



Projets canadiens d'importation de gaz naturel liquéfié (GNL) : Mise à jour de septembre 2006

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



Natural Resources
Canada

Ressources naturelles
Canada

Canada

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	2
PROJETS CANADIENS D'IMPORTATION DE GNL	2
LIENS UTILES SUR LE GNL	4
Fédéral	4
Provincial	4
Autorités portuaires canadiennes	4
FICHES DE RENSEIGNEMENTS SUR LES PROJETS DE GNL	5
WestPac	5
Kitimat	6
Rabaska	7
Énergie Grande-Anse	8
Énergie Cacouna	9
Canaport	10
Keltic Petrochemicals	11
Bear Head	12
FICHES DE RENSEIGNEMENTS SUR LES PROJETS DE GAZODUCS ASSOCIÉS .	13
Gazoduc Brunswick	13
Kitimat to Summit Lake (KSL) Pipeline	14

PROJETS CANADIENS D'IMPORTATION DE GNL : MISE À JOUR DE SEPTEMBRE 2006¹

INTRODUCTION

De tout temps, l'Amérique du Nord a puisé ses approvisionnements en gaz naturel à l'intérieur de son territoire, et a complété cet approvisionnement par de très petites quantités de gaz naturel liquéfié (GNL) importé de l'étranger. De nos jours, cependant, les réservoirs conventionnels et les secteurs de production de l'ouest du Canada et de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis (qui fournit environ 65 % du gaz naturel de l'Amérique du Nord), sont parvenus à maturité, et il faut que les forages avancent rapidement pour maintenir la production à ses niveaux actuels. Par ailleurs, la demande en gaz naturel continue d'être élevée.

Pour répondre à cette croissance prévue de la demande, il faut trouver de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz naturel, y compris des importations accrues de GNL. Il y a présentement plus de soixante propositions de projets d'importation de GNL 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 GNL, 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 :

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

Trois projets de GNL – Canaport LNG, situé à Saint John (N.-B.), Bear Head LNG, près de Port Hawkesbury, (N.-É.), et Kitimat LNG (C.-B.) – ont reçu les approbations fédérales et provinciales relatives aux ÉE. Si les promoteurs continuent d'aller de l'avant avec ces projets, ces installations de GNL pourraient entrer en service d'ici 2008-2009. Quatre autres projets canadiens de GNL sont rendus à différentes étapes du processus d'ÉE ou d'examen réglementaire et pourraient entrer en

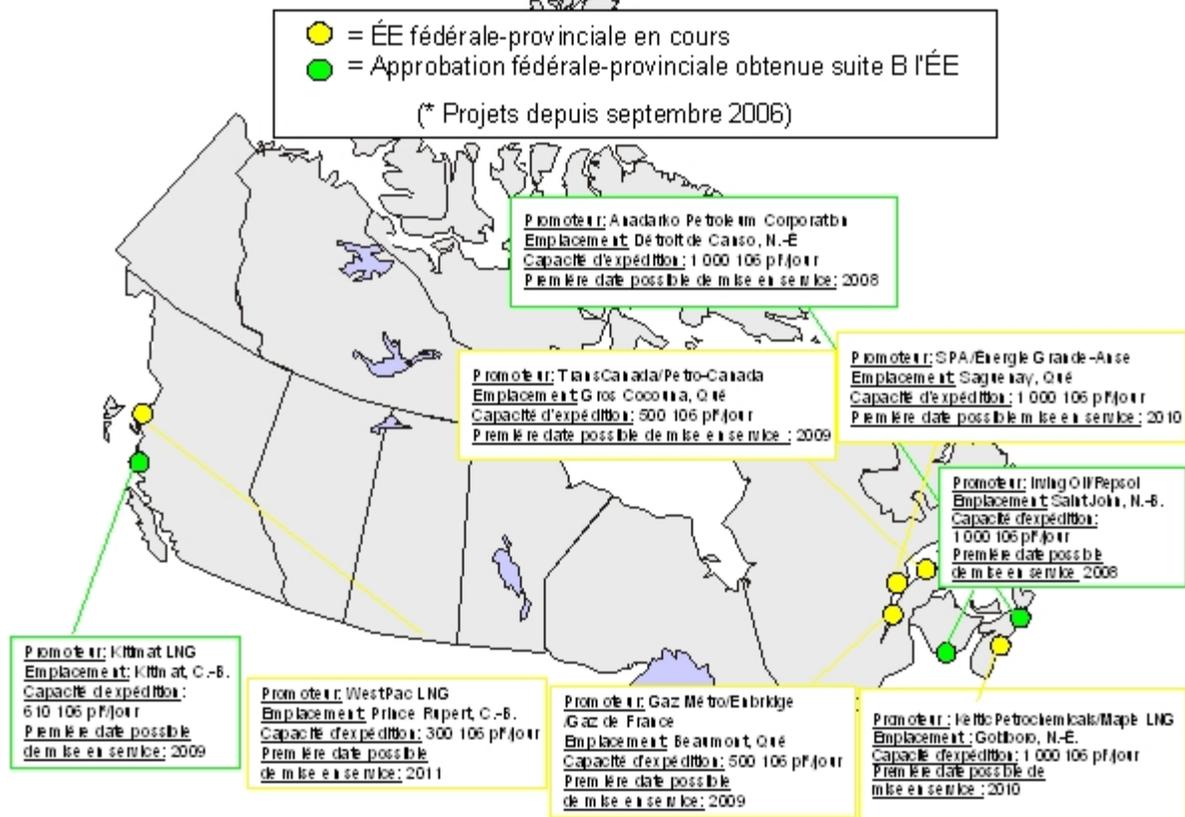
¹Ressources naturelles Canada a préparé le présent rapport à l'aide d'information accessible au public. Le Ministère s'efforce de voir à ce que les renseignements soient aussi actuels et exacts que possible, mais souligne qu'ils peuvent changer, selon l'état d'avancement des projets.

service d'ici à 2009-2010. Le dernier projet – parrainé par WestPac LNG Corporation (WestPac) en Colombie-Britannique – a amorcé le processus d'examen réglementaire en juin 2006. WestPac a indiqué que son terminal d'importation de GNL pourrait entrer en service en 2011.

Les projets de GNL envisagés pour le Canada atlantique sont, en majeure partie, des « projets d'importation pour réexportation », la demande pour du gaz naturel dans le Canada atlantique étant entièrement comblée par la production de gaz naturel au large des côtes de la Nouvelle-Écosse. Les projets de GNL du Québec constitueraient une alternative aux marchés de l'est du Canada, le Québec dépendant pratiquement entièrement de l'ouest du Canada pour son approvisionnement en gaz naturel. Les projets proposés en C.-B. sont en grande partie destinés à alimenter les consommateurs de l'île de Vancouver et du Lower Mainland en gaz naturel.

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

Projets de terminaux canadiens d'importation de GNL*



Ces installations d'importation de GNL 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. En plus d'un investissement approximatif de 500 millions de dollars canadiens pour chaque projet, le développement de tout terminal canadien d'importation de GNL exigera un accès à l'infrastructure de gazoducs pour transporter le gaz naturel du terminal de GNL aux marchés des consommateurs. Dans certains cas,

cela supposera l'expansion, le prolongement ou l' inversion d'un réseau existant de gazoducs, alors que dans d'autres cas, un nouveau réseau devra être construit.

Deux propositions de gazoducs associés au GNL – le Brunswick Pipeline Project et le projet de gazoduc Kitimat à Summit Lake – sont présentement rendus à l'étape d'ÉE / d'examen réglementaire, dans le Canada atlantique et en Colombie-Britannique, respectivement.

Une page de description et des fiches sur le statut de chacune des propositions de projets canadiens d'importation de GNL et de gazoducs associés au GNL sont jointes au présent rapport.

LIENS UTILES SUR LE GNL

Pour de l'information exacte et à jour à propos du statut des propositions de projets canadiens d'importation de GNL, veuillez visiter les sites Web suivants. Ces sites contiennent également de l'information utile sur les processus d'ÉE et d'examen réglementaire fédéraux (ONE, ACEE) et provinciaux (Colombie-Britannique, Québec, Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Écosse).

Fédéral

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

Provincial

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

Autorités portuaires canadiennes

- Prince Rupert Port Authority
<http://www.rupertport.com/>
- Administration portuaire du Saguenay
<http://www.portsaguenay.ca/>

FICHES DE RENSEIGNEMENTS SUR LES PROJETS DE GNL

WestPac LNG Corporation (Prince Rupert C.-B.)

Description du projet

- WestPac LNG Corporation (WestPac), établie à Calgary, propose un terminal de réception et de transbordement sur l'île Ridley, un parc industriel d'environ 11 km à l'extérieur de la ville portuaire. L'installation de GNL de 350 millions de dollars canadiens utiliserait des quais de l'île Ridley qui ont servi, à l'époque, à l'expédition du charbon.
- WestPac prévoit décharger le GNL sur l'île Ridley, le transférer à des cuves de stockage isolées puis le charger sur de petites barges pour livraison sur les marchés de l'île de Vancouver et du Lower Mainland.
- En décembre 2004, WestPac a signé un bail immobilier de 30 ans avec la Prince Rupert Port Authority (PRPA) pour pouvoir construire son terminal d'importation sur des terres de celle-ci. Par cette entente, WestPac obtient le droit exclusif de construire des installations de GNL sur 100 acres de terres à usage industriel de l'île Ridley.
- La capacité d'expédition minimale initiale de cette installation d'importation de GNL est évaluée à 150 millions de pieds cubes par jour; sa capacité maximale serait de 500 millions de pieds cubes par jour. Elle devrait créer 300 emplois durant la construction et environ 30 emplois une fois en service en 2011.

Examen réglementaire

- Le 6 juin 2006, WestPac a déposé une description de projet (DP) officielle auprès de la PRPA, amorçant officiellement le processus d'examen réglementaire et d'ÉE pour le projet. WestPac a retenu les services de la société nationale d'experts-conseils Jacques Whitford pour procéder à l'ÉE. Le processus d'ÉE devrait durer environ deux ans.
- Le document a été déposé auprès de la PRPA pour que cette organisation amorce la coordination fédérale de façon à déterminer si une ÉE est exigée en vertu du *Règlement sur l'évaluation environnementale concernant les administrations portuaires canadiennes* et de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE)*. Cette approche a été suivie parce que le projet proposé se déroulerait entièrement sur des terres fédérales et dans les limites du port de Prince Rupert.
- Comme elle devra émettre un bail pour l'utilisation des terres fédérales de la Couronne et des terres submergées du port de Prince Rupert, la PRPA doit mener une ÉE sur tous les aspects du projet. D'autres autorités fédérales ont un pouvoir plus limité en relation avec les permis qui pourraient être exigés pour la jetée, qui ne représente qu'un élément parmi tous ceux qu'englobe le projet.
- Dans le cadre de son rôle de responsable de l'ÉE, la PRPA devra assurer la coordination de ses activités d'ÉE avec les ministères fédéraux, qui sont déterminés à assumer des responsabilités par l'intermédiaire de l'ACEE. Comme le projet sera construit entièrement sur des terres et dans des eaux de mer de compétence fédérale, la *British Columbia Environmental Assessment Act (BCEAA)* n'aura pas à être appliquée.

Site Web de la société : www.westpaclng.com

Kitimat LNG Inc. (Kitimat, C.-B.)

Description du projet

- Kitimat LNG Inc. (Kitimat), une société de Calgary, propose de construire, de posséder et d'exploiter un terminal d'importation de GNL de 500 millions de dollars canadiens à Bish Cove près du port de Kitimat.
- Le terminal 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 Gas Transmission (Westcoast).
- La capacité initiale d'expédition de gaz naturel sera de 610 millions de pieds cubes par jour.
- Kitimat compte débiter la construction à l'automne 2006 et amorcer l'exploitation en 2009. La construction du terminal de GNL devrait entraîner la création d'environ 700 emplois et 50 postes permanents à temps plein quand l'installation sera exploitée commercialement.

Examen réglementaire

- Le projet est assujéti à une ÉE en vertu de la LCEE et de la BCEAA. Le projet doit obtenir un certificat d'approbation de projet en vertu de la BCEAA.
- Le British Columbia Environmental Assessment Office (BCEAO) et les autorités fédérales responsables (AR) – Transport Canada, Environnement Canada et Affaires indiennes et du Nord Canada (AINC) – ont harmonisé le processus d'ÉE et préparé un rapport d'étude approfondie (RÉA) qu'ils ont présenté à la ministre fédérale de l'Environnement, au ministre provincial de l'Environnement et au ministre provincial de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières le 26 avril 2006.
- Kitimat a reçu un certificat d'ÉE du BCEAO le 6 juin 2006. Le 1^{er} août 2006, la ministre fédérale de l'Environnement a publié un énoncé de décision positive et renvoyé le projet aux AR pour la décision.

Autre

- Le 26 avril 2006, Kitimat et la Première nation Haisla ont finalisé une entente sur les répercussions et avantages. L'entente accorde à la Première nation Haisla la possibilité d'acheter des actions de Kitimat LNG, des normes minimales d'emploi, y compris de la formation, de même que des possibilités d'approvisionnement.
- Kitimat souhaite également s'assurer d'un approvisionnement de GNL et négociera avec les sociétés de production en Indonésie, en Malaisie, en Bolivie et en Australie. Kitimat espère conclure un protocole d'entente (PE) avec un fournisseur éventuel au début de 2007.

Site Web de la société : www.kitimatlng.com

Projet de GNL Rabaska de Gaz Métro / Enbridge Inc. / Gaz de France (Beaumont (Qc))

Description du projet

- Gaz Métro, Enbridge et Gaz de France proposent de construire un terminal d'importation de 500 millions de pieds cubes par jour de GNL dans la région de Ville Guay-Beaumont, au Québec. Devant coûter 700 millions de dollars, 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, au Québec.
- Gaz Métro et Enbridge prévoient financer le projet conjointement, Gaz de France devant s'occuper de l'approvisionnement en GNL et fournir l'appui pour le transport. La plus grande partie du gaz naturel du projet sera achetée par Gaz Métro et Enbridge (sociétés de distribution de gaz naturel) pour répondre aux besoins croissants des consommateurs. Le reste du gaz naturel sera acheté directement par des clients industriels et commerciaux du Québec et de l'Ontario. Tout excédent pourra être acheminé vers le nord-est des États-Unis.
- Environ 3 460 emplois directs et indirects seront créés au cours de la période de construction. L'installation de GNL, qui devrait entrer en service en 2009, créera environ 70 postes à temps plein.

Examen réglementaire

- Le projet 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 une certification 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 des Océans (MPO), Transports Canada et l'Office des transports du Canada (OTC) – 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 janvier 2006 au MDDEP et à l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE). 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 commencer 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 en relation avec le processus d'ÉE du projet Rabaska jusqu'à ce qu'on le sollicite officiellement par le dépôt d'une demande de gazoduc aux termes de la *Loi sur l'ONE*.

Site Web de la société : www.rabaska.net

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

Description du projet

- L'autorité 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 milliard de pieds cubes par jour.

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.

Site Web de la société : aucune

Projet Énergie Cacouna de TransCanada / Petro-Canada (Gros Cacouna (Qc))

Description du projet

- TransCanada, en partenariat avec Petro-Canada, entend construire, à un coût de 660 millions de dollars canadiens, un terminal de 500 millions de pieds cubes par jour de GNL sur l'île de Gros Cacouna, au Québec, à environ 15 km au nord-est de Rivière-du-Loup. Le terminal serait adjacent au port existant, sur un terrain loué de Transports Canada.
- Le gaz naturel du terminal serait transporté, au moyen d'un nouveau gazoduc de 240 km, à l'infrastructure de gazoducs existante au Québec. Le Québec, l'Ontario et le nord-est des États-Uns sont les marchés ciblés pour la vente du gaz naturel.
- Si les approbations requises sont obtenus, l'installation d'importation de GNL devrait entrer en service d'ici 2009. Elle créerait environ 2 000 années personnes en emplois directs au cours de la période de trois ans prévue pour la construction, et 35 postes à long terme pour exploiter l'installation d'importation de GNL.

Examen réglementaire

- Le Projet Énergie Cacouna Energy 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 certification d'autorisation.
- En août 2005, la ministre fédérale de l'Environnement a conclu 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 – Transports Canada et le MPO – à propos de la détermination du processus d'ÉE pour le projet.
- L'étude d'impact environnemental (ÉIE) a été déposée auprès du MDDEP et de la LCEE en mai et en juin 2005, respectivement. Le 22 février 2006, le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) a annoncé le début d'une période de consultation et d'information publiques de 45 journées au Québec. Le 23 mars 2006, le ministère de l'Environnement du Québec a informé le BAPE qu'il aurait à organiser des audiences publiques. Le processus du BAPE dure quatre mois. Le rapport de la commission devrait être présenté au ministre de l'Environnement le 8 septembre 2006.

Autre

- TransCanada compte exploiter les installations de GNL alors que Petro-Canada fournirait les approvisionnements nécessaires en GNL. En octobre 2004, Petro-Canada et Gazprom (énorme société d'État russe de gaz naturel) ont signé un protocole d'entente pour une étude de la possibilité d'établir conjointement une usine de liquéfaction près de St-Pétersbourg, en Russie, laquelle pourrait livrer du GNL à l'installation du Gros Cacouna.
- Cette entente éventuelle doit obtenir des assurances diplomatiques parce que Gazprom est contrôlée par le gouvernement russe. Dans une déclaration conjointe le 15 juin 2006, le jour précédant le début officiel du Sommet du G-8 à St-Pétersbourg, en Russie, le premier ministre canadien Stephen Harper et le président russe Vladimir Putin ont endossé le marché du secteur privé et souhaité « travailler pour faciliter » une collaboration étroite entre leurs secteurs énergétiques, en particulier dans le domaine du GNL.

Site Web de la société : www.cacounaenergy.ca

Projet Canaport d'Irving Oil Limited-Repsol YPF SA (Saint John, N.-B.)

Description du projet

- Irving Oil Limited (Irving) et Repsol YPF SA (Repsol) proposent de construire, au coût de 750 millions de dollars canadiens, des installations d'importation de GNL de 1 milliard de pieds cubes par jour près du terminal en eaux profondes Canaport qu'exploite déjà Irving à Saint John, (N.-B.). Le terminal de Canaport accueille des pétroliers de plus de 400 000 tonnes en provenance de l'étranger. Le projet a été mis de l'avant par Irving.
- 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 site a été terminé en mai 2005, l'excavation et le nivellement ont commencé en septembre 2005 et la construction sur terre ferme au milieu de 2006.
- Les activités du projet devraient débuter à la fin de 2008. Au moment de sa mise en service, le terminal aura une capacité d'expédition d'un milliard de pieds cubes par jour de gaz naturel, avec une capacité maximale de 1,2 milliard de pieds cubes par jour qui pourrait être portée à 2 milliards de pieds cubes lorsque le marché aura besoin d'un approvisionnement accru en gaz naturel. 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 de 2008.

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, le projet a reçu l'approbation fédérale de l'ÉE. La ministre fédérale de l'Environnement a publié un énoncé de décision positive et renvoyé le projet aux AR – Transport Canada, le MPO et Environnement Canada – pour la décision. Quelques jours plus tard, soit le 10 août 2004, le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick a accordé l'approbation provinciale nécessaire à l'ÉE. Le projet 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.
- Une filiale indirecte de Repsol, Repsol Canada, a obtenu le contrat lui octroyant 100 % de la capacité du terminal de Canaport GNL à long terme et sera importateur de GNL au Canada, expéditeur de GNL regazéifié sur le Brunswick Pipeline au Canada et exportateur de GNL regazéifié vers les États-Unis.

Site Web de la société : www.canaportlng.com

Keltic Petrochemicals / Maple LNG (Goldboro (N.-É.))

Description du projet

- La société de Halifax Keltic Petrochemicals (Keltic), en partenariat avec Maple LNG, 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 connexes (services publics et hors site). Le projet sera situé dans le Goldboro Industrial Park, sur des terres qui seront achetées de la municipalité du district de Guysborough.
- La construction du 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.

Examen réglementaire

- Le projet de Keltic est assujéti à des ÉE en vertu de la LCEE et 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 Nouvelle-Écosse, 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.
- En janvier 2006, à la suite des consultations publiques et de l'examen d'un rapport et d'une recommandation de Transports Canada et du MPO (AR), 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 de MPO visera exclusivement le quai longitudinal.
- Les AR ont délégué aux promoteurs la préparation du rapport d'étude approfondi (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 ses 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.

Site Web de la société : www.kelticpetrochemicals.ca

Projet de GNL de l'Anadarko Petroleum Corporation à Bear Head (détroit de Canso (N.-É.))

Description du projet

- Anadarko propose de construire une installation d'importation de GNL d'un milliard de pieds cubes par jour près de Point Tupper (N.-É.), sur le détroit 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 à Bear Head (N.-É.). Le développement se déroule sur un terrain de 180 acres désigné pour l'industrie lourde.
- L'installation de GNL devrait expédier du gaz naturel vers les marchés du Canada atlantique et du nord-est des États-Unis. Les coûts de l'installation de GNL sont évalués à 650 millions de dollars canadiens et devrait amorcer son exploitation commerciale à la fin de 2008.

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 fédérales et provinciales 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, le 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

- 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 débiter 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 en GNL, probablement au cours des quelques trimestres subséquents.
- Le 10 juillet 2006, Anadarko a accepté de vendre son projet de GNL Bear Head à US Venture Energy, un groupe privé de détenteurs d'actions établi à Paris, qui compte reprendre la construction du terminal de GNL à l'automne, que l'approvisionnement en GNL soit fiable ou non.
- En vertu des modalités de l'entente avec US Venture Energy, Anadarko recevra 125 millions de dollars américains pour les actifs et l'approbation du terminal de GNL, et se prévaudra d'une option de 18 mois pour assurer une capacité de débit pouvant aller jusqu'à 350 millions de pieds cubes par jour au terminal de GNL à des tarifs concurrentiels. La période d'option débutera une fois la transaction conclue, normalement d'ici 30 jours. Le marché avec US Venture Energy exclut l'entente de transport conclue entre Anadarko et MNP en juillet 2005.

Site Web de la société : www.bearheadlng.ca

FICHES DE RENSEIGNEMENTS SUR LES PROJETS DE GAZODUCS ASSOCIÉS

Emera Brunswick Pipeline Company Ltd. – Projet de gazoduc Brunswick

Description du projet

- Le Brunswick Pipeline relierait le terminal de GNL de Canaport situé à Mispec Point près de Saint John (N.-B.) aux marchés de gaz naturel du Canada atlantique et du nord-est des États-Unis. Le projet de gazoduc Brunswick, composé de canalisations de 30 pouces et d'une longueur de 145 km, traverserait le sud-ouest du Nouveau-Brunswick du terminal (présentement en construction) jusqu'à la partie américaine du Maritimes and Northeast Pipeline (MNP) à la frontière internationale près de St-Stephen, puis jusqu'au compresseur situé à Baileyville, dans le Maine.
- Le Brunswick Pipeline ne serait pas intégré au gazoduc canadien MNP. MNP a amorcé le développement du projet sur une base autonome, de sorte qu'il demeure séparé du reste du réseau. Le 15 mai 2006, MNP a transféré tous ses droits et intérêts dans le Brunswick Pipeline Project à Emera Brunswick Pipeline Company (EBPC). EBPC est entièrement détenue par Emera Inc., une société énergétique et de services établie dans le Canada atlantique qui compte plus de 4 milliards en actifs. Emera Inc. était un investisseur de MNP depuis ses débuts en 1999. Emera détient présentement 12,9 % de MNP.

Examen réglementaire

- Le 6 janvier 2006, MNP a présenté une description de projet (DP). Le but de la DP était de déclencher le processus fédéral d'ÉE et de décrire de façon générale les projets proposés.
- Le 23 mai 2006, EBPC a fait une demande de certificat de commodité et de nécessité publiques à l'ONE en vertu de l'article 52 de la *Loi sur l'ONE* autorisant EBPC à construire et à exploiter le Brunswick Pipeline.
- L'ONE, le MPO, Transports Canada, Environnement Canada et l'OTC sont les AR du projet et devront veiller à ce qu'une ÉE soit effectuée pour le projet. Le projet a été renvoyé à un comité d'examen en vertu de l'article 25 de la LCEE. Le processus de l'ONE servira de substitut à une ÉE par un comité d'examen, comme le prévoit l'article 43 de la LCEE.
- Ce sera la première demande relative aux dispositions de substitution de la LCEE depuis la proclamation de la Loi originale en 1995; cette demande sera donc considérée comme un essai en vue d'évaluer l'application de ces dispositions. La substitution a été approuvée par l'honorable Rona Ambrose, ministre de l'Environnement et ministre responsable de la LCEE. La substitution du processus de l'ONE se traduira par une application plus efficace et efficace du processus fédéral d'ÉE en relation avec la proposition de Brunswick Pipeline Project, évitant les dédoublements tout en assurant que le public a la possibilité de donner son point de vue au comité de l'ONE.
- L'ONE tiendra une audience publique orale, qui commencera le 6 novembre 2006 à Saint John, au Nouveau-Brunswick. Les séances de l'ONE permettront de recueillir les témoignages et les points de vue des personnes intéressées par la demande. La construction du Brunswick Pipeline devrait débuter en 2007 et sa mise en service est prévue pour novembre 2008.

Site Web de la société : www.brunswickpipeline.com

Pacific Trail Pipelines Limited Partnership – Projet Kitimat to Summit Lake (KSL) Pipeline

Description du projet

- Le 17 juillet 2006, Pacific Northern Gas Ltd. (PNG) et Kitimat LNG Inc. ont formé le Pacific Trail Pipelines Limited Partnership. Pacific Trail Pipelines, une société en participation par actions à 50-50, a été mise sur pied pour construire un nouveau gazoduc de Kitimat à Summit Lake, en Colombie-Britannique (le projet KSL). Le gazoduc KSL serait composé de canalisations de 30 ou 36 pouces de diamètre d'une longueur de 470 km et des installations de compression requises, pour un coût évalué à 900 millions et 1,2 milliards de dollars canadiens, respectivement.
- Le gazoduc déjà exploité par PNG s'étend d'une interconnexion avec le réseau Duke Energy Gas Transmission (DEGT) à Summit Lake, aux eaux sujettes aux marées de Kitimat et Prince Rupert, et il dessert 12 communautés et nombre d'installations industrielles. Dans le nord-est, Pacific Northern Gas (N.E.) Ltd., une filiale de PNG, offre des services de distribution du gaz naturel dans les régions de Dawson Creek, Fort St. John et Tumbler Ridge. Le gazoduc KSL serait en majeure partie parallèle au réseau existant de PNG entre Kitimat et Summit Lake.
- Le gaz expédié du terminal proposé pour l'importation de GNL à Kitimat jusqu'à Bish Cove serait transporté sur le gazoduc KSL jusqu'à une interconnexion avec le DEGT à Summit Lake. De là, le gaz naturel pourrait être expédié vers l'ouest en Alberta, ou vers le sud dans le Lower Mainland de la C.-B. et l'état de Washington, pour ensuite être transporté vers d'autres marchés des États-Unis comme la Californie.
- Une fois le projet KSL terminé, le gazoduc existant de PNG serait transféré à Pacific Trail Pipelines et intégré au gazoduc KSL. La capacité totale serait augmentée à environ 115 millions de pieds cubes par jour pour permettre à Pacific Trail Pipelines d'accepter l'expédition allant jusqu'à 1 milliard de pieds cubes par jour de gaz naturel provenant de l'installation de GNL. Le réseau intégré fonctionnera dans les deux sens, de sorte que le gaz naturel puisse s'écouler de l'ouest vers l'est ou de l'est vers l'ouest pour que DEGT puisse l'expédier ou le recevoir.
- Pacific Trail Pipelines compte débiter la construction du projet KSL dès le premier trimestre de 2008.

Examen réglementaire

- PNG a amorcé le processus d'examen réglementaire environnemental pour le projet KSL en déposant une description de projet (DP) auprès du BCEAO en septembre 2005. Pacific Trail Pipelines compte maintenant déposer les demandes réglementaires auprès de la BC Utilities Commission, du BCEAO et de l'ACEE au début du printemps 2007.
- Le trajet du projet de KSL sera déterminé au moyen d'études de terrain techniques et de consultations avec les Premières nations, le public et les autorités réglementaires. Le droit de passage de PNG sera utilisé le cas échéant.

Site Web de la société : http://www.png.ca/company_ksl.cfm