



Environment and
Climate Change Canada

Environnement et
Changement climatique Canada



NOVA Gas Transmission Ltd. – Projet d’agrandissement Towerbirch

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

Mars 2017

Page intentionnellement laissée en blanc.

Table des matières

| | |
|---|-----------|
| Résumé | 4 |
| Introduction | 7 |
| Description du projet | 7 |
| Partie A. Estimation des émissions de GES en amont | 8 |
| Démarche de prévision des GES | 9 |
| Partie B. Répercussions sur les émissions de GES en amont au Canada et dans le monde | 11 |
| B.1 Introduction | 11 |
| B.2 Gaz naturel : Perspectives canadiennes et mondiales | 11 |
| B.2.1 Gaz naturel : Perspectives canadiennes | 11 |
| B.2.2 Le gaz naturel en Amérique du Nord : Tendances | 12 |
| B.2.3 Les marchés du gaz naturel canadien | 13 |
| B.2.4 Gaz naturel mondial : Perspectives | 13 |
| B.2.5 Gaz naturel liquéfié : Tendances mondiales | 14 |
| B.3 Le gaz naturel et les engagements du Canada dans le contexte des changements climatiques | 15 |
| B.3.1 Prévisions d'émissions de GES au Canada | 15 |
| B.4 Émissions supplémentaires et accroissement de la capacité pipelinière | 16 |
| B.5 Répercussions sur les émissions de GES en Amérique du Nord et dans le monde | 17 |
| B.6 Conclusions | 18 |
| Annexe Carte du projet d'agrandissement Towerbirch | 20 |
| Bibliographie | 21 |

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 $24\,338\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ (859 MMpc/j). Ces nouvelles installations exigeront aussi quatre nouvelles stations de comptage et un 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), ou 39%, sur la canalisation principale Groundbirch.

Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) 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 du réseau en raison du projet. Les projections d'émissions de GES et les projections de production de gaz naturel utilisées par ECCC pour cet examen comprennent les impacts futurs estimés des politiques et des mesures prises par les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux en date du 1^{er} novembre 2016. Bien que cet examen ne tienne pas compte de l'impact de des mesures futures prévues, ECCC 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 de gaz naturel correspondant à la capacité supplémentaire de la canalisation principale Groundbirch en raison du projet pourraient être entre 2,7 et 2,8 mégatonnes d'équivalent CO₂ par année. Aux fins du présent examen, 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. Le présent examen tient compte de toutes les émissions de GES, y compris les émissions fugitives, les rejets, le torchage et la combustion.

ECCC 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 si le gaz déloge des sources d'énergie plus émettrices telles que le charbon. 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.

Bien que les émissions de GES en amont associées soient supplémentaires, les prévisions de GES d'ECCC dans le *Scénario de référence des émissions de gaz à effet de serre 2016 du Canada* sont fondées sur le rapport de l'Office national de l'énergie (ONÉ) *Avenir énergétique du Canada en 2016 - Mise à jour - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*. Selon ce rapport, la production de gaz augmente de $82 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($2,9 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) de 2014 à 2030. Le *Scénario de référence des émissions de gaz à effet de serre 2016 du Canada* d'ECCC est basé sur les projections de production de l'ONÉ. Le rapport de l'ONÉ intitulé *Avenir énergétique du Canada en 2016*, publié en janvier 2016, indique que la croissance de la production de gaz naturel de la région de Montney devrait être de $169 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($6 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) entre 2014 et 2030. Par conséquent, même si on s'attend à ce que la construction du pipeline entraîne une production en amont supplémentaire et donc une augmentation des émissions de GES par rapport au cas où elle ne serait pas construite, cela ne devrait pas augmenter la production prévue du Canada ou les émissions de GES au-delà des niveaux du *Scénario de référence* **car ce niveau de production accru est déjà reflété dans les prévisions de l'ONÉ.**

Étant donné que la capacité supplémentaire devrait permettre une augmentation de la production 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 correspondant à l'augmentation de la capacité de la canalisation principale Groundbirch 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_2 associées au gaz et des exigences minimales de traitement, même si les sources d'information sont limitées. ECCC 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.

Lorsque la hausse de la production canadienne de gaz naturel entraîne une augmentation de l'offre nord-américaine ou mondiale, la baisse des prix mondiaux du GNL et/ou des prix nord-américains du gaz naturel pourrait avoir une incidence sur la consommation. L'impact total des émissions de GES de cet effet pourrait être les émissions du cycle de vie de la production de gaz naturel, du puits à la combustion. Toutefois, l'incidence globale de la consommation additionnelle de gaz naturel découlant de la production canadienne supplémentaire est incertaine puisque l'effet net sur les émissions mondiales serait déterminé par l'utilisation finale du gaz naturel. Par exemple, si le gaz naturel supplémentaire devait déloger les combustibles émettant plus d'émissions, les émissions mondiales pourraient être réduites globalement.

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.¹ Les évaluations environnementales des projets comprennent déjà une évaluation des émissions directes.

Cette examen 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*.²

Description du projet^{3,4,5}

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 nouvelles stations de comptage et un 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 $24\,338,3\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ (859 MMpc/j). L'approbation de ce 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.

Partie A. Estimation des émissions de GES en amont

Cet examen 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 $32\,837\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ (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. Cet examen 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. CO₂) 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 entre 2,7 et 2,8 Mt d'éq. CO₂ par année.

Tableau 1 – Estimations des émissions en amont

| Année | Émissions (Mt d'éq. CO ₂) |
|-------|--|
| 2018 | 2,80 |
| 2019 | 2,79 |
| 2020 | 2,78 |
| 2021 | 2,77 |
| 2022 | 2,76 |
| 2023 | 2,75 |
| 2024 | 2,75 |
| 2025 | 2,75 |
| 2026 | 2,75 |
| 2027 | 2,75 |
| 2028 | 2,73 |
| 2029 | 2,72 |
| 2030 | 2,70 |

Démarche de prévision des GES

Les estimations ont été calculées à partir des projections d'émissions de GES du *Scénario de référence des émissions de gaz à effet de serre 2016 du Canada*⁶ d'ECCC et des projections de production de l'Office national de l'énergie (ONÉ) du rapport *Avenir énergétique du Canada en 2016 - Mise à jour - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*.⁷ Le *Scénario de référence* présente les incidences futures des politiques et des mesures prises par les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux en date du 1^{er} novembre 2016. Il s'aligne sur les émissions historiques du Canada de 1990 à 2014, telles que présentées dans le *Rapport d'inventaire national 1990-2014 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*.⁸ Le *Scénario de référence* ne tient pas compte de l'impact des stratégies générales ou des mesures à venir dans les plans actuels dont certains détails importants ne sont pas encore précisés. Cependant, il est reconnu que les futures pratiques améliorées atténueront les émissions. Les prochains scénarios de référence tiendront compte de ces politiques encore en cours d'élaboration une fois qu'elles seront complétées.

Aux fins du présent examen, 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*⁶, par les prévisions de production respectives obtenues de l'Office national de l'énergie.⁷ 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 ₂ /10 ³ m ³) | (t d'éq. CO ₂ /MMpc) | (t d'éq. CO ₂ /10 ³ m ³) | (t d'éq. CO ₂ /MMpc) | (t d'éq. CO ₂ /10 ³ m ³) | (t d'éq. CO ₂ /MMpc) |
| 2018 | 87,20 | 3,09 | 1,15 | 0,041 | 98,51 | 3,48 |
| 2019 | 87,17 | 3,08 | 1,17 | 0,041 | 98,01 | 3,46 |
| 2020 | 87,13 | 3,08 | 1,19 | 0,042 | 97,54 | 3,45 |
| 2021 | 87,09 | 3,08 | 1,12 | 0,040 | 96,52 | 3,41 |
| 2022 | 87,06 | 3,08 | 1,09 | 0,039 | 96,02 | 3,39 |
| 2023 | 87,03 | 3,08 | 1,09 | 0,038 | 95,87 | 3,39 |
| 2024 | 87,01 | 3,08 | 1,07 | 0,038 | 95,54 | 3,38 |
| 2025 | 86,99 | 3,08 | 1,06 | 0,037 | 95,42 | 3,37 |
| 2026 | 86,98 | 3,08 | 1,07 | 0,038 | 95,42 | 3,37 |
| 2027 | 86,97 | 3,08 | 1,07 | 0,038 | 95,44 | 3,37 |
| 2028 | 86,97 | 3,08 | 1,07 | 0,038 | 94,57 | 3,34 |
| 2029 | 86,97 | 3,08 | 1,08 | 0,038 | 93,43 | 3,30 |
| 2030 | 86,97 | 3,08 | 1,08 | 0,038 | 92,27 | 3,26 |

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 10⁶m³/j [17,0 milliards de pieds cubes par jour (Gpi³/j)] en 2005 à 416 10⁶m³/j (14,7 Gpi³/j) en 2014.⁷ Dans l'Ouest du Canada, la production de gaz naturel représentait 97 % de la production canadienne totale en 2014.

Le 26 octobre 2016, l'Office national de l'énergie a publié le rapport *Avenir énergétique du Canada en 2016 - Mise à jour - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040 (Mise à jour AE 2016)*. Le nouveau *Scénario de référence* prévoit que la production de gaz naturel augmentera au Canada de 416 10⁶m³/j (14,7 Gpi³/j) en 2014 à 501 10⁶m³/j (17,7 Gpi³/j) d'ici 2040, soit une augmentation de 21%. Une forte partie de l'augmentation attendue de la production provient de la production de gaz de réservoir étanche, qui devrait fournir 73% de la production totale en 2040⁷. La *Mise à jour AE 2016* ne comprend pas de projections détaillées de la production de gaz naturel par région spécifique, mais elle prévoit que la production de gaz naturel en Colombie-Britannique augmentera 100,2 10⁶m³/j (3,5 Gpi³/j) d'ici 2030, passant de 116,7 10⁶m³/j (3,9 Gpi³/j) en 2014 à 216,9 10⁶m³/j en 2030. Dans le *Scénario de référence d'AE 2016* de janvier 2016, la production de gaz naturel des régions Montney de l'Alberta et de la Colombie-Britannique augmente de 169 10⁶m³ (6 Gpi³/j) d'ici 2030 et de 187 10⁶m³/j (6,6 Gpi³/j) d'ici 2040, passant de 85 10⁶m³/j en 2014.⁹ La méthodologie des rapports *Mise à jour AE 2016* et *AE 2016* suppose qu'une capacité de pipeline suffisante est construite, au besoin, pour transporter l'augmentation de la production. Aucun des deux rapports n'indique quels projets de gazoducs précis doivent être construits pour appuyer cette 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.¹⁰ 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.^{10,11}

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)¹², 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.^{10,13} Ces gisements sont beaucoup plus près des marchés nord-américains que le BSOC, ce qui permet de diminuer les coûts de livraison du gaz.^{10,14} 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 pipelinrière américaine dans les États du Nord-Est.¹³ Entre 2007 et 2014, les exportations canadiennes de gaz naturel ont chuté de 29 %, passant de 294 10⁶m³/j (10,4 Gpi³/j) en 2007 à 209 10⁶m³/j (7,4 Gpi³/j) en 2014.⁷ Selon les estimations de l'Annual Energy Outlook 2017 (AEO 2017), les exportations américaines de gaz naturel vers le Canada resteront au même niveau (70 10⁶m³/j [2,5 Gpi³/j]) jusqu'en 2040, tandis que les importations américaines de gaz naturel canadien, provenant principalement du BSOC, devraient diminuer pour passer de 209 10⁶m³/j (7,4 Gpi³/j) en 2014⁷ à 95 10⁶m³/j (3,35 Gpi³/j) en 2040.¹⁵

Dans son scénario de référence (AEO 2017), l'Energy Information Administration (EIA) prévoit que la production américaine de gaz naturel va augmenter pour passer de 1 997 10⁶m³/j (70 Gpi³/j) en 2014, à 2 929 10⁶m³/j (103 Gpi³/j) en 2040. Entre 2014 et 2040, l'exploitation du gaz naturel provenant des gisements schisteux et des réservoirs étanches devrait augmenter de 1 008 10⁶m³/j (36 Gpi³/j). 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 19 % 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.¹⁰

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.¹⁶ La *Mise à jour 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.^{7,9}

Le secteur industriel est le plus important consommateur de gaz naturel au Canada, suivi par les secteurs résidentiel et commercial.¹⁷ En 2014, l'exploitation des sables bitumineux a absorbé 20 % de la production de gaz naturel commercialisable au Canada.⁹ 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. La *Mise à jour AE 2016* n'inclut pas de détails quant à l'utilisation du gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux, mais le Scénario de référence du rapport *AE 2016* prévoit que cette utilisation devrait augmenter pour passer de $53,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($1,9 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2014, à $95,9 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($3,4 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2040.⁹

Selon les prévisions de l'ONÉ, 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. Le Scénario de référence de la *Mise à jour AE 2016* prévoit que la capacité de production d'électricité avec 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 2040.⁷

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 de la *Mise à jour AE 2016*, les exportations canadiennes de GNL débiteront en 2021 et 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 2025. Elles devraient ensuite se stabiliser.⁷ 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^{18,19}.

B.2.4 Gaz naturel mondial : Perspectives

Selon les Perspectives énergétiques mondiales de l'Agence internationale de l'énergie (PEM 2016 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 $9,59 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$ ($338,5 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2014 à $10,42 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$ ($367,8 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) d'ici 2020, et atteindre jusqu'à $14,3 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$ ($504,8 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2040.²⁰ 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.²¹ 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 2040.²⁰

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.^{20,22} De 2014 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 $1,14 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$ ($40,2 \text{ Gpi}^3/\text{j}$). L'Amérique du Nord est une des régions 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.²⁰

La croissance de la production devrait surtout être dirigée par le Moyen-Orient, la Chine, l'Amérique du Nord et, à un moindre degré, 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 deux tiers de l'offre de gaz sur le marché mondial. L'Europe est la seule grande région où la production devrait diminuer.²⁰

B.2.5 Gaz naturel liquéfié : Tendances mondiales

Entre 1994 et 2014, le commerce mondial du GNL a plus que triplé, passant de $240,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($8,5 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) à $906,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($32 \text{ Gpi}^3/\text{j}$).²¹ 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^{21,23}. 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.²⁰

En 2014, près des trois quarts des exportations mondiales de GNL étaient destinés à la région de l'Asie-Pacifique.²² 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.^{23,24}

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 $96.2 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($3,4 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) 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 $14,16 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($0,5 \text{ Gpi}^3/\text{j}$).²³

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 rapport *Scénario de référence des émissions de gaz à effet de serre 2016 du Canada*, les émissions totales de GES du Canada passeront de 732 Mt en 2014 à 742 Mt en 2030, si aucunes mesures additionnelles ne sont prises.⁶ Ce scénario s'appuie sur les données historiques et sur les mesures prises par les gouvernements, les consommateurs et les entreprises jusqu'en 2014 ainsi que sur les répercussions que devraient avoir les politiques et les mesures mises en place en date du 1^{er} novembre 2016 (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 *Mise à jour AE 2016* de l'Office national de l'énergie.⁷

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 57 Mt en 2014 à 50 Mt en 2020 pour atteindre 56 Mt en 2030. De plus, selon les prévisions, la production de GNL pourrait à elle seule émettre 3 Mt de GES en 2030.⁶

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

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.^{25,26} 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 $10,40 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$ ($367,1 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) d'ici 2020, $11,13 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$ ($392,9 \text{ Bcf/d}$) en 2030, et $10,98 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$ en 2040.²⁰

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.²⁷ 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 pipelinère

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.^a

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. Les prévisions de GES d'ECCC sont basées sur la *Mise à jour EF 2016* de l'Office national de l'énergie qui prévoit des augmentations nettes de la production de gaz naturel de $82 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($2,9 \text{ Gpi}^3 / \text{j}$) de 2014 à 2030.^b Ainsi, les émissions associées à une augmentation de la production supérieure à celle attribuables au projet est reflété dans le rapport *Scénario de référence des émissions de gaz à effet de serre 2016 du Canada*.⁹ L'*EF 2016* de l'ONÉ, publié en janvier 2016, indique que la croissance de la production de gaz naturel de la région de Montney devrait être de $169 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($6 \text{ Gpi}^3 / \text{j}$) entre 2014 et 2030.⁹ Par conséquent, bien que la construction du pipeline soit censée entraîner une production et des émissions incrémentales en amont par rapport à un cas où elle n'est pas construite, on ne s'attend pas à ce qu'elle augmente les émissions de GES au-delà du niveau de référence. Cela signifie également que les émissions en amont d'une quantité supérieure à la quantité équivalente de production qui serait transportée dans le pipeline proposé sont comptabilisées dans les projections utilisées pour évaluer les efforts du Canada pour atteindre son engagement de Paris.

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

Étant donné que la capacité pipelinère 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 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

^a 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

^b Les hausses de la production nette tiennent compte des gains de la nouvelle production qui compensent les baisses par rapport aux puits existants et augmentent l'offre totale de gaz naturel.

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 CO₂ du gaz et de son traitement moins exigeant.^{28,c} 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

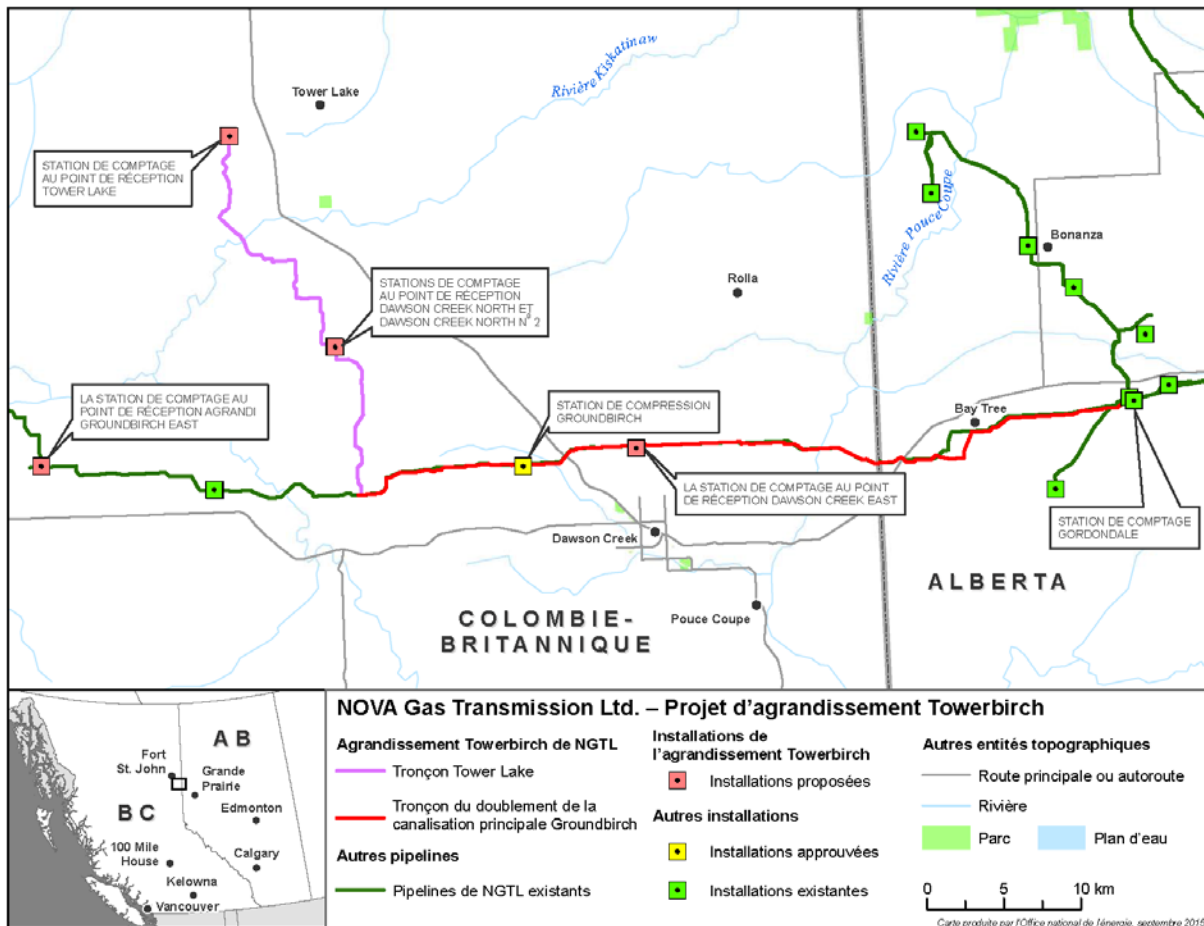
L'analyse développée dans la partie B permet de faire la lumière sur les conditions dans lesquelles la construction du projet proposé pourrait conduire à des émissions de GES supplémentaires au Canada et dans le monde. Les constatations établies à partir de cette analyse sont les suivantes :

- 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.
- 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.

^c 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.

- Les émissions associées à une augmentation de la production nette de gaz naturel de $82 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($2,9 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) de 2014 à 2030 sont estimées par l'ONÉ et sont donc déjà reflétées dans le *Scénario de référence des émissions de gaz à effet de serre 2016 du Canada*. Le projet ne devrait donc pas augmenter les émissions au-delà des prévisions actuelles.
- 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_2 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.
- Lorsque la hausse de la production canadienne de gaz naturel entraîne une augmentation de l'offre nord-américaine ou mondiale, la baisse des prix mondiaux du GNL et/ou des prix nord-américains du gaz naturel pourrait avoir une incidence sur la consommation. L'impact total des émissions de GES de cet effet pourrait être les émissions du cycle de vie de la production de gaz naturel, du puits à la combustion. Cependant, l'impact global de la production et de la consommation supplémentaires de gaz naturel par rapport à la production additionnelle est incertain avec l'effet net sur les émissions mondiales déterminées par l'utilisation finale du gaz naturel 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 13 janvier 2017, à <http://news.gc.ca/web/article-fr.do?mthd=tp&crtr.page=1&nid=1029989&crtr.tp1D=930>
2. Avis du gouvernement. *Gazette du Canada*. Consulté le 13 janvier 2017, à <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2016-03-19/html/notice-avis-fra.php>
3. Projet d'agrandissement Towerbirch (2016). *Additional Written Evidence and Errata*. Consulté le 13 janvier 2017, 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
4. Projet d'agrandissement Towerbirch (2015). *Project Application*. Consulté le 13 janvier 2017, à https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90550/554112/2671288/2819218/2839287/2813813/A72401-1_V1_Application_-_A4T0Y1.pdf?nodeid=2813340&vernum=-2
5. **Office national de l'énergie**. *NOVA Gas Transmission Ltd. – Projet d'agrandissement Towerbirch*. Consulté le 13 janvier 2017, à <http://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/twrbrch/index-fra.html>
6. **Gouvernement du Canada** (2017). *Scénario de référence des émissions de gaz à effet de serre 2016 du Canada*. Consulté le 13 janvier 2017, à <https://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=1F24D9EE-1>
7. **Office national de l'énergie** (2016), *Avenir énergétique du Canada en 2016 - Mise à jour - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*. Consulté le 13 janvier 2017, à <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2016updt/index-fra.html>
8. **Gouvernement du Canada**. *Rapport d'inventaire national 1990-2014 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada – Sommaire*. Consulté le 13 janvier 2017, à <https://ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=662F9C56-1>
9. **Office national de l'énergie** (2016), *Avenir énergétique du Canada en 2016 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*. Consulté le 13 janvier 2017, à <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2016/index-fra.html>
10. **Canadian Energy Research Institute** (2016) *Canadian Natural Gas Market Review*. Consulté le 13 janvier 2017, à <http://static1.squarespace.com/static/557705f1e4b0c73f726133e1/t/577d3e94b3db2b78d45718e8/1467825819084/Study+158+-+Canadian+Natural+Gas+Market+Review+-+June+2016.pdf>

11. **Ressources naturelles Canada** (2016), *Le marché nord-américain du gaz naturel : perspectives sur la saison de chauffage 2015-2016*. Consulté le 13 janvier 2017, à <http://www.rncan.gc.ca/energy/sources/natural-gas/17895>
12. **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 13 janvier 2017, à <http://neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2015/02-01gsflw-fra.html>
13. **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 13 janvier 2017, à <http://neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/dnmc/2015/index-fra.html>
14. **Office national de l'énergie** (2016), *Réglementation du transport, des droits et des tarifs pipeliniers*. Consulté le 13 janvier 2017, à <https://www.neb-one.gc.ca/bts/whwr/rspnsblt/trffctlltrff-fra.html>
15. **U.S. Energy Information Administration** (2017), *Annual Energy Outlook 2017*. Consulté le 13 janvier 2017, à [http://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383\(2017\).pdf](http://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383(2017).pdf)
16. **NGTL** (2015) *NOVA Gas Transmission Ltd.- Projet d'agrandissement Towerbirch*. Consulté le 13 janvier 2017, à <http://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/twrbrch/index-fra.html>
17. **Statistique Canada** (2016), *Tableau CANSIM 129-0003, Ventes de gaz naturel*, et *Tableau CANSIM 131-0004, Approvisionnements et utilisations du gaz naturel*. Consulté le 13 janvier 2017, à <http://www5.statcan.gc.ca/cansim/a26?lang=fra&id=1290003> et <http://www5.statcan.gc.ca/cansim/a26?lang=fra&id=1310004>
18. **Office national de l'énergie** (2016), *Demandes de licences d'exportation et d'importation*. Consulté le 13 janvier 2017, à <https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/lngxprt/cnc/index-fra.html>
19. **Office national de l'énergie** (2015), *Aperçu du marché : Projets canadiens de GNL confrontés à un marché mondial concurrentiel*. Consulté le 13 janvier 2017, à <http://neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2015/03-01cndnlng-fra.html>
20. **International Energy Agency** (2015) *World Energy Outlook 2016. Chapter 4: Natural gas market outlook*, pages 193 à 268. Consulté le 13 janvier 2017, à <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2016/>
21. **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 13 janvier 2017, à <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/266489>

22. **BP** (2016) *BP Statistical Review of World Energy, June 2016*. Consulté le 13 janvier 2017, à <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>
23. **Wood Mackenzie** (2016) *Global LNG long-term outlook H1 2016*. Consulté le 13 janvier 2017, à <https://www.woodmac.com/reports/lng-global-lng-long-term-outlook-h1-2016-40149509>
24. **Wood Mackenzie** (2015) *Growth challenges ahead for Asia pacific LNG demand*. Consulté le 13 janvier 2017, à <https://www.woodmac.com/reports/lng-growth-challenges-ahead-for-asia-pacific-lng-demand-31146759>
25. House of Commons Energy and Climate Change Committee. *Shale Gas. Fifth Report of Sessions 2010–12*. Consulté le 13 janvier 2017, à <http://www.publications.parliament.uk/pa/cm201012/cmselect/cmenergy/795/795.pdf>
26. **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
27. **Nature International** Weekly Journal of Science *The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2°C*. Consulté le 13 janvier 2017, à <http://www.nature.com/nature/journal/v517/n7533/full/nature14016.html>
28. **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