirs de stockage de ces sites résultent de l'évaporation des composés volatils des produits pétroliers contenus dans ces réservoirs. Pour la sécurité du site d'exploitation, la vapeur de l'espace libre doit être mise à l'air libre. Les fractions estimées de la vapeur qui sont composées de méthane et de dioxyde de carbone ont été utilisées pour estimer les émissions de GES attribuables à la mise à l'air libre des réservoirs. Les émissions de GES provenant des réservoirs ont été estimées à l'aide du logiciel TANKS de l'EPA des États-Unis et en se basant sur les données de Énergie Est (diamètre des réservoirs, capacité, etc.) (USEPA, 2006b). Cette approche est considérée comme étant prudente.

Le tableau 6-10 fournit les estimations des émissions de GES liées aux réservoirs de produits pétroliers durant l'exploitation du Projet.

**Tableau 6-10 Estimations des émissions de GES – Réservoirs (phase d'exploitation)**

Terminal de stockage ou complexes maritimes	CO <sub>2</sub> (kt/an)	CH <sub>4</sub> (kt/an)	éq. CO <sub>2</sub> (kt/an)
Hardisty	0,2	0,002	0,2
Moosomin	0,0002	0,0005	0,01
Cacouna	0,003	0,001	0,03
Saint John	0,015	0,003	0,1
Total	0,2	0,007	0,3

REMARQUE :

Les chiffres étant arrondis, leur somme peut ne pas correspondre aux totaux.

Pour convertir le CH<sub>4</sub> en équivalents de CO<sub>2</sub>, le tonnage de CH<sub>4</sub> est multiplié par 25, soit la valeur du PRP. Le total en équivalents de CO<sub>2</sub> est donc la somme du tonnage de CO<sub>2</sub> et du tonnage de CH<sub>4</sub> multipliée par 25.

### 6.3.3.4 Terminaux maritimes

La combustion de diesel par les navires de haute mer (NHM) à quai ou en transit générera des émissions de GES. Le terminal de Cacouna accueillera deux types de NHM, Suezmax et Aframax, et le terminal de Saint John, des NHM de type Suezmax et de très gros transporteurs de brut (TGTB). Les émissions de GES par les navires sont estimées en fonction des paramètres types des navires (p. ex., vitesse-moteur), du nombre d'escales et de la durée de chaque escale définis spécialement pour le projet. Les émissions des navires et des remorqueurs ont été estimées d'après le régime des moteurs et les facteurs d'émission d'un rapport publié par le Canadian Chamber of Shipping (CCS, 2007; Moffat et Nichol, 2014). Les émissions annuelles de GES résultant de la combustion du combustible par des navires à quai aux terminaux maritimes de Cacouna et de Saint John sont présentées dans le tableau 6-11.

**Tableau 6-11 Émissions de GES (kt éq. CO<sub>2</sub> par année) – Navires-citernes à quai**

Terminal maritime	Aframax	Suezmax	Très gros transporteur de brut
Québec	0,4	3	S.O.
Saint John	S.O.	1	0,4
Total	0,4	4	0,4
Total (tous les navires)	5		
REMARQUE :			
S.O. – sans objet			
Les chiffres étant arrondis, leur somme peut ne pas correspondre aux totaux.			

Les incinérateurs de vapeurs des complexes maritimes sont aussi une source de GES. Les vapeurs émises au cours du ravitaillement des navires sont dirigées vers les incinérateurs où les gaz sont brûlés en utilisant une petite quantité de propane. Le rôle des incinérateurs consiste à transformer par oxydation les vapeurs de pétrole brut (carbure d'hydrogène, y compris le méthane) en dioxyde de carbone (pour atténuer les problèmes potentiels de qualité de l'air). La combustion du méthane en dioxyde de carbone abaisse son PRP de 25 à 1 dans le calcul des équivalents de CO<sub>2</sub>. Les émissions annuelles de GES générées par les unités de combustion de vapeur, y compris la combustion du propane, sont présentées dans le tableau 6-12.

**Tableau 6-12 Émissions de GES (kt éq. CO<sub>2</sub> par année) – Incinérateurs de vapeurs**

Terminal maritime	Incinérateurs de vapeurs
Québec	45
Saint John	45
Total	90

### 6.3.3.5 Transport maritime

Le tableau 6-13 présente les émissions annuelles de GES attribuables à la combustion de combustibles par les navires-citernes en transit (à l'intérieur des couloirs maritimes désignés) à destination et en provenance des complexes maritimes de Cacouna et de Saint John (y compris les émissions produites par les remorqueurs). La zone de transit se situe entre le terminal maritime et la mer territoriale (distance d'environ 78 km pour Saint John et d'environ 483 km pour le Québec).

**Tableau 6-13 Émissions de GES (kt éq. CO<sub>2</sub> par année) – Navires-citernes en transit**

Terminal maritime	Aframax	Suezmax	Très gros transporteur de brut	Remorqueurs
Québec	13	101	S.O.	3
Saint John	S.O.	11	3	2
Sous-total	13	112	3	5
Total	133			
REMARQUE : S.O. – sans objet Les chiffres étant arrondis, leur somme peut ne pas correspondre aux totaux.				

Les émissions liées à la phase d'exploitation du Projet sont résumées dans le tableau 6-14.

**Tableau 6-14 Émissions du Projet durant la phase d'exploitation, par province**

Province	Émissions découlant du Projet (kt éq. CO <sub>2</sub> /année)	Émissions provinciales et nationales (2012, kt éq. CO <sub>2</sub> /année)	Total des pourcentages provinciaux et nationaux (%)
<b>Installations terrestres</b>			
Alberta	0,7	249 000	0,0003
Saskatchewan	1	74 800	0,002
Manitoba	1	21 100	0,005
Ontario	271	167 000	0,2
Québec	49	78 300	0,06
Nouveau-Brunswick	52	16 400	0,3
<b>Transport maritime</b>			
Québec	117	80 000	0,1
Nouveau-Brunswick	16	18 600	0,09
Total pour l'ensemble des activités du Projet (tout le Canada)	508	699 000	0,07
REMARQUE : Source des totaux provinciaux et nationaux : Environnement Canada, 2014.			

L'analyse comparative des émissions générées par le Projet et des émissions annuelles (2012) provinciales déclarées indique que les pourcentages sont égaux ou inférieurs à 0,3 % (se reporter au tableau 6-9). Les émissions annuelles découlant du Projet s'élèvent à 508 kt éq. CO<sub>2</sub> par année, ce qui représente environ 0,07 % des émissions annuelles canadiennes (2012) et 0,001 % des émissions mondiales (2011).

## 6.4 Atténuation

Les mesures d'atténuation suivantes sont recommandées pour prévenir ou réduire au minimum les effets potentiels pendant les travaux de construction et l'exploitation :

- S'assurer que l'équipement est bien entretenu.
- Réduire la marche au ralenti dans la mesure du possible.
- Utiliser autant que possible des véhicules à plusieurs passagers pour le transport des équipes de travail à destination et en provenance du chantier.
- Utiliser la compression en soutirage pour réduire la mise à l'air libre directe de gaz au moment de la purge du gazoduc existant destiné à la conversion en oléoduc. L'utilisation de compresseurs portatifs pour le soutirage permettra de récupérer le gaz naturel résiduel dans les tronçons convertis et évitera la mise à l'air libre de quelque 2 000 kt de GES qui autrement se retrouveraient dans l'atmosphère.
- Récupérer le bois marchand des terres en déboisement et dans les zones avoisinant les collectivités et les commerces (si cela peut se faire sans danger) afin de réduire la combustion de biomasse.
- Remettre en état l'emprise de l'oléoduc une fois la construction terminée et permettre à la végétation de repousser en laissant de l'espace pour les activités d'entretien et de sécurité.

Pendant l'exploitation :

- Intégrer à la conception, dans la mesure du possible, la meilleure technologie disponible et économiquement réalisable (MTDÉR) afin de réduire les émissions de GES. L'utilisation de la MTDÉR et de pratiques exemplaires tout au long du Projet contribuera à réduire les émissions à la source.
- Utiliser des conduites à revêtement intérieur pour réduire les pertes de pression pendant le transport du pétrole. Cette mesure permet de réduire l'énergie totale requise pour pomper le pétrole et, ce faisant, de réduire directement la production de GES.
- Choisir les composantes de l'oléoduc de manière à limiter les pertes de pression dans les canalisations et à en améliorer l'efficacité. Entre autres, utiliser des compteurs à ultrasons, des débitmètres à coude, des aubes de redressement, des vannes à passage intégral et des raccords profilés.
- Alimenter les stations de pompage du Canada au gaz naturel ou à l'électricité – ces énergies sont généralement considérées comme des solutions présentant une intensité d'émissions de GES moindre que celle du diesel ou des combustibles fossiles lourds. Choisir les turbogroupes aux stations de pompage de façon à améliorer la souplesse opérationnelle.
- Les terminaux de réservoirs doivent posséder des réservoirs à plateforme soudée munis à la fois de joints d'étanchéité primaires et secondaires, conformément aux recommandations du Guide EPC-87F

(1995) publié par le Conseil canadien des ministres de l'Environnement (CCME) sur les exigences relatives à la réduction des émissions de COV (notamment le méthane) par les réservoirs de stockage (p. ex., joint mécanique à sabot avec joint secondaire de rebord à lame).

- Appliquer des procédures d'entretien et d'inspection périodiques de l'équipement, en conformité avec la réglementation en vigueur et les pratiques exemplaires afin de réduire les émissions fugitives de GES.

## 6.5 Détermination de l'importance des effets résiduels

### 6.5.1 Critères de caractérisation des effets résiduels

Le tableau 6-15 fournit les critères de classification des effets appliqués pour déterminer les effets résiduels du Projet sur les gaz à effet de serre.

**Tableau 6-15 Critères de classification des effets – Gaz à effet de serre**

Critères		Définitions des critères	
Orientation	Tendance prévue des effets à long terme	Positive	Réduction des émissions de GES
		Négative	Augmentation des émissions de GES
		Neutre	Aucun changement par rapport aux conditions de référence et aux tendances
Ampleur	Le changement attendu est un paramètre mesurable par rapport au cas de référence.	Faible	Le changement est mesurable, mais demeure dans les limites de la variabilité normale des tendances des émissions nationales et mondiales de GES. Inférieur à 50 kt éq. CO <sub>2</sub> par année.
		Modérée	Le changement entraîne une augmentation par rapport au cas de référence, mais il est considéré comme étant modéré en regard des émissions annuelles nationales et mondiales de GES. Entre 50 et 1 000 kt éq. CO <sub>2</sub> par année.
		Élevée	Le changement est jugé substantiel par rapport aux émissions annuelles de GES. Supérieur à 1 000 kt éq. CO <sub>2</sub> par année.
Portée géographique	La zone géographique à l'intérieur de laquelle la survenance d'un effet d'une ampleur définie est prévue.	ZEP	L'effet est limité à la zone d'élaboration du projet (emprise et empreintes liées au développement du projet).
		ZEL	L'effet s'étend à la ZEL.
		ZER	L'effet s'étend à la ZER.

**Tableau 6-15 Critères de classification des effets – Gaz à effet de serre**

Critères		Définitions des critères	
Durée	La période requise pour que les concentrations des paramètres mesurables retournent aux conditions de référence ou pour que l'effet ne puisse plus être mesuré ou autrement perçu.	Court terme	L'effet est mesurable pendant moins d'un mois.
		Moyen terme	L'effet est mesurable pendant plus d'un mois, mais moins de deux ans.
		Long terme	L'effet est mesurable pendant plus de deux ans, mais moins de dix ans.
		Permanente	L'effet est permanent (mesurable pendant plus de dix ans).
Fréquence	Le nombre de fois qu'un effet survient au cours d'un projet ou d'une phase précise d'un projet.	Un seul événement	Un effet mesurable se produira une fois au cours des phases de construction, d'exploitation et de remise en état du Projet.
		Événements multiples et irréguliers	Un effet mesurable surviendra pendant la phase de construction et peu souvent au cours des phases d'exploitation et de remise en état du Projet.
		Événements multiples et réguliers	Un effet mesurable se produira souvent au cours des phases de construction, d'exploitation et de remise en état du Projet.
		Continue	Un effet mesurable se produira continuellement au cours des phases de construction, d'exploitation et de remise en état du Projet.
Réversibilité	La probabilité qu'un paramètre mesurable se rétablisse d'un effet.	Réversible	Un effet mesurable surviendra, mais les mesures d'atténuation proposées préviendront tout autre effet après la phase d'exploitation du Projet.
		Irréversible	Un effet mesurable surviendra et persistera pendant une longue période une fois terminée la phase d'exploitation du Projet.
Contexte écologique et socioéconomique	Les caractéristiques générales de la zone où se situe le Projet.	Sans objet	

Le contexte écologique et socioéconomique est souvent décrit dans les ÉES des composantes valorisées, lorsque ce contexte peut être défini par rapport à la région où l'effet se produira. Comme les émissions de GES ont un effet mondial et que, à cette échelle, le contexte écologique et socioéconomique est très variable, ce critère n'est pas applicable à l'évaluation des GES et du changement climatique.

La présente évaluation examine les effets résiduels sur les émissions de GES après l'application des mesures d'atténuation générales recommandées.

### 6.5.2 Méthodes d'évaluation

Le Projet générera des émissions de GES, lesquelles contribueront aux émissions provinciales, nationales et mondiales totales de GES. Le guide de l'ACEE recommande certaines procédures pour aborder les GES dans les études d'impact (comité fédéral-provincial-territorial sur le changement climatique et l'évaluation environnementale, 2003) :

- établir la quantité d'émissions de GES pour l'ensemble du projet;
- estimer la contribution du projet aux émissions de GES provinciales et nationales;
- définir les politiques pertinentes dans les territoires concernés;
- déterminer le profil d'émissions de GES du secteur et les pratiques exemplaires liées à des projets de nature similaire au projet.

Une fois ces étapes franchies, l'ACEE (2003) suggère de répondre à un certain nombre de questions :

- Le projet générera-t-il des émissions de GES d'intensité faible, moyenne ou élevée?
- Le projet risque-t-il d'outrepasser les politiques pertinentes dans les territoires concernés?
- Le projet excédera-t-il le profil d'émissions de GES du secteur?
- Des pratiques exemplaires seront-elles utilisées dans toutes les phases du projet?

Les émissions de GES produites annuellement par le projet ont été classées de la façon suivante :

- Intensité faible : moins de 50 kt éq. CO<sub>2</sub> par année;
- Intensité modérée : 50 kt éq. CO<sub>2</sub> et plus, mais moins de 1 000 kt (1 Mt) éq. CO<sub>2</sub> par année;
- Intensité élevée : plus de 1 000 kt éq. CO<sub>2</sub> par année.

Comme le guide de l'ACEE ne définit pas quantitativement les niveaux d'intensité des émissions, ces catégories ont été établies en tenant compte des seuils de déclaration et de l'intensité des émissions déclarées par installation exploitée au Canada au cours de 2012 (se reporter au tableau 6-4). Les émissions d'intensité « faible » sont établies au seuil de déclaration fédéral, et celles d'intensité « élevée » au 90<sup>e</sup> centile des émissions déclarées par des installations dont les émissions dépassent le seuil de 50 kt.

L'ACEE ne donne aucune recommandation concernant la détermination de l'importance. Elle se consacre plutôt à accroître l'attention portée à la gestion des émissions de GES et à stimuler la réflexion sur des façons de réaliser des projets générant des émissions de moindre intensité (comité fédéral-provincial-territorial sur le changement climatique et l'évaluation environnementale, 2003). Dans le cadre

de la présente évaluation, les niveaux d'émission sont utilisés pour déterminer si un plan de gestion des GES est requis aux termes du guide de l'ACEE (se reporter à la section 6.1.9.3).

### **6.5.3 Résultats de l'évaluation**

#### **6.5.3.1 Construction**

Comme l'indique le tableau 6-7, la combustion des combustibles fossiles alimentant l'équipement utilisé pendant la construction de l'oléoduc, des stations de pompage, des terminaux de réservoirs et des complexes maritimes entraîneront le rejet dans l'atmosphère de 628 kt éq. CO<sub>2</sub> sur une période d'environ 2,67 ans. Les émissions annuelles liées à l'équipement de construction sont de 149 kt éq. CO<sub>2</sub> par année de construction (tableau 6-7). En outre, comme le montre le tableau 6-8, les activités de conversion du gazoduc (émissions de GES par mise à l'air libre) pendant la phase de construction entraîneront le rejet de 437 kt éq. CO<sub>2</sub>. Les émissions totales découlant des travaux de construction du Projet sont estimées à 1 064 kt éq. CO<sub>2</sub> (sur une période d'environ 2,67 ans). La moyenne annuelle des émissions pour la période de construction du Projet est de 399 kt éq. CO<sub>2</sub>.

Si l'on se base sur ces chiffres, pendant la construction, le Projet est considéré comme un émetteur à intensité modérée (50 à 1 000 kt éq. CO<sub>2</sub> par année). La gestion des GES pendant la phase de construction fera partie intégrante du plan de protection de l'environnement (PPE) élaboré pour le Projet. Les principales mesures d'atténuation de ce plan sont présentées à la section 6.4. Les estimations des émissions pendant la construction sont de nature prudente et n'intègrent pas directement les réductions potentielles résultant des mesures d'atténuation. Les émissions annuelles pour la phase de construction (399 kt éq. CO<sub>2</sub>) représentent environ 0,06 % des émissions nationales par rapport aux totaux de 2012. La contribution annuelle aux émissions provinciales pendant la construction est la plus importante au Nouveau-Brunswick (0,4 %) et la plus faible en Alberta (0,01 %) (se reporter au tableau 6-9). La moyenne annuelle des émissions générées par la construction représente 0,001 % des émissions mondiales. Comme les méthodes d'estimation des émissions de GES varient considérablement, une comparaison des profils du secteur n'est pas jugée pertinente. Des mesures d'atténuation sont aussi recommandées (section 6.4) pendant la phase de construction afin de prévenir et de réduire les émissions de GES.

#### **6.5.3.2 Exploitation**

Comme l'indique le tableau 6-14, la combustion de combustibles fossiles dans les stations de pompage, les émissions fugitives le long de l'oléoduc, la mise à l'air libre des réservoirs, les navires à quai, les incinérateurs de vapeurs et le transport maritime entraîneront le rejet dans l'atmosphère de 508 kt éq. CO<sub>2</sub> par année.

Il convient de noter que, dans le cadre des programmes fédéraux et provinciaux actuels, la déclaration des émissions produites par le transport maritime (133 t éq. CO<sub>2</sub> par année) n'est pas obligatoire (ces émissions n'auraient donc pas d'incidence sur les totaux provinciaux ou fédéraux futurs) et celles-ci « appartiennent » à l'entreprise de transport.

D'après les émissions présentées dans le tableau 6-14, la phase d'exploitation du Projet devrait générer quelque 508 kt éq. CO<sub>2</sub> par année de GES. La contribution annuelle des émissions du Projet aux émissions provinciales (tableau 6-14) se situe entre 0,0003 % et 0,3 %. Les émissions annuelles totales

du Projet représentent 0,07 % des émissions nationales (par rapport aux totaux nationaux de 2012) et 0,001 % des émissions mondiales (par rapport aux totaux mondiaux de 2011).

Une comparaison des émissions provinciales avec les seuils de déclaration fédéral et provinciaux est également présentée dans le tableau 6-16. Les émissions découlant du transport maritime sont exclues, car elles n'appartiennent pas rattachées à Énergie Est, qui n'a donc pas à les déclarer.

**Tableau 6-16 Émissions du Projet et seuils de déclaration réglementaires**

Province	Émissions (kt éq. CO <sub>2</sub> /année)	Seuil de déclaration provincial (kt éq. CO <sub>2</sub> /année)	Seuil de déclaration fédéral (kt éq. CO <sub>2</sub> /année)	Supérieur au seuil de déclaration provincial	Supérieur au seuil de déclaration fédéral
Alberta	0,7	50	50	Non	Non
Saskatchewan	1,14	S.O.		S.O.	Non
Manitoba	1,04	S.O.		S.O.	S.O.
Ontario	271	25		Oui	Oui
Québec	49	10		Non*	Non
Nouveau-Brunswick	52	S.O.		S.O.	Oui
REMARQUE :					
S.O. – sans objet					
* Actuellement, les émissions du secteur d'activité du Projet n'ont pas à être déclarées (le secteur du Projet n'est pas inclus dans la législation)					
Seules les émissions de sources terrestres sont indiquées, car les émissions de sources maritimes n'appartiennent pas à Énergie Est, qui n'a donc pas à les déclarer.					

En Ontario, on prévoit que les émissions de GES du Projet dépasseront le seuil de déclaration provincial; aussi devront-elles être estimées et déclarées au gouvernement provincial. Selon les estimations, les émissions au Québec dépasseront le seuil de déclaration provincial; il reste que la législation en vigueur n'exige pas la déclaration des activités planifiées dans le cadre du Projet. En Ontario et au Nouveau-Brunswick, les émissions de GES résultant du Projet devraient être supérieures au seuil de déclaration fédéral. Les émissions dans ces provinces devront donc être estimées et déclarées annuellement à Environnement Canada.

Selon la présente évaluation, et compte tenu des mesures d'atténuation mentionnées à la section 6.4, le Projet est considéré comme un émetteur à intensité modérée (508 kt éq. CO<sub>2</sub> par année). Aucun sommaire d'émissions de GES pour les oléoducs ou les complexes maritimes en exploitation; par conséquent, aucune comparaison avec des profils du secteur n'ait été faite. Qui plus est, l'établissement de comparaisons directes avec des estimations d'émissions provenant de différents types d'installations de transport de pétrole brut n'est pas jugé approprié, compte tenu du caractère unique de chaque installation et des diverses méthodes d'estimation des GES pouvant être appliquées. Le Projet étant considéré comme un émetteur à intensité modérée, un plan de gestion des GES sera élaboré. Il est recommandé, dans la mesure du possible, d'intégrer à la conception les meilleures technologies disponibles en matière d'efficacité énergétique (comme l'explique en détail la section 6.4).

#### 6.5.4 Détermination de l'importance

Comme le mentionne le guide fourni par l'ACEE sur l'évaluation du changement climatique dans les évaluations environnementales, « la contribution d'un projet donné au changement climatique ne peut être mesurée ». Par conséquent, l'évaluation des effets résiduels du Projet est centrée sur l'estimation des émissions de GES de même que sur l'atténuation et l'évaluation des émissions de GES liées au Projet par rapport aux émissions canadiennes et mondiales de GES. Sachant que l'incidence d'un seul projet sur le changement climatique ne peut être mesurée ou attribuée de façon précise, il n'est pas raisonnable, en se basant sur les émissions de GES d'un seul projet, de conclure à un effet résiduel nuisible important sur les concentrations atmosphériques de GES ou sur le changement climatique. Les critères de classification de la contribution du Projet aux émissions de GES sont les suivants :

- L'orientation est négative, étant donné que le Projet émettra des GES pendant les phases de construction et d'exploitation.
- L'intensité des émissions est modérée. Le Projet étant considéré comme un émetteur de GES à intensité modérée, un plan de gestion des GES est requis pour atténuer ces émissions. La moyenne des émissions annuelles générées par la construction (y compris l'équipement de construction et la mise à l'air libre du gaz naturel) s'établit à 399 kt éq. CO<sub>2</sub>; ces émissions représentent environ 0,06 % des émissions nationales par rapport aux niveaux de 2012, et 0,001 % des émissions mondiales par rapport aux niveaux de 2011. Les émissions de GES découlant de l'exploitation du Projet (508 kt éq. CO<sub>2</sub> par année) représentent 0,07 % des émissions nationales (en 2012) et 0,001 % des émissions mondiales de GES (en 2011).
- L'étendue géographique est la ZER. Les effets des émissions de GES n'ont aucune limite spatiale, et les GES se mélangent bien dans l'atmosphère; l'étendue géographique est donc considérée comme étant le monde. La dissociation de la majorité de GES dans l'atmosphère nécessitera un siècle ou plus. Les émissions de GES générées pendant la phase de construction du Projet cesseront dès l'achèvement de cette phase.
- La fréquence est caractérisée par des événements multiples et réguliers pendant la construction et continu pendant l'exploitation.
- La durée est permanente.
- Les effets sont réversibles. Les effets des émissions de GES sont dits « irréversibles » au cours du prochain siècle, mais réversibles après la dissociation des GES dans l'atmosphère.

Comme il est résumé ci-dessus, les émissions de GES pendant les phases de construction et d'exploitation du Projet devraient être d'une intensité relativement faible en regard des émissions nationales et mondiales. L'utilisation de pratiques exemplaires est recommandée afin de réduire autant que possible les émissions de GES pendant la construction et l'exploitation (se reporter à la section 6.4). D'après les catégories d'émetteurs définies à la section 6.5.2, le Projet est considéré comme un émetteur à intensité modérée en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation. Par conséquent, Énergie Est élaborera le plan de gestion détaillé des GES requis dès l'approbation du Projet.

L'incidence des émissions liées au Projet sur les concentrations atmosphériques de GES, de même que les effets résiduels d'un changement climatique attribuables aux GES générés par le Projet ne sont pas considérés comme étant importants étant donné qu'ils ne seraient pas mesurables. Le niveau de

confiance dans les prédictions est élevé, car même si les méthodes utilisées pour les estimations sont approximatives et reposent sur de l'information préliminaire, on considère qu'elles sont suffisamment précises pour évaluer et définir l'intensité des émissions de GES (faible, modérée ou élevée) résultant du Projet. En outre, il est très peu probable que le Projet puisse à lui seul avoir un effet important sur le changement climatique.

## 6.6 Effets cumulatifs

La présente section examine de façon globale l'effet cumulatif mondial des émissions de GES sur le changement climatique.

Les scientifiques s'accordent sur le fait qu'il est très probable que les émissions de GES de sources anthropiques contribuent au réchauffement planétaire (GIEC, 2013). Les augmentations des concentrations atmosphériques de GES ont été liées à un réchauffement correspondant de l'atmosphère, des océans et des systèmes connexes. La concentration atmosphérique mondiale de CO<sub>2</sub> était d'environ 400 ppm en mai 2014 (NOAA, 2014). Il a été établi, et largement reconnu par la communauté scientifique, que des concentrations atmosphériques de CO<sub>2</sub> supérieures à 450 ppm exerceraient un effet climatique substantiel sur la circulation thermohaline et atmosphérique générale et pourraient être à l'origine d'effets environnementaux et socioéconomiques graves (GIEC, 2013). La concentration atmosphérique de CO<sub>2</sub> a augmenté pour atteindre des niveaux sans précédent depuis 800 000 ans, et des rapports ont été publiés sur les conséquences de cette augmentation sur les systèmes climatiques (GIEC, 2013); par conséquent, il est reconnu que les émissions mondiales de GES ont déjà un effet environnemental cumulatif potentiellement important sur le changement climatique.

Dans les milieux scientifiques et parmi les décideurs, on reconnaît qu'aucune activité n'est à elle seule responsable des effets mondiaux qu'ont sur le climat les émissions de GES. C'est plutôt la multitude des sources, des puits et des réservoirs de GES partout dans le monde qui contribuent à l'effet cumulatif mondial potentiellement important. Dans un contexte mondial, l'apport du Projet sera faible en soi (0,001 %) et il ne contribuerait pas de façon mesurable à un changement climatique.

L'adaptation au changement climatique a été ciblée comme une mesure nécessaire qui s'ajoute à l'atténuation (ou à la réduction) des émissions de GES au motif que, à l'échelle mondiale, la trajectoire actuelle des émissions annuelles et des émissions cumulatives mondiales de GES est incompatible avec les cibles estimatives de réduction des émissions requises pour lutter contre le réchauffement planétaire (GIEC, 2013b). Partout dans les régions, l'expérience en matière d'adaptation s'accumule dans les secteurs privés et publics ainsi qu'au sein des collectivités. Différents paliers de gouvernement ont entrepris d'élaborer des plans et des politiques d'adaptation et d'intégrer les considérations en matière de changement climatique à des plans de développement d'envergure afin de réduire l'effet du changement climatique sur les systèmes naturels et l'infrastructure bâtie. Les mesures d'adaptation et d'atténuation choisies dans un proche avenir influenceront tout au long du XXI<sup>e</sup> siècle sur les risques que représentent les changements climatiques (GIEC, 2013b).

La conception et l'exploitation du Projet seront conformes aux programmes et aux politiques du gouvernement fédéral et de chaque province dans laquelle les activités du Projet seront exercées et, dans la mesure du possible, le Projet intégrera des mesures d'atténuation des émissions de GES (section 6.4).

## **6.7 Rapports supplémentaires**

Un rapport de données techniques (RDT) sur les émissions de GES sera fourni en tant que supplément à déposer auprès de l'ONÉ au quatrième trimestre de 2014. Le RDT contiendra de l'information à l'appui des conclusions de la présente évaluation, y compris des précisions sur ce qui suit :

- le calcul des émissions;
- les méthodes et les résultats.

## **6.8 Surveillance et suivi**

Comme il est mentionné ci-dessus, les projections relatives à l'intensité des émissions générées par le Projet indiquent qu'il pourrait être nécessaire de déclarer les émissions de GES au gouvernement fédéral et aux instances provinciales (cette obligation sera confirmée ou infirmée en cours d'exploitation). Il incombe à Énergie Est de quantifier les émissions de GES conformément à la réglementation en vigueur et de les déclarer lorsque l'autorité compétente l'exige.

En tant qu'émettrice à intensité modérée, Énergie Est a l'obligation d'élaborer un plan de gestion des GES en conformité avec les recommandations de l'ACEE.

## **6.9 Résumé**

L'évaluation des effets résiduels et cumulatifs des émissions de GES est présentée dans le tableau 6-17.

**Tableau 6-17 Effets résiduels et cumulatifs sur l'environnement : émissions de GES**

Phase du projet	Atténuation	Caractéristiques des effets résiduels							Importance	Confiance envers les prévisions	Probabilité d'effets importants	Surveillance et suivi
		Orientation	Ampleur	Portée géographique	Durée	Fréquence	Réversibilité	Contexte écologique et socioéconomique				
<b>Effets résiduels attribuables au Projet</b>												
<b>Émissions de gaz à effet de serre</b>												
Construction	Se reporter à la section 6.4	N	M	ZER	P	MI	I	S.O.	N	G	–	Se reporter à la section 6.8
Exploitation	Se reporter à la section 6.4	N	M	ZER	P	C	I	S.O.	N	G	–	Se reporter à la section 6.8
Désaffectation et cessation d'exploitation <sup>1</sup>												
<b>Effets cumulatifs</b>												
<b>Émissions de gaz à effet de serre</b>												
Toutes les phases du projet et émissions mondiales	Se reporter à la section 6.4	N	G	ZER	P	C	I	S.O.	S	G	M	Se reporter à la section 6.8
REMARQUES :												
<sup>1</sup> Désaffectation et cessation d'exploitation – Se reporter au volume 1, section 8, pour obtenir une évaluation des effets résiduels.												

**Tableau 6-17 Effets résiduels et cumulatifs sur l'environnement : émissions de GES**

<b>LÉGENDE</b>			
<b>Orientation</b>		<b>Durée</b>	<b>Importance</b>
P	Positive	CD Courte durée	S Important
N	Négative	MD Moyenne durée	N Non important
M	Mixte	LD Longue durée	
<b>Ampleur</b>		<b>Fréquence</b>	<b>Réversibilité</b>
F	Faible	S Un seul événement	R Réversible
M	Modérée	MI Événements multiples et irréguliers	I Irréversible
G	Grande	MR Événements multiples et réguliers	
		C Continue	
			<b>Contexte environnemental</b>
			F Faible
			M Moyen
			G Grand
			<b>Confiance envers les prévisions</b>
			F Faible
			M Modérée
			G Grande

## 6.10 Références

- Canadian Chamber of Shipping, 2007. 2005-2006 BC Ocean-Going Vessel Emissions Inventory.
- CCME (Conseil canadien des ministres de l'Environnement), 1995. *Lignes directrices environnementales sur la réduction des émissions de composés organiques volatils par les réservoirs de stockage hors sol*. CCME-EPC-87E. Juin 1995
- MEGLNB (ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick, 2013. *Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick*. Règles pour l'industrie. 15 février 2013. Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, Fredericton (Nouveau-Brunswick).
- Enbridge Inc., 2014. *Liquids Pipeline*. Accessible en ligne à l'adresse : <http://www.enbridge.com/DeliveringEnergy/OurPipelines/LiquidsPipelines.aspx>. Dernier accès : le 30 avril 2014.
- Environnement Canada, 2013c. *L'action du Canada sur les changements climatiques*. Dernière mise à jour le 31 octobre 2013. Accessible en ligne à l'adresse : <http://www.climatechange.gc.ca/default.asp?lang=Fr&n=72F16A84-1>. Dernier accès : le 30 mai 2014.
- Environnement Canada, 1999. *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. Accessible en ligne à l'adresse : <http://www.ec.gc.ca/lcpe-cepa/default.asp?lang=Fr&n=26A03BFA-1>. Dernier accès : le 30 avril 2014.
- Environnement Canada, 2013a. *L'action du Canada sur les changements climatiques – Accord de Copenhague*. Accessible en ligne à l'adresse : <http://climatechange.gc.ca/default.asp?lang=Fr&n=AA3F6868-1>. Dernier accès : juin 2014.
- Environnement Canada, 2013b. *Points saillants de la sixième communication nationale du Canada et du premier rapport biennal sur les changements climatiques, 2014*. Environnement Canada, Ottawa (Ontario).
- Environnement Canada, 2013c. *Rapport d'inventaire national 1990–2011*. Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada. La proposition canadienne concernant la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Sommaire. Environnement Canada, Gatineau (Québec).
- Environnement Canada, 2014. *Rapport d'inventaire national 1990–2012*. Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada. La proposition canadienne concernant la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Environnement Canada, Gatineau (Québec). <https://www.ec.gc.ca/Publications/default.asp?lang=Fr&xml=A07ADAA2-E349-481A-860F-9E2064F34822>
- ESRD (Alberta Environment and Sustainable Resource Development), 2014. *Alberta's Climate Change Strategy and Regulations – A review of the first six years of the Specified Gas Emitters Regulation*. Janvier 2014. ESRD, Edmonton (Alberta).
- ESRD (Alberta Environment and Sustainable Resource Development), 2013. *Specified Gas Reporting Standard*. Version 7.0. Mars 2013. ESRD, Edmonton (Alberta).

- ESRD (Alberta Environment and Sustainable Resource Development), 2013b. *2013 Large Final Emitter Update*. Présentation PowerPoint accessible en ligne à l'adresse : <http://environment.gov.ab.ca/info/library/8735.pdf>. Dernier accès : le 4 juin 2014.
- ESRD (Alberta Environment and Sustainable Resource Development), 2008. *Alberta's 2008 Climate Change Strategy*. Janvier 2008. ESRD, Edmonton (Alberta).
- Gouvernement de l'Alberta, 2010. *Specified Gas Reporting Regulation*, Alberta. Règlement 251/2004 de l'Alberta. Avec consolidation des modifications jusqu'au Règlement 137/2014.
- Gouvernement de l'Alberta, 2013. *Specified Gas Reporting Regulation*. Règlement 139/2007 de l'Alberta. Modification du Règlement 89/2013 de l'Alberta.
- Gouvernement du Québec, 2012. *Plan d'action 2013–2020 sur les changements climatiques*. Phase 1. Accessible en ligne à l'adresse : [http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/plan\\_action/pacc2020.pdf](http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/plan_action/pacc2020.pdf). Dernier accès : le 30 avril 2014.
- Gouvernement du Québec, 2014. *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*. Chapitre Q-2, ar. 46.1, *Loi sur la qualité de l'environnement*.
- GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat), 2000. Rapports méthodologiques : *Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux*. Émissions fugitives des activités liées au pétrole et au gaz naturel, chapitre 2, pp. 2.78 à 2.93.
- GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat), 2013. *Changement climatique 2013 : les éléments scientifiques*. Contribution du Groupe de travail I au Cinquième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Cambridge University Press.
- GIEC, 2014. IPCC 5th Assessment Report, *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*
- Kinder Morgan, 2013. Cochin Pipeline System. Accessible en ligne à l'adresse : <http://www.kindermorgan.com/business/canada/cochin.cfm>. Dernier accès : le 30 avril 2014.
- Gestion des ressources hydriques Manitoba, 2012. *Manitoba's Report on Climate Change for 2012: Progress Updated on Manitoba's Emission Reductions*. Gestion des ressources hydriques Manitoba, Winnipeg (Manitoba).
- Conservation Manitoba, 2002. *Province of Manitoba Climate Change Action Plan 2002. Kyoto and Beyond*. Conservation Manitoba, Winnipeg (Manitoba).
- MEO (ministère de l'Environnement de l'Ontario), 2007. *Ontario vert : Plan d'action de l'Ontario contre le changement climatique*. Août 2007. MEO, Toronto (Ontario).
- MEO (ministère de l'Environnement de l'Ontario), 2011. *Faire face au changement climatique : Stratégie d'adaptation et plan d'action de l'Ontario*, MEO, Toronto (Ontario).
- MEO (ministère de l'Environnement de l'Ontario), 2012. *Guideline for Greenhouse Gas Emissions Reporting*. Février 2012. MEO, Toronto (Ontario).

- MEO (ministère de l'Environnement de l'Ontario), 2013. *Greenhouse Gas Emissions Reductions in Ontario: A Discussion Paper*. 21 janvier 2013. Accessible en ligne à l'adresse : <http://www.ebr.gov.on.ca/ERS-WEB-External/displaynoticecontent.do?noticeId=MTE4MzMy&statusId=MTc3MDg5>. Dernier accès : le 27 avril 2014.
- Moffatt et Nichol, 2014. *Memorandum: Energy East NEB Filing – Revised Marine Terminal Shipping Emissions Estimate*. 4 mars 2014.
- Secrétariat des changements climatiques du Nouveau-Brunswick, 2007. *Plan d'action sur les changements climatiques 2007-2012*. Juin 2007. Ministère de l'Environnement, Fredericton (Nouveau-Brunswick).
- Secrétariat des changements climatiques du Nouveau-Brunswick, 2014. *Plan d'action sur les changements climatiques. 2014-2020*. Avril 2014. Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, Fredericton (Nouveau-Brunswick).
- Ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick, 2011. *Le Plan directeur de l'énergie du Nouveau-Brunswick*. Accessible en ligne à l'adresse : <http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/en/pdf/Publications/201110PlanEnergieNB.pdf>. Dernier accès : le 27 avril 2014.
- NOAA 2014, National Oceanic and Atmospheric Administration, U.S. Department of Commerce, Ed Dlugokencky et Pieter Tans, NOAA/ESRL ([www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/](http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/))
- NOVA Gas Transmission Ltd., 2012. Réponse à une demande de renseignements de l'Office national de l'énergie (ONÉ). GH-001-2012. 9 mars 2012.
- Gouvernement de la Saskatchewan, 2014. *List of Acts not yet proclaimed*. Accessible en ligne à l'adresse : <http://www.qp.gov.sk.ca/index.cfm?fuseaction=publications.typelist&c=2340>. Dernier accès : le 2 mai 2014.
- Ministère de l'Environnement de la Saskatchewan, 2007. *Saskatchewan Energy and Climate Change Plan*. Juin 2007.
- Ministère de l'Environnement de la Saskatchewan, 2009. *Management and Reduction of Greenhouse Gases and Adaptation to Climate Change Technical Briefing Package*. 11 mai 2009.
- Comité fédéral-provincial-territorial sur le changement climatique et l'évaluation environnementale, 2013. *Intégration des considérations relatives au changement climatique à l'évaluation environnementale : Guide général des praticiens*. Novembre 2003.
- TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd., 2007. *Keystone Pipeline Project Environmental and Socio-Economic Assessment*. Préparé par AXYS Environmental Consulting.
- TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd., 2009. *Keystone XL Pipeline Project Environmental and Socio-Economic Assessment*. Préparé par Jacques Whitford (AXYS Ltd.)
- Pipeline Trans-Nord Inc. (PTNI) Nos pipelines. Accessible en ligne à l'adresse : <http://www.tnpi.ca/fr/our-pipelines/>. Dernier accès : le 30 avril 2014.

United States Environmental Protection Agency, 2006a. MOBILE6 Vehicle Emission Modeling Software. Accessible en ligne à l'adresse : <http://www.epa.gov/otaq/m6.htm>. Dernier accès : le 27 avril 2014.

United States Environmental Protection Agency, 2006b. TANKS Emissions Estimation Software. Accessible en ligne à l'adresse : <http://www.epa.gov/ttnchie1/software/tanks/>. Dernier accès : le 27 avril 2014.

United States Environmental Protection Agency, 2008. NONROAD Model. Accessible en ligne à l'adresse : <http://www.epa.gov/otaq/nonrdmdl.htm>. Dernier accès : le 27 avril 2014.

United States Environmental Protection Agency, 2014a. *Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume 1: Stationary Point and Area Sources*, AP 42, Fifth Edition. Accessible en ligne à l'adresse : <http://www.epa.gov/ttnchie1/ap42/>. Dernier accès : le 27 avril 2014.

United States Environmental Protection Agency, 2014b. Greenhouse Gas Equivalencies Calculator. Accessible en ligne à l'adresse : <http://www.epa.gov/cleanenergy/energy-resources/calculator.html>. Dernier accès : le 25 juin 2014.

Western Climate Initiative, 2012. *Final Essential Requirements of Mandatory Reporting, 2011 Amendments for Harmonization of Reporting in Canadian Jurisdictions*. Document modifié le 10 février 2012.

World Resources Institute, 2014. Climate Analysis Indicators Tool (CAIT) 2.0. Washington (DC). Accessible en ligne à l'adresse : <http://cait2.wri.org>. Dernier accès : le 27 juin 2014.

