



Projets canadiens d'importation de GNL: Mise à jour d'avril 2006

avril 2006
Division du gaz naturel
Direction des ressources pétrolières
Secteur de la politique énergétique



Ressources naturelles
Canada

Natural Resources
Canada

Canada

PROJETS CANADIENS D'IMPORTATION DE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ (GNL) : MISE À JOUR D'AVRIL 2006¹

INTRODUCTION

En Amérique du Nord, les prix du gaz naturel ont augmenté, la production des sources conventionnelles est en déclin et la demande continue d'augmenter. Cette situation, s'ajoutant au souhait des producteurs de gaz naturel du monde entier de monnayer leurs réserves, a créé une occasion permettant aux importations de gaz naturel liquéfié (GNL) d'augmenter. Plus de 60 projets d'importation de GNL ont été proposés en Amérique du Nord. On trouvera ici de l'information récente sur les terminaux d'importation de GNL proposés pour le Canada.

PROJETS CANADIENS D'IMPORTATION DE GNL

Le Canada n'importe pas encore de gaz naturel liquide, mais on recense huit propositions de construction d'installations d'importation de GNL dans le Canada atlantique, au Québec et en Colombie-Britannique; plusieurs sont rendues au stade du processus d'évaluation environnementale (ÉE) ou d'examen réglementaire. Voici, d'ouest en est, les installations proposées :

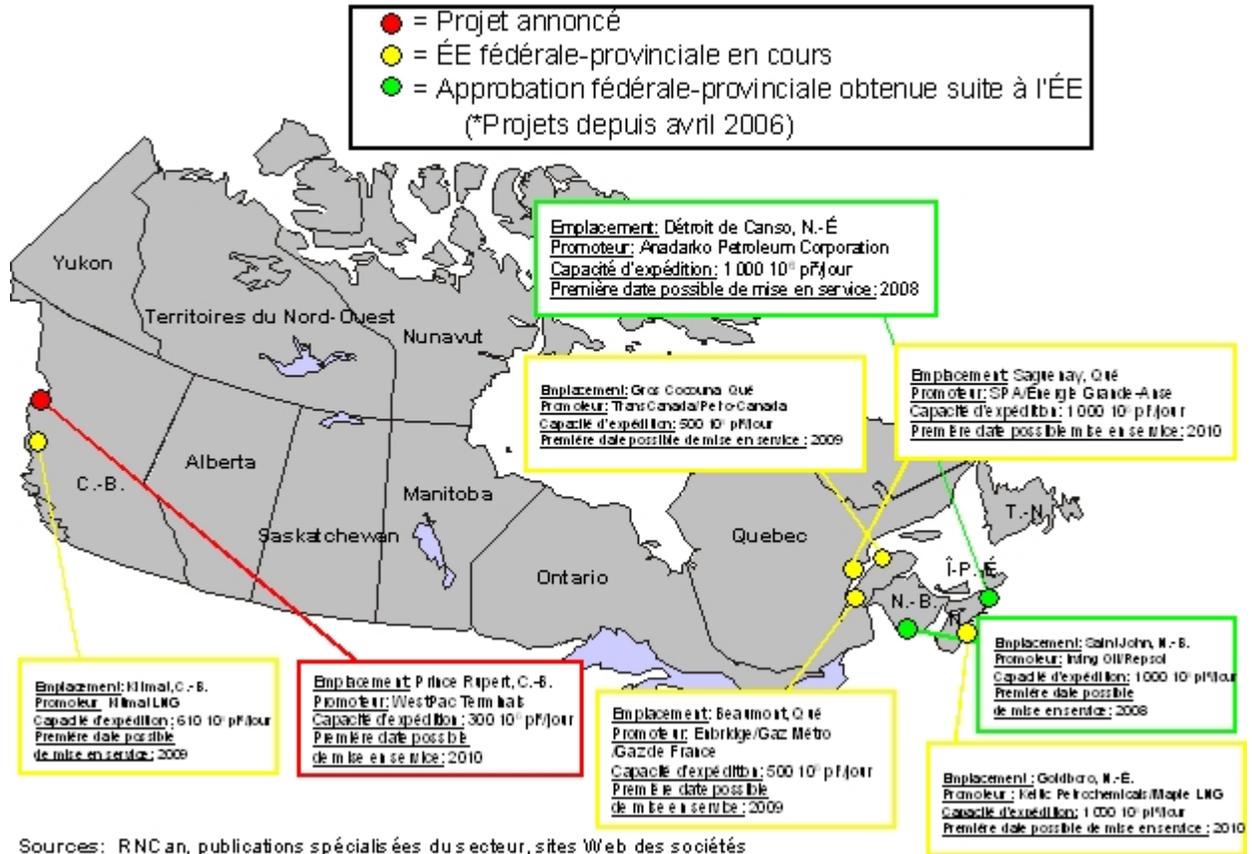
- WestPac Terminals Inc. (Prince Rupert (C.-B.));
- Kitimat LNG (Kitimat (C.-B.));
- Enbridge, Gaz Métro et Gaz de France (Beaumont (Qc) – le projet Rabaska);
- Énergie Grande-Anse (Saguenay (Qc) – le projet Grande-Anse);
- TransCanada et Petro Canada (Gros Cacouna (Qc) – le projet Énergie Cacouna);
- Irving Oil Limited et Repsol YPF (Saint John (N.-B.) – le projet Canaport LNG);
- Keltic Petrochemicals et Maple LNG (Goldboro (N.-É.);
- Anadarko Petroleum Corporation (déroit de Canso (N.-É.) – projet Bear Head LNG).

Deux projets, ceux de Bear Head (N.-É.) et de Saint John (N.-B.), ont obtenu la plupart des approbations fédérales et provinciales nécessaires; les premiers travaux de construction ont débuté. Les installations devraient entrer en service à la fin de 2008. Cinq autres projets canadiens de GNL sont rendus à différentes étapes du processus d'ÉE ou d'examen réglementaire et devraient entrer en service en 2009 ou 2010. Le dernier projet, celui de WestPac Terminals en C.-B., n'en est pas encore à l'étape de l'ÉE ou de l'examen réglementaire, mais les responsables prévoient y parvenir d'ici le milieu de 2006.

¹Ressources naturelles Canada a préparé le présent rapport à l'aide d'information accessible au public. Le Ministère s'efforce de voir à ce que les renseignements soient aussi actuels et exacts que possible, mais souligne qu'ils peuvent changer, tout dépendant du développement des projets.

La carte ci-dessous indique où se trouvent ces projets et contient de l'information connexe.

Projets de terminaux canadiens d'importation de GNL*



Les installations d'importation de GNL proposées pour le Canada nécessiteraient des investissements d'environ 500 millions de dollars canadiens chacune. Elles constitueraient de nouvelles sources de gaz naturel pour les consommateurs canadiens, engendreraient directement des retombées économiques (emplois et impôts) et permettraient l'expansion des gazoducs canadiens.

La capacité d'expédition totale des projets de GNL proposés pour le Canada serait d'environ 6 milliards de pieds cubes par jour (10⁹pi³/j). Il semble probable que, d'ici la fin de la décennie, les sources nord-américaines d'approvisionnement en gaz naturel incluront plusieurs installations canadiennes d'importation de GNL.

Projets en Colombie-Britannique

Deux projets d'installations d'importation de GNL ont été proposés pour la C.-B. : celui de Kitimat LNG à Kitimat et celui de WestPac Terminals à Prince Rupert. Le projet de Kitimat

en est rendu à l'examen réglementaire tandis que celui de WestPac n'a pas atteint cette étape. Ensemble, ces installations auraient une capacité d'expédition initiale totale de $0,91 \cdot 10^9 \text{pi}^3/\text{j}$. Les deux projets ont un caractère régional, et visent principalement à approvisionner en gaz naturel les consommateurs de l'île de Vancouver et du Lower Mainland. Mise en service prévue de ces installations de GNL : 2009-2010.

Kitimat LNG Inc. (Kitimat (C.-B.))
www.kitimatlng.com

Description du projet

Kitimat LNG Inc. est une société de Calgary qui propose de construire, de posséder et d'exploiter un terminal d'importation de gaz naturel liquide situé près du port de Kitimat. On examine deux sites le long du chenal de Douglas, Emsley Cove et Bish Cove. Sous réserve de l'approbation réglementaire, Kitimat LNG préfère celui de Bish Cove.

Le terminal de GNL de Kitimat comprendra des installations de déchargement en mer, de stockage de GNL, de récupération des liquides extraits du gaz naturel, de regazéification et d'expédition de gaz naturel par le gazoduc de Pacific Northern Gas (PNG), en bout de chaîne jusqu'au réseau de gazoducs de Duke Energy (Westcoast). La capacité initiale d'expédition de gaz naturel sera de 610 millions de pieds cubes par jour ($10^6 \text{pi}^3/\text{j}$) – soit $110 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$ pour la consommation industrielle locale et $500 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$ pour le gazoduc de Westcoast via celui de PNG.

Examen réglementaire

Le projet de Kitimat LNG est assujéti à une évaluation environnementale en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE) et de la *British Columbia Environmental Assessment Act* (BCEAA). Le projet doit obtenir un certificat d'approbation de projet en vertu de la BCEAA.

Le 6 juin 2005, Kitimat LNG a présenté au British Columbia Environmental Assessment Office (BCEAO) une demande officielle d'ÉE du site d'Emsley Cove, déclenchant ainsi une période d'examen du projet de 180 jours. De plus, en vue d'obtenir simultanément des permis en vertu de la *Oil and Gas Commission Act* (OGCA), Kitimat LNG a présenté des demandes pour une usine de traitement du gaz, des pipelines secondaires, des pipelines pour les liquides du gaz naturel et un gazoduc de transport.

Le BCEAO a fixé, au sein de la période d'examen de 180 jours, une période d'examen public de 45 jours, soit du 15 juin au 30 juillet 2005. Le public a alors pu faire des observations sur la demande principale et les demandes de permis en vertu de l'OGCA.

Le 19 décembre 2005, Kitimat LNG a demandé au BCEAO d'amplifier la portée de l'ÉE afin d'inclure un autre site possible, celui de Bish Cove. Le BCEAO a réagi en demandant à Kitimat LNG d'autres renseignements sur les effets possibles du projet à Bish Cove. Ainsi, le 11 janvier 2006, Kitimat LNG a présenté le *Bish Cove Addendum Report*.

Le rapport et la recommandation du BCEAO seront présentés au ministre de l'Environnement et au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières pour qu'ils prennent une décision sur la délivrance d'un certificat d'approbation de projet. Kitimat LNG s'attend à voir approuver le projet d'ici le printemps 2006; la construction débuterait peu après.

En novembre 2005, la ministre fédérale de l'Environnement a établi qu'une étude approfondie était le niveau d'ÉE le plus approprié pour le projet de Kitimat LNG. Cette décision reposait sur le rapport et la recommandation présentés par les autorités responsables (AR), Transports Canada et Environnement Canada. Si l'on choisit le site de Bish Cove, Affaires indiennes et du Nord Canada (AINC) deviendra aussi une AR vu la nécessité d'accorder un bail en vertu du paragraphe 53(1) de la *Loi sur les Indiens*.

On est en train d'harmoniser les ÉE fédérales et provinciales. Transports Canada, Environnement Canada et AINC sont à préparer le rapport d'étude approfondie (RÉA) en coordination avec la Province; ils prévoient présenter leur rapport final à la ministre fédérale de l'Environnement en avril 2006. Le public aura alors la possibilité de présenter des observations sur les constatations et les recommandations du rapport avant la décision finale de la ministre.

Autre

En juillet 2005, Kitimat LNG a annoncé la signature d'un contrat d'ingénierie-approvisionnement-construction (I-A-C) avec Tractabel Gas Engineering (TGE). TGE entreprendra immédiatement l'étude de conception et d'ingénierie de premier plan (FEED) de l'installation d'importation de GNL proposée. Une étude FEED est une évaluation standard complète faite avant la construction; elle comprend les spécifications détaillées du site, les plans de travail, les calendriers d'exécution et des coûts précis.

Outre l'examen technique des sites, le processus d'ÉE force Kitimat LNG à voir aux intérêts des Premières nations locales. Ses représentants se réunissent avec des porte-parole de la Nation Haisla depuis le milieu de 2004 afin de discuter des répercussions du projet proposé et de mieux comprendre les préoccupations des Haisla.

En décembre 2005, Kitimat LNG et la Première nation Haisla ont signé un accord de principe au sujet de l'installation de GNL proposée. L'accord voit aux préoccupations des Haisla en matière de développement durable et établit un cadre pour les retombées économiques. Plus particulièrement, il entérine la localisation des réservoirs de stockage de GNL et des installations connexes sur la réserve indienne Bees N° 6, à Beese Creek, et du terminal maritime d'importation de GNL à Bish Cove. La Première nation Haisla

préfère le site Beese, déjà désigné par elle pour usages industriels. On prévoit que Kitimat LNG et la Première nation Haisla signeront un accord final en 2006.

La construction du terminal de GNL devrait entraîner la création de 700 emplois et de 50 postes permanents à plein temps quand l'installation sera exploitée commercialement. Sous réserve de l'approbation réglementaire, on s'attend à ce que la construction débute à la fin de 2006 et à ce que le terminal soit en pleine exploitation dès le début de 2009. Une ronde initiale de financement déployée par Kitimat en janvier 2005 a récolté 50 millions de dollars. Le coût du projet est évalué à 500 M\$Cdn.

WestPac Terminals Inc. (Prince Rupert (C.-B.))
(www.westpacterminals.ca)

Description du projet

La société de Calgary WestPac Terminals Inc. envisage de construire une installation d'importation de GNL à 60 kilomètres au nord de Kitimat, à Prince Rupert (C.-B.). D'un coût de 200 M\$Cdn, elle utiliserait des quais sur l'île Ridley qui ont servi, à l'époque, à l'expédition du charbon.

WestPac prévoit décharger le GNL sur l'île Ridley et le transférer à des cuves de stockage isolées avant d'en charger des barges plus petites pour livraison sur les marchés de l'île de Vancouver et du Lower Mainland.

Autre

En décembre 2004, WestPac a signé un bail immobilier de 30 ans avec la Prince Rupert Port Authority pour pouvoir construire son terminal d'importation sur des terres de celle-ci. Plus précisément, WestPac obtient le droit exclusif de construire des installations de GNL sur 250 acres de terres à usage industriel de l'île Ridley.

La capacité d'expédition minimale initiale de cette installation est évaluée à $150 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$; sa capacité maximale serait de $500 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$. C'est en 2009, après tous les travaux de conception détaillée, l'obtention des approbations réglementaires et la construction, que l'installation devrait entrer en exploitation. Elle devrait créer environ 300 emplois directs durant la construction et de 30 emplois à plein temps une fois en exploitation.

Projets de GNL au Québec

Trois projets d'importation de GNL sont proposés pour le Québec : les installations de GNL de TransCanada-Petro Canada à Gros-Cacouna, celles de Gaz Métro-Enbridge-Gaz de France à Beaumont (Qc) et celles d'Énergie Grande-Anse à Saguenay (Qc). Les

deux premiers projets sont aux dernières étapes du processus d'ÉE ou d'examen réglementaire; le projet Énergie Grande-Anse en est aux toutes premières étapes de l'ÉE fédérale-provinciale.

Si ces installations sont construites, leur capacité initiale d'expédition atteindrait 2 milliards de pieds cubes par jour ($10^9 \text{pi}^3/\text{j}$). Elles constitueraient une autre source de gaz naturel pour le marché de l'est du pays; pour le moment, le Québec dépend presque entièrement du gaz de l'Ouest canadien. Les surplus de gaz naturel pourraient aussi être vendus dans le nord-est des États-Unis. Il est à prévoir que ces installations seront en service vers 2009-2010.

Projet de GNL Rabaska d'Enbridge Inc.-Gaz Métro-Gaz de France (Beaumont (Qc)) **(www.rabaska.net)**

Description du projet

Développé par Gaz Métro, Enbridge et Gaz de France, le projet Rabaska consiste à construire un terminal d'importation de $500 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$ de GNL dans la région de Ville Guay-Beaumont (Qc). Devant coûter 700 M\$Cdn, le projet Rabaska comprendrait un terminal réunissant deux cuves de stockage, une jetée pour recevoir les méthaniers, des installations de pompage, de compression et de vaporisation et un gazoduc d'environ 50 km pour relier le terminal aux installations actuelles de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) à St-Nicolas (Qc).

Examen réglementaire

Le projet Rabaska est assujéti à des ÉE en vertu de la LCEE et de la *Loi sur la qualité de l'environnement* du Québec. Le principal organisme de délivrance de permis pour le projet est le ministère (québécois) du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP); il doit notamment délivrer un certificat d'autorisation du projet.

En janvier 2005, la ministre fédérale de l'Environnement a établi qu'une commission d'examen constituait le niveau le plus approprié d'ÉE pour le projet Rabaska. Cette décision était fondée sur le rapport et la recommandation présentés par les autorités responsables – l'Office national de l'énergie (ONE), le ministère des Pêches et Océans (MPO), Transports Canada et l'Office des transports du Canada – à propos du processus d'ÉE à suivre pour le projet.

Les promoteurs du projet Rabaska ont présenté leur étude d'impact environnemental (ÉIE) préliminaire le 25 juin 2006 au MDDEP et à l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE). Les consultations publiques sur la conformité de l'ÉIE ont eu lieu du 8 février au 13 mars 2006. Des questions et des observations à ce sujet ont été présentées aux promoteurs le 17 mars 2006. Une fois que la conformité de l'ÉIE aura été

complètement établie et pourvu que le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement du Québec (BAPE) en reçoive le mandat, une commission d'examen sera annoncée. Les audiences publiques devraient débiter à l'automne 2006.

Le 13 janvier 2006, les promoteurs ont informé l'ONE qu'ils ne présenteraient pas de demande pour les installations de GNL, mais seulement pour le gazoduc connexe. Par la suite, le 7 février 2006, l'ONE a avisé l'ACEE qu'il cesserait d'être une AR pour le processus d'ÉE du projet Rabaska jusqu'à ce que l'ONE soit officiellement impliqué par le dépôt d'une demande de gazoduc aux termes de la *Loi sur l'ONE*.

Autre

Gaz Métro et Enbridge prévoient financer le projet conjointement, Gaz de France devant s'occuper de l'approvisionnement en gaz naturel et fournir de l'appui pour le transport. La plus grande partie du gaz naturel du projet de GNL Rabaska sera achetée par Gaz Métro, pour répondre aux besoins croissants de ses clients au Québec, et par Enbridge pour ses clients ontariens. Le reste du gaz naturel sera vendu directement à des clients industriels et commerciaux du Québec et de l'Ontario. Tout excédent pourrait être acheminé vers le nord-est des États-Unis.

Environ 3 460 emplois directs et indirects seront créés au cours d'une période de construction de trois années. L'installation, qui devrait entrer en service en 2009, créera environ 70 postes à plein temps.

Projet Énergie Cacouna de TransCanada-Petro Canada (Gros-Cacouna (Qc)) **(www.cacounaenergy.ca)**

Description du projet

TransCanada, en partenariat avec Petro Canada, entend construire, à un coût de 660 M\$Cdn, une installation d'importation de GNL ($500 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) sur l'île du Gros-Cacouna, à environ 15 km au nord-est de Rivière-du-Loup (Qc). Le terminal de GNL serait adjacent au port existant, sur un terrain loué de Transports Canada.

Examen réglementaire

Le projet Énergie Cacouna est assujéti à une ÉE en vertu à la fois de la LCEE et de la *Loi sur la qualité de l'environnement* du Québec. Le MDDEP doit délivrer un certificat d'autorisation.

En août 2005, la ministre fédérale de l'Environnement a établi qu'une commission d'examen constituait le niveau le plus approprié d'ÉE pour le projet de GNL de Cacouna. Cette décision était fondée sur le rapport et la recommandation présentés par les autorités

responsables – le MPO et Transports Canada – à propos de la détermination du processus d'ÉE.

L'ÉE a été déposée auprès de l'ACEE le 10 juin 2005. Les consultations publiques fédérales sur la conformité de l'ÉE ont pris fin le 7 décembre 2005. Des questions et des observations sur l'ÉE ont été présentées aux promoteurs le 12 décembre 2005.

L'ÉE a été déposée auprès du MDDEP le 16 mai 2005. Le 22 février 2006, le BAPE a annoncé le début d'une période de consultation et d'information publiques de 45 journées au Québec. Pendant celle-ci, un particulier peut demander la tenue d'audiences publiques.

Le 23 mars 2006, le ministre de l'environnement du Québec a informé le BAPE qu'il aurait à organiser des audiences publiques. On prévoit que les audiences, où des experts de même que des membres du public présenteront des éléments de preuve, débuteront en mai 2006. Le processus dure habituellement quatre mois et aboutit à la présentation d'un rapport au ministre de l'Environnement.

Autre

TransCanada compte exploiter les installations de GNL alors que Petro Canada fournirait les approvisionnements en gaz naturel. En octobre 2004, Gazprom (énorme société d'État russe de gaz naturel) et Petro Canada ont signé un protocole d'entente pour une étude de la possibilité d'établir conjointement une usine de liquéfaction près de Saint-Pétersbourg, en Russie; elle pourrait livrer du GNL à l'installation du Gros-Cacouna. Le 14 mars 2006, Petro Canada et Gazprom ont signé une entente sur l'étude technique préliminaire de cette usine.

Le 26 septembre 2005, Énergie Cacouna a annoncé les résultats d'un vote référendaire tenu dans le village de Cacouna pour juger du soutien et de l'opposition de la collectivité : 57,2 p. 100 des votants se sont prononcés en faveur de l'implantation des installations de GNL près de la ville de Gros-Cacouna, 75 p. 100 des électeurs admissibles y ayant participé. Même si ce scrutin n'était pas obligatoire pour obtenir l'approbation réglementaire, les autorités en tiendront compte lors de leur évaluation de l'acceptabilité sociale générale du projet.

De l'installation de GNL, le gaz naturel serait acheminé par un nouveau gazoduc de 240 km jusqu'à l'infrastructure existante de gazoducs québécois. Le Québec, l'Ontario et le nord-est des États-Unis sont les marchés prévus. Sous réserve des approbations nécessaires, l'installation de GNL devrait entrer en exploitation en 2009. Énergie Cacouna créera pour environ 2 000 années-personnes d'emplois directs pendant la construction (trois années) et 35 postes à long terme durant l'exploitation du terminal d'importation.

Énergie Grande-Anse Inc. (Saguenay (Qc))

Description du projet

L'Administration portuaire du Saguenay (APS) et l'entreprise québécoise Énergie Grande-Anse Inc. se proposent de construire un terminal d'importation de GNL dans le port de Grande-Anse, sur le fleuve Saguenay, au Québec. La capacité d'expédition initiale serait d'environ $1 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$.

Examen réglementaire

Le projet de Grande-Anse est assujéti à des ÉE en vertu de la LCEE et de la *Loi sur la qualité de l'environnement* du Québec. De plus, le MDDEP doit délivrer un certificat d'autorisation pour que le projet puisse aller de l'avant.

En septembre 2005, Énergie Grande-Anse a présenté à l'ACEE une description préliminaire du projet, déclenchant officiellement le processus fédéral d'évaluation. En vertu de la LCEE, une ÉE est nécessaire parce que l'APS fournira peut-être des terres fédérales pour le projet. D'après la LCEE, la ministre fédérale de l'Environnement est tenue de décider s'il y a lieu de poursuivre l'ÉE au moyen d'une étude approfondie ou de présenter le projet à un médiateur ou à une commission d'examen. Ensuite, le promoteur peut préparer et présenter la documentation nécessaire à l'ÉE.

Projets de GNL dans le Canada atlantique

Trois installations d'importation de GNL sont proposées : celles d'Irving Oil Limited et Repsol YPF à Saint John, celles d'Anadarko Petroleum à Bear Head et celles (doublées d'une usine pétrochimique) de Keltic Petrochemicals et Maple LNG à Goldboro. Les autorisations fédérales et provinciales ont été accordées en 2004 pour les ÉE des projets d'Irving Oil et d'Anadarko. Le projet de Keltic fait actuellement l'objet du processus d'ÉE ou d'examen réglementaire.

Ces installations auraient une capacité d'expédition initiale de $3 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$. Ces projets en sont généralement d'importation pour réexportation puisque la production de gaz naturel au large de la Nouvelle-Écosse comble entièrement la demande de cette région. On s'attend à ce que les installations entrent en service d'ici 2008-2010.

Projet Canaport d'Irving Oil Limited-Repsol YPF (Saint John (N.-B.))
(www.canaportlng.com)

Description du projet

Irving Oil Limited et Repsol YPF proposent de construire, au coût de 750 M\$Cdn, des installations d'importation de GNL (1 10⁹ pi³/j) près du terminal en eau profonde Canaport qu'exploite déjà Irving à Saint John (N.-B.). Ce terminal accueille des pétroliers de plus de 400 000 tonnes en provenance de l'étranger. Le brut est ensuite livré à la raffinerie Irving de Saint John, la plus grande au Canada.

Examen réglementaire

Le projet d'Irving a fait l'objet d'une ÉE en vertu de la LCEE et de la *Loi sur l'assainissement de l'environnement* du Nouveau-Brunswick. Le 6 août 2004, Irving a reçu l'approbation fédérale de l'ÉE. La ministre fédérale de l'Environnement a publié un énoncé de décision positive et a renvoyé le projet aux AR – Transports Canada, le MPO et Environnement Canada – pour la décision. Quelques jours plus tard, le 10 août 2004, le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux (du N.-B.) a accordé l'approbation provinciale nécessaire à l'ÉE. Avant le début des travaux, le promoteur a aussi été obligé de se procurer d'autres approbations, permis ou autorisations nécessaires du fédéral et du provincial.

Autre

En juin 2005, Irving et Repsol ont conclu une entente sur la réalisation du terminal d'importation de GNL. Cette entente forme une nouvelle société, Canaport LNG, qui construira, possédera et exploitera le terminal. La société espagnole Repsol est l'un des plus importants fournisseurs des États-Unis en GNL.

Repsol aura la responsabilité d'assurer tout l'approvisionnement en GNL et tiendra la capacité du terminal et du gazoduc d'interconnexion. Irving commercialisera la GNL dans le Canada atlantique et Repsol fera de même ailleurs au Canada et aux É.-U.

Le terminal d'importation de GNL d'Irving se trouvera à environ 105 km de la frontière américaine. Une partie du GNL sera vendue dans le Canada atlantique et Irving prévoit en utiliser une autre partie comme combustible pour sa propre raffinerie, tout près. Des quantités additionnelles pourraient être vendues à des usines papetières et des centrales électriques locales ainsi que dans le nord-est des États-Unis.

Le déblayage du terrain a été terminé en mai 2005 et la phase initiale des travaux de construction a débuté en septembre 2005. Précédant les principaux travaux de construction, celle-ci consistait à excaver et à niveler l'emplacement. La construction sur terre ferme devrait débuter d'ici le milieu de 2006.

Les promoteurs ont terminé la conception et l'ingénierie de premier plan (FEED) du terminal de GNL, et une demande de propositions pour le contrat IAC a été publiée en juillet 2005. Jusqu'à 700 emplois seront créés une fois les activités de construction à leur sommet. L'installation créera environ 40 emplois permanents à son entrée en service, à la fin 2008.

Projet de GNL de l'Anadarko Petroleum Corporation à Bear Head (déroit de Canso (N.-É.)) (www.anadarko.com)

Description du projet

Anadarko propose de construire, au coût de 650 M\$Cdn, une installation d'importation de $1 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ près de Point Tupper (N.-É.), sur le déroit de Canso. Le 12 août 2004, Anadarko a fait l'acquisition de Access Northeast Energy Inc. (ANE), société privée canadienne qui avait pour seul projet une installation d'importation de GNL à Bear Head (N.-É.). Le développement se déroule sur un terrain de 180 acres désigné pour l'industrie lourde.

Examen réglementaire

Le projet a été assujéti à une ÉE en vertu de la LCEE et de la *Environment Act* de la Nouvelle-Écosse. Le 9 août 2004, ANE a obtenu les approbations fédérale et provinciale de l'ÉE. Elle a aussi dû obtenir tous les autres permis, approbations ou autorisations fédéraux et provinciaux nécessaires avant d'entreprendre les travaux. Le 21 novembre 2005, la Nova Scotia Utility and Review Board a délivré à Anadarko un permis de construction des fondations de béton du socle des réservoirs de l'installation proposée pour Bear Head.

Autre

En août 2005, Anadarko a annoncé qu'elle avait accordé à CB&I un contrat clé en main à prix forfaitaire pour la conception et la construction de deux cuves de stockage de 180 000 mètres cubes (l'équivalent d'environ $3,8 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ de gaz naturel) chacune. Les travaux confiés à CB&I comprennent l'ingénierie, l'acquisition des matériaux et la construction des cuves de stockage, y compris les fondations, l'isolant, la peinture et la tuyauterie jusqu'au niveau du sol, clé en main dans tous les cas. Les travaux d'ingénierie et d'approvisionnement sont en cours.

À la fin de 2004, on a entrepris la planification de la construction, le déblaiement et le nivellement du site et l'amélioration des chemins d'accès en préparation des grands travaux de construction en 2005. La construction des fondations de béton des deux cuves de stockage de GNL a démarré en novembre 2005.

Les gros travaux de construction (ce qui comprend les cuves de stockage, la jetée et les installations d'accostage) devaient débuter au milieu de 2006. Toutefois, le 14 mars 2006,

Anadarko a annoncé qu'elle reportait la construction jusqu'à ce qu'elle trouve des approvisionnements fiables de GNL, probablement au cours des quelques prochains trimestres.

Important producteur américain de pétrole et de gaz naturel actif en Amérique du Nord, au Qatar, en Algérie et au Venezuela, Anadarko a accès à du gaz naturel qui pourrait approvisionner les futures installations de GNL. L'entreprise entend poursuivre la réalisation des travaux du cheminement critique tout en modérant le rythme de la construction jusqu'à la signature d'ententes d'approvisionnement de GNL.

Il est à prévoir que les installations livreront du gaz naturel sur les marchés du Canada atlantique et du nord-est des États-Unis. Coût estimatif : 650 M\$Cdn. Elles devraient entrer en service d'ici la fin de 2008.

Keltic Petrochemicals-Maple LNG (Goldboro (N.-É.)) **www.kelticpetrochemicals.ca**

Description du projet

La société de Halifax Keltic Petrochemicals envisage de construire une usine pétrochimique et des installations de GNL intégrées à Goldboro (N.-É.). Il y aurait plus précisément une usine pétrochimique, un terminal d'importation de GNL, des installations de stockage de gaz naturel, des installations de déméthanisation, une centrale électrique produisant jusqu'à 200 mégawatts ainsi que des infrastructures et des systèmes (services publics et hors site). La proposition comprend la construction d'une autoroute jusqu'à Antigonish. Le projet sera situé dans le Goldboro Industrial Park, sur des terres qui seront achetées de la municipalité du district de Guysborough.

Examen réglementaire

Le projet de Keltic est assujéti à une ÉE tant en vertu de la LCEE que de la *Environment Act* de la Nouvelle-Écosse. En janvier 2005, Keltic a présenté une description du projet au Department of Environment and Labour de la N.-É. qui a déclenché le processus provincial d'ÉE. La ministre responsable a établi que la proposition (y compris l'usine pétrochimique, les installations de GNL, la route publique et la centrale électrique) doivent faire l'objet d'une ÉE de classe 2 en vertu de la *Environment Act*. Le processus en cause comprend des audiences publiques.

Le 8 avril 2005, la province a fourni aux promoteurs le cadre de référence de l'évaluation environnementale de l'usine pétrochimique et de l'installation de GNL. Keltic a au plus deux ans pour préparer un rapport d'ÉE conforme au cadre de référence.

En janvier 2006, à la suite de consultations publiques et de l'examen d'un rapport et d'une recommandation des AR – Transports Canada et le MPO –, la ministre fédérale de l'Environnement a établi qu'une évaluation environnementale approfondie constituait le niveau le plus approprié d'ÉE. L'ÉE de Transports Canada portera sur le quai longitudinal et les installations de stockage et de regazéification du GNL et celle du MPO visera exclusivement le quai longitudinal.

Les AR ont délégué aux promoteurs la préparation du rapport d'étude approfondie (RÉA); une fois prêt, il sera présenté à la ministre de l'Environnement et à l'ACEE. Le public aura alors l'occasion de formuler des observations au sujet des constatations et des recommandations du RÉA avant que la ministre prenne la décision finale. Les AR coordonneront la participation publique exigée par le LCEE avec les consultations sur l'ÉE de la Nouvelle-Écosse.

Autre

Le 15 mars 2006, Keltic et Maple LNG, société canadienne affiliée de deux entreprises d'énergie européenne, ont signé une entente en vertu de laquelle Maple LNG développera et contrôlera le terminal proposé à 100 p. 100 et permettra à Keltic d'avoir accès aux liquides du gaz naturel pour sa propre production pétrochimique. Maple LNG (qui se compose de 4Gas de Rotterdam et de l'entreprise russe Suntera) a d'importants intérêts dans le gaz naturel de Russie.

Le complexe devrait créer plus de 3 000 emplois pendant la construction et 500 emplois à plein temps permanents dès l'entrée en service. La construction devrait prendre environ trois ans. Le coût du complexe, qui pourrait entrer en exploitation dès 2009, est évalué à 4 milliards de dollars canadiens.

ACCÈS À L'INFRASTRUCTURE DE GAZODUCS

La construction de tout terminal canadien d'importation de GNL exige, en plus d'un investissement d'environ 500 millions de dollars canadiens, une capacité de transport par gazoduc vers les marchés de consommation. Tout dépendant des circonstances, il faut alors amplifier (en augmentant la compression), prolonger ou inverser un système de canalisations existantes ou encore construire un nouveau réseau de gazoducs.

Maritimes and Northeast Pipeline (MNP)

(www.mnpp.com)

Le Maritimes & Northeast Pipeline (MNP) est un gazoduc de transport qui a été construit pour transporter le gaz naturel du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, à environ 200 km (ou environ 108 milles marin) au large de la Nouvelle-Écosse, sur 1 300 km jusqu'aux marchés du Canada atlantique et du nord-est des États-Unis. Construit en 1999, le MNP est composé de canalisations de 30 pouces et de 24 pouces qui vont des

installations de traitement du gaz naturel du Projet énergétique de l'île de Sable à Goldboro (N.-É.) et traversent ensuite la Nouvelle-Écosse et pénètrent au Nouveau-Brunswick avant de bifurquer vers le sud, en direction du Maine, du New Hampshire et du Massachusetts.

La partie canadienne du gazoduc a une capacité nominale de plus de $600 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$; elle approvisionne en gaz naturel le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse au moyen de quatre gazoducs d'embranchement : vers Saint John et vers Moncton (N.-B.), vers Point Tupper et vers Halifax (N.-É.). La partie américaine du gazoduc, d'une capacité nominale d'environ $400 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$, est interconnectée avec trois systèmes pipeliniers américains, ceux du Portland Natural Gas Transmission System, du Tennessee Gas Transmission et du Algonquin Gas Transmission. Le débit actuel de la partie canadienne du gazoduc MNP est d'environ $420 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$, ou presque 70 p. 100 de la capacité nominale.

Au début de 2005, MNP a fait un sondage général afin d'évaluer l'intérêt du marché pour l'expansion de son système. En juillet 2005, MNP et Anadarko ont signé une entente sur le transport de $793 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ de gaz naturel depuis le terminal de GNL de Bear Head, dont la construction est proposée près de Point Tupper (N.-É.), et avec Repsol pour le transport de $732 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ depuis le terminal de GNL Canaport, dont la construction est proposée près de Saint John (N.-B.).

Le 6 janvier 2006, MNP a présenté à l'ONE et à l'ACEE des descriptions de projet des deux expansions de pipelines liées au projet de GNL (Bear Head Pipeline et Brunswick Pipeline). Le but était de déclencher le processus fédéral d'ÉE et de décrire généralement les projets proposés.

Le projet pipelinier de Bear Head se compose de la construction et de l'exploitation d'un gazoduc de 30 pouces qui s'étendra sur 55 km depuis l'installation proposée de regazéification du GNL, à Bear Head (N.-É.) – actuellement en construction – jusqu'à un point donné, le long du gazoduc principal de MNP, près de Goldboro (N.-É.).

MNP propose aussi de construire un gazoduc de transport de gaz naturel d'une circonférence de 30 pouces – le Brunswick Pipeline Project – sur 145 km depuis l'installation proposée Canaport, à Mispec Point, près de Saint John (N.-B.) – actuellement en construction – jusqu'à la frontière internationale, près de St. Stephen, et jusqu'au compresseur situé à Baileyville, dans le Maine.

Le 16 mars 2006, le président de l'ONE a envoyé à la ministre de l'Environnement une lettre recommandant, au nom des AR, que le Brunswick Pipeline Project soit présenté à une commission d'examen; il a aussi demandé, avec l'accord des autres AR et de l'ACEE, que l'ONE se charge de cet examen en vertu des dispositions de substitution de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*.

Les deux projets nécessitent des approbations fédérale et provinciale subséquentes à l'ÉE, y compris un certificat de commodité et de nécessité publiques de la part de l'ONE. D'ici

le milieu de 2006, MNP prévoit présenter à l'ONE, en vertu de l'article 52 de la *Loi sur l'ONE*, des demandes d'autorisation de construire, de posséder et d'exploiter les deux gazoducs et les installations connexes.

CONCLUSION

Selon les projections des analystes de l'industrie et du gouvernement, la demande nord-américaine de gaz naturel devrait continuer de croître et les producteurs nationaux de gaz naturel continueront d'être de moins en moins capables d'y répondre. Augmenter les importations de gaz naturel liquide est l'une des façons de répondre à la hausse prévue de la demande. Il semble probable que, d'ici la fin de la décennie, les installations nord-américaines d'approvisionnement en gaz naturel incluront au moins une ou deux installations canadiennes d'importation de GNL.

LIENS UTILES

Pour de l'information exacte et à jour à propos du statut des ÉE fédérale-provinciale des projets canadiens d'importation de GNL, veuillez consulter les sites web ci-dessous. Ils contiennent aussi de l'information utile sur les processus d'ÉE et de réglementation fédéraux (ONE, ACEE) et provinciaux (C.-B., Québec, N.-B. et N.-É.).

Niveau fédéral

- Office national de l'énergie
<http://www.neb-one.gc.ca>
- Agence canadienne d'évaluation environnementale
<http://www.acee.gc.ca>

Niveau provincial

- British Columbia Environmental Assessment Office
<http://www.eao.gov.bc.ca>
- Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (du Québec)
<http://www.mddep.gouv.qc.ca/index.asp>
- Nova Scotia Environment and Labour
<http://www.gov.ns.ca/enla/>

- Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux (du Nouveau-Brunswick)
<http://www.gnb.ca/0009/0377/0002/0002-f.asp>

Avril 2006
Division du gaz naturel
Direction des ressources pétrolières
Secteur de la politique énergétique