



## **NOVA Gas Transmission Ltd. – Projet d’agrandissement Towerbirch**

**Examen des estimations des émissions de gaz à  
effet de serre en amont associées au projet**

**Ébauche aux fins de commentaires du public**

**Septembre 2016**

Page intentionnellement laissée en blanc.

## Table des matières

<b>Résumé</b>	<b>4</b>
<b>Introduction</b>	<b>6</b>
<b>Description du projet</b>	<b>6</b>
<b>Partie A. Estimation des émissions de GES en amont</b>	<b>7</b>
Démarche de prévision des GES	8
<b>Partie B Répercussions sur les émissions de GES en amont au Canada et dans le monde</b>	<b>10</b>
<b>B.1 Introduction</b>	<b>10</b>
<b>B.2 Gaz naturel : Perspectives canadiennes et mondiales</b>	<b>10</b>
B.2.1 Gaz naturel : Perspectives canadiennes	10
B.2.2 Le gaz naturel en Amérique du Nord : Tendances	11
B.2.3 Les marchés du gaz naturel canadien	12
B.2.4 Gaz naturel mondial : Perspectives	13
B.2.5 Gaz naturel liquéfié : Tendances mondiales	14
<b>B.3 Le gaz naturel et les engagements du Canada dans le contexte des changements climatiques</b>	<b>14</b>
B.3.1 Prévisions d'émissions de GES au Canada	14
<b>B.4 Émissions supplémentaires et accroissement de la capacité pipelinière</b>	<b>16</b>
<b>B.5 Répercussions sur les émissions de GES en Amérique du Nord et dans le monde</b>	<b>16</b>
<b>B.6 Conclusions</b>	<b>17</b>
<b>Annexe Carte du projet d'agrandissement Towerbirch</b>	<b>19</b>
<b>Bibliographie</b>	<b>20</b>

## Résumé

Le présent document fournit une estimation des émissions de gaz à effet de serre (GES) en amont associées au projet d'agrandissement Towerbirch de NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) [le projet] et une analyse des conditions en vertu desquelles une production de gaz naturel supplémentaire et des émissions en amont résulteraient du projet.

NGTL propose de construire et d'exploiter de nouvelles installations de transport de gaz naturel dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta pour agrandir son réseau existant. Cet agrandissement fournirait aux producteurs de gaz du secteur du lac Tower de la région de Montney en Colombie-Britannique un accès direct au réseau de NGTL et, par conséquent, aux marchés du gaz en Amérique du Nord. NGTL propose de construire une nouvelle section de gazoduc et une boucle, totalisant environ 87 kilomètres, afin de respecter les exigences des contrats de service supplémentaires pour la réception de gaz naturel totalisant  $24\,338,3\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$  (859 MMpc/j). Ces nouvelles installations exigeront aussi quatre (4) nouvelles stations de comptage et un (1) agrandissement d'une station de comptage existante. Une proportion d'environ 82 % du projet serait construite parallèlement aux perturbations linéaires existantes, comme les gazoducs et les routes. Le projet augmenterait la capacité de débit totale de  $32\,837\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$  (1 160 MMpc/j) sur la canalisation principale Groundbirch.

Environnement et Changement climatique Canada a estimé les émissions de GES en amont au Canada associées à la production, à la collecte et à la transformation du volume supplémentaire de gaz naturel correspondant à la capacité supplémentaire de la canalisation principale Groundbirch en raison du projet. Les projections relatives aux émissions de GES et à la production de gaz naturel utilisées par Environnement et Changement climatique Canada pour le présent examen comprennent les répercussions futures estimatives des politiques et des mesures actuelles mises en œuvre en date de septembre 2015. D'importantes mesures et cibles de réduction des émissions de GES produites par le secteur du pétrole et du gaz ont été annoncées depuis, y compris l'engagement du gouvernement du Canada à réduire les émissions de méthane du secteur du pétrole et du gaz pour les ramener, d'ici 2025, de 40 à 45 % sous les niveaux de 2012. Cette analyse porte avant tout sur les politiques mises en œuvre en date de septembre 2015 et ne tient pas compte des répercussions des mesures fédérales, provinciales ou territoriales annoncées ou en préparation, mais Environnement et Changement climatique Canada reconnaît que des pratiques améliorées atténueront à l'avenir les émissions.

**Les émissions de GES en amont au Canada découlant de la production, de la collecte et du traitement du volume supplémentaire de gaz naturel correspondant à la capacité supplémentaire de la canalisation principale Groundbirch en raison du projet pourraient être de 3 Mt d'équivalent CO<sub>2</sub> par année.** Aux fins de la présente évaluation, le terme « *amont* » s'entend de tous les stades du secteur du gaz naturel avant le réseau de transmission du gaz – c.-à-d. production, collecte et transformation du gaz naturel. La présente évaluation tient compte de toutes les émissions de GES, y compris les émissions fugitives, les rejets, le torchage et la combustion.

Environnement et Changement climatique Canada a donné un aperçu des conditions dans lesquelles le projet proposé entraînerait une hausse des émissions de GES au Canada et dans le monde. Une

croissance de la production et de la consommation de gaz naturel est prévue au Canada, aux États-Unis et à l'échelle mondiale; certains rapports indiquant que la croissance de la production et de la consommation à moyen terme pourrait être compatible avec un monde où le réchauffement climatique est limité à 2 °C. La croissance de la demande provenant de l'exploitation des sables bitumineux, de la production d'électricité et des installations de gaz naturel liquéfié devrait entraîner l'augmentation des prévisions concernant la production canadienne.

Pour le moment, il n'y a pas d'autres moyens permettant le transport terrestre de grandes quantités de gaz naturel de façon économique des régions productrices vers les régions de consommation. Par conséquent, en comparant un scénario dans lequel le projet proposé n'est pas construit à un scénario dans lequel le projet est construit, il est probable que la production correspondant à la capacité supplémentaire de la canalisation principale Groundbirch serait une production supplémentaire et ne serait pas produite sans le projet. Dans ce cas, on s'attendrait à ce que les émissions de GES en amont estimées augmentent dans un scénario où le projet ne serait pas mis en oeuvre.

Étant donné que la capacité supplémentaire de la canalisation principale Groundbirch devrait permettre une production supplémentaire au Canada, il y aurait des répercussions sur l'offre et les prix en Amérique du Nord, compte tenu de la nature intégrée du marché à l'échelle du continent. De plus, si les exportations de gaz naturel liquéfié augmentent en provenance de l'Amérique du Nord, l'offre supplémentaire de gaz naturel canadien pourrait avoir une incidence sur l'offre et les prix mondiaux.

Le gaz naturel supplémentaire expédié à l'aide du projet proposé permettrait soit de déloger le gaz naturel provenant d'autres sources qui ne seraient plus nécessaires ou d'ajouter à l'offre totale de gaz naturel sur le continent ou dans le monde. Quand du gaz naturel provenant d'autres sources est délogé, l'incidence des émissions serait la différence entre les émissions du « puits au marché » dans la région de Montney et d'autres régions productrices. La région de Montney semble produire relativement peu d'émissions de GES lors de la production de gaz naturel par rapport à d'autres régions de l'Ouest canadien en raison des faibles quantités de CO<sub>2</sub> associées au gaz et des exigences minimales de traitement, même si les sources d'information sont limitées. Environnement et Changement climatique Canada n'a pas trouvé d'études comparant les émissions de GES en amont provenant de diverses sources de gaz de schiste ou de gaz de formation imperméable en Amérique du Nord ou à l'échelle mondiale.

L'incidence mondiale de la production et de la consommation supplémentaires de gaz naturel provenant de l'augmentation de la production est incertaine, l'effet net sur les émissions mondiales étant déterminé par l'utilisateur final du gaz naturel produit.

## Introduction

Dans le cadre de son annonce du 27 janvier 2016 relative à des principes provisoires, le gouvernement du Canada s'est engagé à entreprendre une évaluation des émissions de gaz à effet de serre (GES) en amont associées aux projets soumis à une évaluation environnementale<sup>1</sup>. Les évaluations environnementales des projets comprennent déjà une évaluation des émissions directes.

Cette évaluation fournit une description du projet, une estimation quantitative des émissions de GES qui pourraient être rejetées à la suite de la production de gaz en amont associée au projet d'agrandissement Towerbirch de NOVA Gas Transmission Ltd (NGTL), et une analyse des conditions en vertu desquelles une production de gaz naturel supplémentaire et des émissions en amont résulteraient du projet.

Le 19 mars 2016, Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) a publié sa méthodologie proposée en vue d'estimer les émissions de GES en amont associées aux principaux projets de pétrole et gaz qui font actuellement l'objet d'évaluations environnementales fédérales dans la Partie I de la *Gazette du Canada*<sup>2</sup>.

## Description du projet<sup>3,4,5</sup>

NGTL, filiale de TransCanada PipeLines Limited, possède et exploite le réseau de NGTL, un réseau intégré de pipelines de gaz naturel comportant quelque 24 544 kilomètres (km) de gazoducs et d'autres installations connexes, situé en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Le réseau de NGTL transporte du gaz naturel vers les marchés des deux provinces et est raccordé à d'autres gazoducs qui livrent du gaz naturel aux marchés de l'Amérique du Nord, y compris le réseau *Canadian Mainline* de TransCanada à Empress, en Alberta, et le réseau *Foothills System* de TransCanada à Caroline, Crowsnest et McNeill, en Alberta.

NGTL propose de construire une nouvelle section de gazoduc et une boucle, totalisant environ 87 kilomètres, afin de respecter les exigences des contrats de service actuels et des prolongations de contrats pour la réception de gaz naturel non corrosif dans le réseau de NGTL ainsi que les exigences liées à la prévision de l'offre. Ces nouvelles installations exigeront aussi quatre (4) nouvelles stations de comptage et un (1) agrandissement d'une station de comptage existante (voir la carte de l'annexe). Le projet fournira aux producteurs de gaz du secteur du lac Tower de la région de Montney un accès au réseau de NGTL.

Une proportion d'environ 82 % du projet serait construite parallèlement aux perturbations linéaires existantes, comme les gazoducs et les routes. Les nouvelles installations comporteraient les éléments suivants :

- Tronçon du lac Towerbirch : prolongement du pipeline (environ 32 km)
- Boucle principale Groundbirch : boucle de pipeline de la conduite principale Groundbirch existante (environ 55 km)

- Nouvelles stations de comptage :
  - Station de comptage de réception du lac Tower (60 m × 60 m)
  - Station de comptage de réception Dawson Creek Nord
  - Station de comptage de réception de Dawson Creek Nord n° 2 (situés au même endroit que la station de comptage de réception Dawson Creek Nord dans un secteur totalisant environ 60 m × 120 m)
  - Station de comptage de réception de Dawson Creek Est (60 m × 60 m)
  - Expansion de la station de comptage de réception Groundbirch Est

D'autres valves, interconnexions, raccords, coudes de croisement, valves de sectionnement de pipeline et valves de coudes de croisement, installations de lancement et de réception, protection cathodique, réseaux d'atténuation par courant alternatif, clôtures, panneaux d'avertissement de pipeline et marqueurs aériens sont également des composants physiques qui seront requis pour l'installation du projet d'agrandissement Towerbirch.

Le promoteur propose d'augmenter la capacité du réseau afin de respecter les exigences des contrats de service supplémentaires pour la réception de gaz naturel totalisant 24 338,3 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (859 MMpc/j). L'approbation de ce projet augmenterait la capacité de débit totale de 32 837 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (1 160 MMpc/j) sur la canalisation principale Groundbirch.

## Partie A. Estimation des émissions de GES en amont

Cette évaluation présente des estimations quantitatives des émissions de GES découlant de l'extraction, de la collecte et de la transformation du volume de gaz naturel associé à l'augmentation de la capacité de débit totale sur la canalisation principale Groundbirch. Ce volume est estimé à 32 837 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (1 160 MMpc/j).

Les estimations des émissions de GES incluent les émissions provenant de sources comme la combustion, les procédés industriels, le torchage, l'évacuation et les sources fugitives. Les émissions de GES contiennent du dioxyde de carbone, du méthane et de l'oxyde nitreux. Les constituants de ces émissions de GES ont été regroupés en tenant compte de leur potentiel de réchauffement planétaire respectif. Cette évaluation ne porte pas sur les émissions en amont *indirectes*, par exemple celles qui sont liées aux changements d'utilisation des terres et celles générées par la production des intrants achetés, notamment l'équipement, le réseau électrique et les carburants. Ces émissions ont été prises en considération seulement s'il est impossible de les distinguer des émissions en amont directes.

Les émissions de GES associées à l'extraction, à la collecte et à la transformation du gaz naturel varient en fonction du bassin et des procédés en cause. Le mélange de gaz qui pourrait entrer dans le gazoduc changera au cours de sa durée opérationnelle pour refléter les nécessités du service et la demande du marché. Le projet d'agrandissement Towerbirch devrait transporter le gaz produit par la Colombie-Britannique dans le réseau de NGTL, et les émissions ont été estimées en supposant que 100 % du gaz provient de la Colombie-Britannique.

Les estimations des émissions de GES en amont associées à la capacité supplémentaire, en mégatonnes d'équivalent de dioxyde de carbone (Mt d'éq. CO<sub>2</sub>) par année, sont présentées dans le tableau 1 ci-dessous.

**Les émissions de GES en amont au Canada découlant de la production, de la collecte et du traitement du volume supplémentaire de gaz naturel correspondant à la capacité supplémentaire de la canalisation principale Groundbirch en raison du projet pourraient être de 3 Mt d'éq. CO<sub>2</sub> par année.**

Tableau 1 – Estimations des émissions en amont (arrondies au centième)

Année	Émissions (Mt d'éq. CO <sub>2</sub> )
2018	3,02
2019	3,02
2020	3,02
2021	3,02
2022	3,02
2023	3,02
2024	3,02
2025	3,02
2026	3,02
2027	3,02
2028	3,02
2029	3,02
2030	3,02

## Démarche de prévision des GES

Les estimations ont été calculées en utilisant les prévisions des émissions de GES publiées récemment par ECCC dans le *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* soumis en vertu de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC)<sup>6</sup> et les projections de l'Office national de l'énergie (ONÉ) relatives à la production tirées du rapport sur *L'Avenir énergétique du Canada 2016 : projections de l'offre et de la demande énergétiques jusqu'en 2040*<sup>7</sup>. ECCC a utilisé les détails des productions et des émissions de GES qui étaient propres au scénario de référence des *mesures actuelles*<sup>6</sup>. Ce scénario de référence tient compte des répercussions combinées des mesures prises par les gouvernements, les consommateurs et les entreprises jusqu'en 2013, ainsi que des répercussions futures des politiques et des mesures actuelles qui ont été mises en œuvre en date de septembre 2015.

Un certain nombre de politiques annoncées récemment par les gouvernements provinciaux, comme celles décrites dans le *Climate Leadership Plan* de l'Alberta<sup>9</sup>, et le *Climate Leadership Plan* de la Colombie-Britannique<sup>10</sup>, auront des répercussions sur les émissions canadiennes de GES, mais celles-ci ne sont pas abordées dans le *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques*,

puisque les détails de ces politiques n'étaient pas connus au moment de la publication du rapport. Le *Climate Leadership Plan* de l'Alberta comprend un engagement à plafonner les émissions provenant des installations d'exploitation des sables bitumineux à 100 Mt par année, à réduire les émissions de méthane provenant des exploitations pétrolières et gazières de 45 % d'ici 2025, à fixer des normes de rendement pour les grands émetteurs industriels et à appliquer une taxe sur le carbone aux carburants. Le *Climate Leadership Plan* de la Colombie-Britannique comprend un engagement afin de lancer une stratégie visant à réduire les émissions de méthane en amont de 45 % d'ici 2025 et à élaborer des règlements pour permettre aux projets de captage et de stockage du carbone d'aller de l'avant. Il s'engage de plus à prendre des mesures pour électrifier les projets liés à la production de gaz naturel.

Le 3 mars 2016, les premiers ministres ont adopté la *Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques*, dans laquelle ils s'engagent à élaborer un plan concret permettant au Canada de tenir ses engagements internationaux à l'égard du climat et de devenir un leader de l'économie mondiale propre<sup>10</sup>. Le gouvernement du Canada s'est aussi engagé à réduire d'ici 2025 les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier de 40 % à 45 % sous les niveaux de 2012. Cette analyse porte avant tout sur les politiques mises en œuvre en date de septembre 2015 et ne tient pas compte des répercussions des mesures fédérales, provinciales ou territoriales annoncées ou en préparation, mais ECCC reconnaît que des pratiques améliorées atténueront à l'avenir les émissions. Lorsque des mesures permettant d'atteindre ces cibles seront mises en œuvre, elles seront intégrées dans les projections d'émission et les examens futurs des émissions de GES en amont.

Aux fins de la présente évaluation, ECCC a élaboré des coefficients d'émission représentant les contributions relatives aux émissions en amont par volume unitaire de gaz. Le gaz qui peut pénétrer dans le réseau agrandi de NGTL comporte un coefficient connexe d'émission spécifique qui dépend des émissions générées pendant sa production, sa collecte et sa transformation. Afin d'élaborer des coefficients d'émissions, ECCC a divisé les émissions de GES prévues publiées dans le *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques*<sup>6</sup>, par les prévisions de production respectives obtenues de l'Office national de l'énergie<sup>7</sup>. Le tableau 2 présente les coefficients d'émission qui en découlent.

Tableau 2 – Coefficients d'émission de GES

Année	Coefficients d'émission					
	Production		Collecte		Transformation	
	(t d'éq. CO <sub>2</sub> /10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(t d'éq. CO <sub>2</sub> /MMpc)	(t d'éq. CO <sub>2</sub> /10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(t d'éq. CO <sub>2</sub> /MMpc)	(t d'éq. CO <sub>2</sub> /10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(t d'éq. CO <sub>2</sub> /MMpc)
2018	110,83	3,13	1,53	0,043	140,91	3,98
2019	110,85	3,13	1,44	0,041	140,77	3,97
2020	110,85	3,13	1,40	0,040	140,57	3,97
2021	110,86	3,13	1,35	0,038	140,39	3,96
2022	110,86	3,13	1,32	0,037	140,29	3,96
2023	110,87	3,13	1,31	0,037	140,24	3,96
2024	110,87	3,13	1,32	0,037	140,22	3,96
2025	110,88	3,13	1,30	0,037	140,26	3,96
2026	110,89	3,13	1,29	0,036	140,31	3,96
2027	110,90	3,13	1,28	0,036	140,38	3,96
2028	110,92	3,13	1,29	0,037	140,48	3,96
2029	110,93	3,13	1,30	0,037	140,57	3,97
2030	110,94	3,13	1,31	0,037	140,64	3,97

## Partie B Répercussions sur les émissions de GES en amont au Canada et dans le monde

### B.1 Introduction

La partie A présente des estimations des émissions de GES en amont qui pourraient découler de la production et de la transformation du gaz naturel produit dans la partie sud de la formation de Montney et transporté grâce à la réalisation du projet proposé. Toutefois, il est important de savoir jusqu'à quel point le projet pourrait augmenter la production de gaz naturel et les émissions de GES en amont.

Cette section évalue jusqu'à quel point le volume de gaz naturel qui serait transporté par le pipeline proposé pourrait être produit même si le projet n'était pas réalisé, et ce, afin d'établir si les émissions de GES en amont devraient être qualifiées de « supplémentaires » advenant la réalisation du projet. Il est ensuite question de la production supplémentaire de gaz naturel associée au projet et des répercussions qu'elle pourrait avoir sur les émissions de GES en amont au Canada et dans le monde. Étant donné que la production supplémentaire de gaz naturel entraînera des émissions de GES supplémentaires, ces deux termes sont utilisés indifféremment.

### B.2 Gaz naturel : Perspectives canadiennes et mondiales

#### B.2.1 Gaz naturel : Perspectives canadiennes

Malgré une augmentation de la productivité des forages en raison des avancées technologiques des dernières années, notamment le forage horizontal et la fracturation hydraulique, la production

canadienne de gaz naturel a diminué pour passer de  $482 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  [17,0 milliards de pieds cubes par jour ( $\text{Gpi}^3/\text{j}$ )] en 2005 à  $416 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  (14,7  $\text{Gpi}^3/\text{j}$ ) en 2014<sup>7</sup>. Dans l'Ouest du Canada, la production de gaz naturel représentait 97 % de la production canadienne totale en 2014.

Selon le scénario de référence de l'ONÉ présenté dans le rapport intitulé *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040* (AE 2016), la production de gaz naturel devrait augmenter au Canada pour passer de  $416 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  (14,7  $\text{Gpi}^3/\text{j}$ ) en 2014 à  $507 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  (17,9  $\text{Gpi}^3/\text{j}$ ) d'ici 2040, ce qui représente une augmentation de 22 %. Une part importante de l'augmentation de la production prévue provient de la production de gaz de schiste, qui devrait représenter 76 % de la production totale en 2040. Selon le scénario de référence du rapport AE 2016, la production de gaz naturel dans les régions de Montney de l'Alberta et de la Colombie-Britannique devrait augmenter de  $187 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  (6,6  $\text{Gpi}^3/\text{j}$ ) entre 2014 et 2040, pour passer de  $85 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  (3,0  $\text{Gpi}^3/\text{j}$ ) en 2014 à  $272 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  (9,6  $\text{Gpi}^3/\text{j}$ ) en 2040. Le rapport AE 2016 part du principe que l'on dispose de la capacité pipelinière pour transporter les volumes supplémentaires, advenant une augmentation de la production.

### **B.2.2 Le gaz naturel en Amérique du Nord : Tendances**

Comme il a été signalé précédemment, la production de gaz naturel aux États-Unis a augmenté considérablement au cours des dix dernières années en raison des avancées technologiques, ce qui a rendu la production plus rentable<sup>11</sup>. La croissance de la production aux États-Unis – qui est le plus important producteur de gaz naturel au monde – a saturé le marché intégré du gaz naturel nord-américain et entraîné une diminution des prix<sup>11,12</sup>.

Alors qu'autrefois l'Ouest canadien répondait à une vaste part de la demande de l'Ontario, du Midwest américain et du nord-est des États-Unis (Amérique du Nord orientale)<sup>13</sup>, les volumes du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) sont maintenant délogés par le gaz naturel des États-Unis, dont la production augmente, surtout dans les formations de Marcellus et d'Utica<sup>11,14</sup>. Ces gisements sont beaucoup plus près des marchés nord-américains que le BSOC, ce qui permet de diminuer les coûts de livraison du gaz<sup>11,15</sup>. L'augmentation des exportations de gaz naturel américain vers l'Ontario a été facilitée par l'inversion de débits et par la récente augmentation de la capacité pipelinière américaine dans les États du Nord-Est<sup>14</sup>. Entre 2007 et 2014, les exportations canadiennes de gaz naturel ont chuté de 29 %, passant de  $294 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  (10,4  $\text{Gpi}^3/\text{j}$ ) en 2007 à  $209 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  (7,4  $\text{Gpi}^3/\text{j}$ ) en 2014<sup>7</sup>. Selon les estimations de l'Annual Energy Outlook 2016 (AEO 2016), les exportations américaines de gaz naturel vers le Canada resteront au même niveau ( $54 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  [1,91  $\text{Gpi}^3/\text{j}$ ]) jusqu'en 2040, tandis que les importations américaines de gaz naturel canadien, provenant principalement du BSOC, devraient diminuer pour passer de  $209 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  (7,4  $\text{Gpi}^3/\text{j}$ ) en 2014<sup>12</sup> à  $103 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  (3,63  $\text{Gpi}^3/\text{j}$ ) en 2040<sup>16</sup>.

Dans son scénario de référence (AEO 2016), l'Energy Information Administration (EIA) prévoit que la production américaine de gaz naturel va augmenter pour passer de  $1\,995 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  (70  $\text{Gpi}^3/\text{j}$ ) en 2014, à  $3\,257 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  (115  $\text{Gpi}^3/\text{j}$ ). Entre 2014 et 2040, l'exploitation du gaz naturel provenant des gisements

schisteux et des réservoirs étanches devrait augmenter de  $1\,296\,10^6\text{m}^3/\text{j}$  ( $46\text{ Gpi}^3/\text{j}$ )<sup>a</sup>. Aux États-Unis, la production est stimulée par la demande de gaz naturel du secteur industriel, par la production d'électricité et par les exportations de gaz naturel liquéfié (GNL). L'EIA prévoit que, d'ici 2030, dans le secteur américain de la production d'électricité, le gaz naturel remplacera le charbon. Toujours selon l'EIA, cela se produira même plus tôt si le plan pour une énergie propre (CPP) demeure en vigueur. L'EIA explique le déclin de la combustion au charbon par les subventions accordées pour les énergies renouvelables et par la baisse du prix du gaz naturel – ce qui encourage l'industrie à changer de combustible.

Selon l'EIA, d'ici 2018, les États-Unis seront un exportateur net de gaz naturel et, d'ici 2040, les exportations nettes pourraient représenter 21 % de la production totale de gaz naturel. Pendant toute la période visée par les prévisions, l'augmentation de la production de gaz naturel aux États-Unis favoriserait l'augmentation des exportations américaines de GNL sur le marché mondial. Au début 2016, les États-Unis ont lancé leur première unité d'exportation du GNL et la *Federal Energy Regulatory Commission* a approuvé la construction de six installations d'exportation du GNL<sup>11</sup>.

### B.2.3 Les marchés du gaz naturel canadien

Le projet proposé permettra de distribuer du gaz naturel de la région sud de Montney, un bassin de gaz de schiste situé au Canada, au réseau de NGTL, ce qui donnera accès aux marchés de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, ainsi qu'aux marchés d'exportation de toute l'Amérique du Nord au moyen de raccords pipeliniers. NGTL note que les marchés accessibles depuis son réseau comprennent les provinces canadiennes, jusqu'au Québec, ainsi que la région nord-ouest de la côte du Pacifique, aux États-Unis, la Californie, le nord-est des États-Unis et le Midwest américain<sup>17</sup>. AE 2016 prévoit que la production canadienne de gaz naturel et la demande intérieure de gaz naturel vont augmenter, notamment en raison de l'exploitation des sables bitumineux, du remplacement du charbon par le gaz naturel pour la production d'électricité, et de la croissance globale de l'économie canadienne<sup>7</sup>.

Le secteur industriel est le plus important consommateur de gaz naturel au Canada, suivi par les secteurs résidentiel et commercial<sup>18</sup>. En 2014, l'exploitation des sables bitumineux a absorbé 20 % de la production de gaz naturel commercialisable au Canada<sup>7,19</sup>. Pour l'exploitation des sables bitumineux, le gaz naturel sert à une variété de processus, et la production in situ de sables bitumineux est celle qui enregistrera la plus forte croissance de la demande au Canada. Selon le scénario de référence d'AE 2016, l'utilisation du gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux devrait augmenter pour passer de  $53,7\,10^6\text{m}^3/\text{j}$  ( $1,9\text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) en 2014, à  $95,9\,10^6\text{m}^3/\text{j}$  ( $3,4\text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) en 2040<sup>7</sup>.

Selon les prévisions d'AE 2016, le gaz naturel, les énergies renouvelables et d'autres sources d'énergie à faibles émissions devraient remplacer le charbon dans le secteur canadien de la production d'électricité<sup>7</sup>. Le scénario de référence d'AE 2016 prévoit que la capacité de production d'électricité avec

---

<sup>a</sup> La somme des chiffres mentionnés peut ne pas représenter 100 pour cent étant donné qu'ils ont été arrondis.

le gaz naturel va augmenter pour passer de 15 % des parts de la composition de la capacité canadienne totale en 2014, à 22 % d'ici 2040.

Étant donné que les États-Unis devraient enregistrer une forte croissance de la production, la croissance des exportations canadiennes de gaz naturel devrait être facilitée par les exportations de GNL. Selon le scénario de référence d'AE, dès 2019, les exportations canadiennes de GNL devraient totaliser  $14 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $0,5 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ), puis passer à  $71 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $2,5 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) en 2023. Elles devraient ensuite se stabiliser. L'Office national de l'énergie a émis un peu plus de 30 permis d'exportation de gaz naturel, toutefois, le nombre de ces projets qui verront le jour et les volumes qui seront exportés sont encore inconnus<sup>20,21</sup>.

#### **B.2.4 Gaz naturel mondial : Perspectives**

Selon les Perspectives énergétiques mondiales de l'Agence internationale de l'énergie (PEM 2015 de l'AIE), la consommation de gaz naturel devrait augmenter jusqu'en 2040. Dans son *New Policies Scenario*, l'AIE prévoit que la demande mondiale de gaz naturel devrait augmenter pour passer de  $9,61 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $339,2 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) en 2013 à  $10,67 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $376,6 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) d'ici 2020, et atteindre jusqu'à  $14,14 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $499,1 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) en 2040<sup>22</sup>. Selon ce scénario, la demande devrait augmenter dans la plupart des pays, à l'exception des pays de l'Union européenne, de la Russie et du Japon. La consommation accrue du gaz naturel s'explique en grande partie par l'augmentation de la production d'électricité à partir du gaz naturel, qui va progressivement remplacer les sources de combustibles émettant davantage de GES<sup>23</sup>. Selon les prévisions, la demande de gaz naturel des pays qui ne sont pas membres de l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE), qui a dépassé celle des pays membres de l'OCDE en 2008, représentera 85 % de la croissance mondiale de la demande de gaz naturel d'ici 2040<sup>22</sup>.

Selon l'AIE, la Chine et le Moyen-Orient seront les plus importants demandeurs de gaz naturel et surpasseront la consommation de l'Union européenne, qui ne représentait qu'environ 30 % de la consommation mondiale en 2015<sup>22,24</sup>. De 2013 à 2040, la croissance de la demande chinoise devrait représenter un quart de la croissance mondiale. Pendant cette période, la demande de la Chine devrait augmenter de  $1,15 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $40,4 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ). L'Amérique du Nord est la seule région de l'OCDE où la demande de gaz naturel devrait augmenter considérablement. Ceci s'explique en grande partie par le fait que le secteur de la production d'électricité va remplacer le charbon par le gaz naturel, ce qui favorise l'augmentation de la production de gaz naturel provenant des réservoirs étanches et des formations schisteuses<sup>22</sup>.

La croissance de la production devrait surtout être dirigée par le Moyen-Orient, la Chine et, à un moindre degré, l'Amérique du Nord et l'Australie, et d'autres producteurs émergents. La croissance de l'offre de gaz naturel non conventionnel (gaz de schiste, méthane de houille et gaz de réservoirs étanches) devrait représenter plus de 60 % de l'offre de gaz sur le marché mondial. L'Europe est la seule grande région où la production devrait diminuer, ce sera notamment le cas en Norvège, aux Pays-Bas et au Royaume-Uni<sup>22</sup>.

### B.2.5 Gaz naturel liquéfié : Tendances mondiales

Entre 1994 et 2014, le commerce mondial du GNL a plus que triplé, passant de  $240,6 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $8,5 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) à  $906,5 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $32 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ )<sup>23</sup>. Actuellement, le commerce du GNL représente 10 % de la production mondiale de gaz naturel, mais la capacité de liquéfaction devrait s'accroître de 55 % entre 2016 et 2021<sup>23,25</sup>. La croissance rapide de la capacité de liquéfaction et de regazéification a élargi le commerce mondial du gaz naturel et devrait contribuer à une meilleure convergence des prix du gaz naturel sur les grands marchés. Maintenant, les consommateurs nord-américains achètent le gaz naturel au moindre prix. Dans le bassin de l'Asie-Pacifique, les prix ont chuté en raison de la diminution récente des prix du pétrole brut et de la construction d'installations de GNL dans la région. Des tendances à la baisse ont également été observées en Europe, la consommation ayant diminuée de près d'un quart entre 2010 et 2014 en raison du ralentissement de l'activité économique, notamment dans des secteurs énergivores<sup>22</sup>.

En 2014, près des trois quarts des exportations mondiales de GNL étaient destinés à la région de l'Asie-Pacifique<sup>24</sup>. Wood Mackenzie signale que, en 2015, les importations de GNL ont diminué au Japon, en Corée du Sud et en Chine – soit les trois plus importants marchés d'importation du GNL – et ce, en raison du ralentissement de la croissance économique mondiale et du prix modique des carburants de remplacement. Bien que la Chine doive normalement adopter des politiques environnementales limitant la production d'électricité au charbon sur la zone côtière, dans son analyse, Wood Mackenzie signale que la production d'électricité au charbon dans les provinces intérieures pourrait freiner la croissance de la demande de GNL. De plus, la Russie propose des projets de conduit du gaz naturel vers la Chine, ce qui pourrait avoir un effet sur la demande d'importation de GNL<sup>25,26</sup>.

Bien que l'offre de GNL devrait être largement suffisante à moyen terme, la diminution de la croissance de la demande de GNL et le bas prix du GNL pourraient faire en sorte que les projets de GNL accusent des retards. Wood Mackenzie signale que le rythme des nouvelles confirmations d'investissement définitives de projets de GNL a ralenti depuis un an. Entre 2011 et 2015, un volume de  $96,17 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $3,4 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) en moyenne a fait l'objet d'une confirmation d'investissement définitive, alors qu'en 2016, ce volume n'est pour l'instant que de  $14,16 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $0,5 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ )<sup>25</sup>.

## B.3 Le gaz naturel et les engagements du Canada dans le contexte des changements climatiques

### B.3.1 Prévisions d'émissions de GES au Canada

Comme le mentionne le *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques*, les émissions totales de GES du Canada passeront de 726 Mt en 2013 à 815 Mt en 2030, selon son scénario de référence « selon les mesures actuelles »<sup>6</sup>. Ce scénario s'appuie sur les données historiques et sur les mesures prises par les gouvernements, les consommateurs et les entreprises jusqu'en 2013 ainsi que sur les répercussions que devraient avoir les politiques et les mesures mises en place en date de septembre 2015 (sans toutefois tenir compte de la contribution du secteur de l'affectation des terres, du

changement d'affectation des terres et de la foresterie). Ces estimations sont fondées sur les hypothèses du rapport AE 2016 de l'Office national de l'énergie.

La croissance des émissions à l'horizon 2030 s'explique largement par la croissance du secteur pétrolier et gazier en amont, en particulier par l'exploitation des sables bitumineux. Les prévisions d'ECCC montrent que les émissions de GES provenant de la production et du traitement du gaz naturel pourraient passer de 54 Mt en 2013 à 55 Mt en 2020 pour atteindre 60 Mt en 2030. De plus, selon les prévisions, la production de GNL pourrait à elle seule émettre 1 Mt de GES en 2020, et ce chiffre pourrait grimper jusqu'à 4 Mt en 2030<sup>6</sup>.

En décembre 2015, le Canada et 194 autres pays sont parvenus à un accord, l'*Accord de Paris*, lors de la 21<sup>e</sup> conférence des parties de la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CdP21 de la CCNUCC). En vertu de cet accord, les pays se sont engagés à limiter l'augmentation de la température moyenne à moins de 2 °C et à poursuivre leurs efforts pour limiter le réchauffement à 1,5 °C. Pour assumer sa part de responsabilité, le Canada s'est engagé à réduire de 30 % ses émissions par rapport au niveau de 2005 d'ici 2030.

Le rôle du gaz naturel dans un avenir faible en carbone fait l'objet de débats. Selon certains, en produisant abondamment de gaz naturel bon marché, il serait risqué d'accroître le niveau de la demande globale d'énergie, ce qui retarderait le développement de technologies propres, car il y aurait moins de mesures incitant à investir dans des solutions de remplacement à faible intensité de carbone et les infrastructures dont l'empreinte carbone est plus élevée seraient maintenues<sup>27,28</sup>. Selon d'autres, le gaz naturel est un combustible dont les émissions sont relativement inférieures à celles d'autres combustibles fossiles, ce qui en ferait une solution à basse teneur en carbone à moyen terme. De plus, le gaz naturel a l'avantage d'émettre moins de polluants atmosphériques que le charbon ou le pétrole brut.

Un certain nombre d'études examinant des scénarios selon lesquels le réchauffement mondial est limité à 2 °C montrent le potentiel d'accroissement de la production de gaz naturel à moyen terme. Il faut noter que ces scénarios sont axés sur un certain nombre d'hypothèses relatives aux avancées technologiques et à la croissance économique. Dans le *450 Scenario* du World Energy Outlook de l'AIE, selon lequel le monde a 50 % de chances de limiter à 2 °C l'augmentation à long terme des températures moyennes mondiales, la demande mondiale en gaz naturel atteint  $10,33 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $364,6 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) d'ici 2020, puis la croissance de la demande devrait atteindre un plateau au milieu des années 2020 et demeurer relativement stable jusqu'en 2040<sup>22</sup>. L'étude de McGlade et Ekins se penche également sur un scénario où le réchauffement se limite à 2 °C. En vertu de ce scénario, la croissance mondiale de la production de gaz se maintient jusqu'à la moitié des années 2020. Par la suite, les niveaux de production restent relativement stables jusqu'en 2050. McGlade et Ekins estiment également que, malgré l'augmentation de la production et de la demande de gaz naturel, 24 % des réserves canadiennes de gaz naturel – récupérables dans les conditions économiques actuelles – et 49 % à 52 % des réserves mondiales de gaz naturel devraient rester inexploitées jusqu'en 2050 pour que l'on puisse atteindre les objectifs internationaux<sup>28</sup>. Les deux études montrent que la croissance de la consommation de gaz

naturel par rapport aux niveaux que l'on connaît aujourd'hui pourrait être compatible avec un monde où le réchauffement climatique est limité à 2 °C.

#### **B.4 Émissions supplémentaires et accroissement de la capacité pipelinière**

Pour évaluer le potentiel d'une production supplémentaire de gaz naturel découlant de la réalisation du projet proposé, le présent rapport examine un scénario en vertu duquel le pipeline n'est pas construit par rapport à un scénario en vertu duquel il est construit. Si la production de gaz naturel destinée au pipeline proposé n'avait pas lieu sans la construction de ce pipeline, cette production serait alors considérée comme supplémentaire.

Pour déterminer si le fait de construire le pipeline de gaz naturel proposé dans le cadre de ce projet entraînerait une augmentation de la production de gaz naturel au Canada, il faut d'abord savoir si d'autres modes de transport bon marché ayant une capacité équivalente pourraient être employés. Si, dans certaines circonstances, il serait possible d'utiliser d'autres formes de transport (p. ex. transport de gaz naturel liquéfié ou comprimé par camion ou par train), alors, la production en amont du gisement sud de Montney destinée au pipeline proposé pourrait aller de l'avant, et ce, même si la construction du pipeline n'était pas autorisée.

À l'heure actuelle, il n'existe aucun autre mode de transport terrestre à grande échelle et couramment utilisé qui pourrait remplacer de façon abordable le pipeline proposé dans le cadre du projet. Certains volumes de GNL sont transportés par camion au Canada, mais à court terme, compte tenu des prix actuels du gaz naturel, il n'est pas prévu qu'il s'agirait d'une option viable pour le transport à grande échelle du gaz naturel<sup>b</sup>.

Si le pipeline ne peut être remplacé par un autre mode de transport et si le projet ne voit pas le jour, rien ne justifierait d'augmenter la production de gaz naturel, puisqu'il n'y aurait pas de pipeline pour le transporter. Par conséquent, il est possible d'affirmer que la production de gaz naturel qui aurait été destinée au pipeline, et les émissions connexes en amont auraient effectivement été supplémentaires.

#### **B.5 Répercussions sur les émissions de GES en Amérique du Nord et dans le monde**

Étant donné que la capacité pipelinière supplémentaire découlant du projet devrait permettre de produire du gaz naturel dans la région de Montney, au Canada, il y aurait des répercussions sur l'offre et sur les prix, le marché continental étant intégré, comme signalé ci-dessus. De plus, étant donné que les exportations nord-américaines de GNL devraient augmenter, l'offre supplémentaire canadienne pourrait avoir un effet sur les marchés mondiaux.

Si la production supplémentaire du Canada était vendue sur le marché nord-américain et mondial, cela pourrait avoir l'une ou l'autre des répercussions suivantes : elle pourrait évincer des sources (coût

---

<sup>b</sup> Fortis BC livre par camion du GNL dans des collectivités du Nord canadien, y compris à Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest.  
[https://www.fortisbc.com/About/Newsletters/TheSource/Documents/TheSourceNewsletter\\_Tilbury\\_Winter2014.pdf](https://www.fortisbc.com/About/Newsletters/TheSource/Documents/TheSourceNewsletter_Tilbury_Winter2014.pdf)

probablement plus élevé) de gaz naturel et ce dernier ne serait alors plus produit, ou elle pourrait s'ajouter à l'offre globale à un prix donné, ce qui pourrait entraîner une légère diminution du prix du gaz naturel ou du GNL, et une plus grande consommation de gaz naturel au fil du temps.

Lorsque la production de gaz naturel supplémentaire associée au projet remplace d'autres sources de production de gaz naturel, les répercussions sur les émissions de GES correspondent à la différence des émissions du « puits au marché » entre la production supplémentaire canadienne de gaz naturel de Montney et la production de gaz naturel qui a été remplacée. Une étude de Raj. *et coll.* qui compare le cycle de vie des émissions des bassins de Montney, Liard, Cordova et Horn River, dans l'Ouest du Canada, a conclu que les émissions du « puits au port » associées au GNL de Montney étaient les plus faibles. Cela s'explique essentiellement par la faible teneur en CO<sub>2</sub> du gaz et de son traitement moins exigeant<sup>30,c</sup>. Bien que cela indique que le gaz de Montney ait un niveau relativement bas d'intensité des émissions par rapport à des sources de gaz semblables provenant de réservoirs étanches et de formations schisteuses, ECCC n'a pas encore trouvé une étude comparant les émissions en amont provenant de différentes sources de gaz naturel en Amérique du Nord et dans le monde.

Lorsque la production supplémentaire de gaz naturel au Canada entraîne une augmentation de l'offre en Amérique du Nord ou dans le monde, la diminution parallèle des prix du GNL dans le monde ou des prix du gaz naturel en Amérique du Nord pourrait avoir des répercussions sur la consommation. L'incidence des émissions totales de GES découlant de cet effet pourrait être les émissions liées au cycle de vie de la production de gaz naturel, du « puits à la combustion ». Malgré le potentiel d'augmentation de la consommation, l'effet net sur les émissions mondiales n'est pas connu, car cela dépendrait de l'effet qu'aurait le gaz naturel sur le niveau d'utilisation des combustibles fossiles à haute teneur en GES. Il faudrait notamment savoir si ce niveau serait réduit ou pas.

## B.6 Conclusions

L'analyse développée dans la partie B permet de faire la lumière sur les conditions dans lesquelles la construction du projet proposé pourrait conduire à des émissions de GES supplémentaires au Canada et dans le monde. Les constatations établies à partir de cette analyse sont les suivantes :

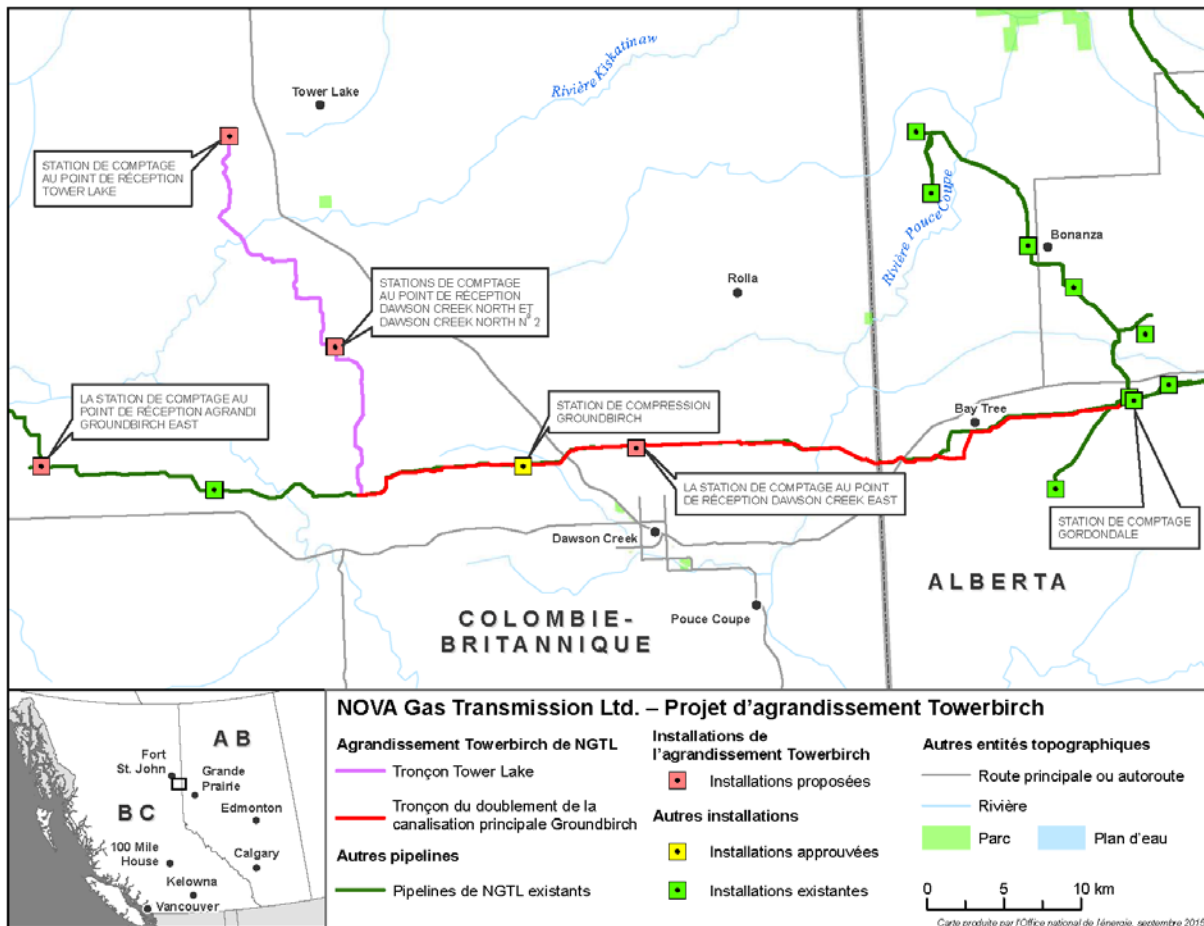
- Une croissance de la production et de la consommation de gaz naturel est prévue au Canada, aux États-Unis et dans le monde, et certains rapports concluent qu'une croissance de la production et de la consommation à moyen terme pourrait être compatible avec un monde où le réchauffement climatique est limité à 2 °C. La croissance de la demande d'exploitation des sables bitumineux, de production d'électricité et d'installations de GNL devrait stimuler l'augmentation prévue de la production canadienne.

---

<sup>c</sup> Raj *et coll.* parlent de ceci dans l'article en utilisant l'expression « puits au port », car ils comparent les émissions du cycle de vie du LNG et tiennent compte des émissions associées au mouvement du gaz naturel vers une installation de GNL et à sa liquéfaction.

- À l'heure actuelle, aucun mode de transport ne peut remplacer un pipeline pour transporter à prix modique d'importants volumes de gaz naturel par voie terrestre depuis les régions qui produisent jusqu'aux régions qui consomment. Par conséquent, la production destinée au pipeline proposé serait probablement *supplémentaire*, dans la mesure où elle n'aurait pas lieu d'être si le pipeline n'existait pas.
- Étant donné que la capacité pipelinière additionnelle devrait stimuler la production au Canada, cela aurait des répercussions sur l'offre et sur les prix nord-américains, le marché continental étant intégré. De plus, si les exportations nord-américaines de GNL augmentaient, l'offre supplémentaire de gaz naturel canadien pourrait avoir des répercussions sur l'offre et les prix mondiaux.
- Le volume supplémentaire de gaz naturel qui serait acheminé au moyen de ce projet remplacerait le gaz naturel provenant d'autres sources, dont le marché n'aurait plus besoin, ou encore il pourrait s'ajouter à l'offre de gaz naturel sur le marché continental et mondial. Si le gaz naturel provenant d'autres sources était remplacé, l'incidence des émissions correspondrait à la différence des émissions du « puits au marché » entre la région de Montney et d'autres régions productrices. Bien que les sources d'information soient limitées, il est possible d'affirmer que la région de Montney semble produire un gaz naturel émettant relativement peu de GES par rapport à d'autres régions produisant du gaz naturel dans l'Ouest du Canada, et ce, en raison de la faible teneur en CO<sub>2</sub> du gaz et de son traitement moins exigeant. ECCC n'a pas encore trouvé une étude comparant les émissions en amont provenant de réservoirs étanches et de formations schisteuses en Amérique du Nord et dans le monde.
- L'incidence mondiale d'un surcroît de production et de consommation de gaz naturel découlant d'une production supplémentaire est incertaine, car l'effet net sur les émissions mondiales dépendrait de l'utilisation finale du gaz naturel qui aura été produit.

## Annexe Carte du projet d'agrandissement Towerbirch



## Bibliographie

1. **Gouvernement du Canada** (2016). *Mesures provisoires pour l'examen des projets de pipelines*. Consulté le 28 septembre 2016, à <http://news.gc.ca/web/article-fr.do?mthd=tp&ctr.page=1&nid=1029989&ctr.tp1D=930>.
2. Avis du gouvernement. *Gazette du Canada*. Consulté le 28 septembre 2016, à <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2016/2016-03-19/html/notice-avis-fra.php>.
3. Projet d'agrandissement Towerbirch (2016). *Additional Written Evidence and Errata*. Consulté le 28 septembre 2016, à [https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90550/554112/2671288/2819218/2839287/2905360/A75175-1\\_Towerbirch\\_Expansion\\_Project\\_-\\_Additional\\_Written\\_Evidence\\_and\\_Errata\\_-\\_A4X6I4.pdf?nodeid=2905579&vernum=-2](https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90550/554112/2671288/2819218/2839287/2905360/A75175-1_Towerbirch_Expansion_Project_-_Additional_Written_Evidence_and_Errata_-_A4X6I4.pdf?nodeid=2905579&vernum=-2)
4. Projet d'agrandissement Towerbirch (2015). *Project Application*. Consulté le 28 septembre 2016, à [https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90550/554112/2671288/2819218/2839287/2813813/A72401-1\\_V1\\_Application\\_-\\_A4TOY1.pdf?nodeid=2813340&vernum=-2](https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90550/554112/2671288/2819218/2839287/2813813/A72401-1_V1_Application_-_A4TOY1.pdf?nodeid=2813340&vernum=-2)
5. **Office national de l'énergie**. *NOVA Gas Transmission Ltd. – Projet d'agrandissement Towerbirch*. Consulté le 28 septembre 2016, à <http://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/twrbrch/index-fra.html>
6. **Gouvernement du Canada** (2016). *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques*. Consulté le 28 septembre 2016, à <https://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=02D095CB-1>.
7. **Office national de l'énergie** (2016), *Avenir énergétique du Canada en 2016 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*. Consulté le 28 septembre 2016, à <http://neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ft/2016/index-fra.html>
8. **Government of Alberta**. *Climate Leadership Plan*. Consulté le 28 septembre 2016, à <http://www.alberta.ca/climate-leadership-plan.cfm>
9. **Government of British Columbia**. *Climate Leadership Plan*. Consulté le 28 septembre 2016, à <https://engage.gov.bc.ca/climateleadership/>
10. **Premiers ministres** (2016). *Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques*. Consulté le 28 septembre 2016, à <http://www.scics.gc.ca/francais/conferences.asp?a=viewdocument&id=2401>
11. **Canadian Energy Research Institute** (2016) *Canadian Natural Gas Market Review*. Consulté le 28 septembre 2016, à <http://static1.squarespace.com/static/557705f1e4b0c73f726133e1/t/577d3e94b3db2b78d45718e8/1467825819084/Study+158+-+Canadian+Natural+Gas+Market+Review+-+June+2016.pdf>
12. **Ressources naturelles Canada** (2016), *Le marché nord-américain du gaz naturel : perspectives sur la saison de chauffage 2015-2016*. Consulté le 28 septembre 2016, à <http://www.rncan.gc.ca/energy/sources/natural-gas/17895>

13. **Office national de l'énergie** (2015), *Aperçu du marché : Les pipelines acheminent davantage de gaz naturel des États-Unis vers le Québec et l'Ontario*. Consulté le 28 septembre 2016, à <http://neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2015/02-01gsflw-fra.html>
14. **Office national de l'énergie** (2015), *Dynamique du marché de l'énergie au Canada : Points saillants de 2015 - Analyse du marché de l'énergie*. Consulté le 28 septembre 2016, à <http://neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/dnmc/2015/index-fra.html>
15. **Office national de l'énergie** (2016), *Réglementation du transport, des droits et des tarifs pipeliniers*. Consulté le 28 septembre 2016, à <https://www.neb-one.gc.ca/bts/whwr/rspnsblt/trffctlltrff-fra.html>
16. **U.S. Energy Information Administration** (2016), *Annual Energy Outlook 2016 with projections to 2040*. Consulté le 28 septembre 2016, à [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2016\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2016).pdf)
17. **NGTL** (2015) *NOVA Gas Transmission Ltd.- Projet d'agrandissement Towerbirch*. Consulté le 28 septembre 2016, à <http://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/twrbrch/index-fra.html>
18. **Statistique Canada** (2016), *Tableau CANSIM 129-0003, Ventes de gaz naturel, et Tableau CANSIM 131-0004, Approvisionnements et utilisations du gaz naturel*. Consulté le 28 septembre 2016, à <http://www5.statcan.gc.ca/cansim/a26?lang=fra&id=1290003> et <http://www5.statcan.gc.ca/cansim/a26?lang=fra&id=1310004>
19. **Alberta Energy Regulator** (2016) *ST-98*. Consulté le 28 septembre 2016, à <https://www.aer.ca/data-and-publications/statistical-reports/st98>
20. **Office national de l'énergie** (2016), *Demandes de licences d'exportation et d'importation*. Consulté le 28 septembre 2016, à <https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/lnxprtlncc/index-fra.html>
21. **Office national de l'énergie** (2015), *Aperçu du marché : Projets canadiens de GNL confrontés à un marché mondial concurrentiel*. Consulté le 28 septembre 2016, à <http://neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2015/03-01cndnlng-fra.html>
22. **International Energy Agency** (2015) *World Energy Outlook 2015. Chapter 5: Natural gas market outlook et Chapter 6: Outlook for unconventional gas*, pages 193 à 268.
23. **Canadian Association of Petroleum Producers** (2015) *An Overview of the World LNG Market and Canada's Potential for Exports of LNG- An Update*. Consulté le 28 septembre 2016, à <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/266489>
24. **BP** (2016) *BP Statistical Review of World Energy, June 2016*. Consulté le 28 septembre 28, à <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>

25. **Wood Mackenzie** (2016) *Global LNG long-term outlook H1 2016*
26. **Wood Mackenzie** (2015) *Growth challenges ahead for Asia pacific LNG demand*
27. House of Commons Energy and Climate Change Committee. *Shale Gas. Fifth Report of Sessions 2010–12*. Consulté le 28 septembre 2016, à <http://www.publications.parliament.uk/pa/cm201012/cmselect/cmenergy/795/795.pdf>
28. **Schrag, D. P.** (2012) American Academy of Arts & Sciences *Is shale gas good for climate change? Is shale gas good for climate change?* *Daedalus*, 41(2), 72-80
29. **Nature International** Weekly Journal of Science *The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2°C*. Consulté le 28 septembre 2016, à <http://www.nature.com/nature/journal/v517/n7533/full/nature14016.html>
30. **Raj, R., Ghandehariun, S., Kumar, A., & Linwei, M.** (2016). A well-to-wire life cycle assessment of Canadian shale gas for electricity generation in China. *Energy*, 642-652