



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Le rôle du Canada dans le marché mondial du GNL

Évaluation du marché
de l'énergie
Juillet 2017

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement. Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le présenter à cette fin, au même titre que tout autre document public. Une partie qui agit ainsi fait sienne l'information déposée et pourrait devoir répondre à des questions sur celle-ci.

Le présent rapport ne fournit aucune indication relativement à l'approbation ou au rejet d'une quelconque demande. L'Office étudie chaque demande en contexte, en se fondant sur les documents qui lui sont présentés en preuve.

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational, and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board (NEB or Board), provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the NEB is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of, the NEB. For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please email: info@neb-one.gc.ca.

If a party wishes to rely on material from this report in any regulatory proceeding before the NEB, it may submit the material, just as it may submit any public document. Under these circumstances, the submitting party in effect adopts the material and that party could be required to answer questions pertaining to the material.

This report does not provide any indications of whether or not any application will be approved. The NEB will decide on specific applications based on the material in evidence before it at that time.

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2017

Le rôle du Canada dans le marché mondial du GNL – Évaluation du marché de l'énergie.

N° de cat. : NE23-190/2017F-PDF

ISBN : 978-0-660-08994-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2017

Canada's Role in the Global LNG Market - Energy Market Assessment

Cat. No.: NE23-190/2017E-PDF

ISBN: 978-0-660-08993-5

This report is published separately in both official languages and is available upon request in multiple formats.

À propos de l'Office national de l'énergie

L'[Office national de l'énergie](#) est un organisme de réglementation national indépendant du secteur de l'énergie. Ses responsabilités comprennent notamment la réglementation de la construction, de l'exploitation et de la cessation d'exploitation des pipelines qui franchissent les frontières provinciales ou internationales, la réglementation des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées, la réglementation des importations de gaz naturel et des exportations de pétrole brut, de liquides de gaz naturel, de gaz naturel, de produits pétroliers raffinés et d'électricité, ainsi que la réglementation des activités d'exploration et de production pétrolières et gazières dans certaines régions. Il a aussi pour mandat de fournir des renseignements et des avis opportuns, justes et objectifs sur les questions énergétiques.

Selon l'énoncé du résultat stratégique de l'Office, la réglementation des pipelines et des lignes de transport d'électricité, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie contribue à assurer la sécurité des Canadiens et Canadiennes, la protection de l'environnement et l'efficacité de l'infrastructure et des marchés énergétiques, dans le respect des droits et des intérêts des parties touchées par les décisions et les recommandations de l'Office.

Les principales responsabilités de l'Office consistent à réglementer ce qui suit :

- La construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des pipelines qui franchissent des frontières internationales ou des limites provinciales ou territoriales.
- Les droits et tarifs pipeliniers.
- La construction et l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées.
- Les importations de gaz naturel et les exportations de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel, de produits pétroliers raffinés et d'électricité.
- Les activités d'exploration et de production pétrolières et gazières dans certaines zones désignées du Nord et en mer.

À propos du présent rapport

Dans l'exercice de ses responsabilités réglementaires, l'Office surveille les marchés de l'énergie et évalue les besoins énergétiques et les perspectives du Canada. Le présent rapport, *Le rôle du Canada dans le marché mondial du GNL*, fait partie d'une série de documents sur l'offre, la demande et l'infrastructure énergétiques que l'Office publie régulièrement dans le cadre de sa surveillance.

Collaborateurs à la rédaction du rapport : Colette Craig (chef de projet), Kinsey Nickerson et Jennifer Petrie.

Merci d'envoyer vos questions ou commentaires par courriel, à energy-energie@neb-one.gc.ca.

Table des matières

Résumé	1
Introduction.	2
Chaîne d’approvisionnement	2
Pourquoi le GNL?	3
L’industrie du GNL au Canada	4
État actuel de l’industrie du gaz naturel en Amérique du Nord .	4
État actuel de l’industrie du GNL au Canada.	7
Projets de GNL envisagés au Canada	8
L’industrie du GNL aux États-Unis	10
Répercussions de la mise en valeur du GNL aux États-Unis pour le Canada	11
Le marché mondial du GNL.	13
Offre de GNL à l’échelle mondiale	13
Demande mondiale de GNL	15
Prix du GNL à l’échelle mondiale	16
Tendances mondiales en matière de GNL	17
L’avenir de l’industrie du GNL au Canada	18
Avantages	18
Désavantages concurrentiels	18
Incertitudes.	19
Annexes	20
Annexe 1 : Licences d’exportation de GNL accordées par l’Office national de l’énergie du Canada	20
Annexe 2 : Projets de regazéification aux États-Unis	22

Résumé

Le Canada dispose d'une abondance de gaz naturel et en produit beaucoup plus qu'il n'en faut pour répondre à la demande intérieure. Les États-Unis sont depuis longtemps le premier marché d'exportation pour l'excédent de production de gaz naturel du Canada, mais la production croissante de [gaz de schiste](#) aux États-Unis a réduit la demande sur ce marché. Par conséquent, les producteurs canadiens (et américains) ont commencé à se tourner vers les marchés outre-mer pour écouler leur produit sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL). Les écarts de prix entre le marché gazier nord-américain et le marché mondial du GNL étaient assez importants pour justifier l'aménagement d'installations et les coûts du transport à grande distance liés au commerce du GNL; toutefois, ces écarts ont diminué.

Un certain nombre de projets de GNL ont été proposés au Canada, sur la côte Ouest et la côte Est. Selon le gouvernement de la Colombie-Britannique, 20 milliards de dollars ont été investis dans le secteur du GNL dans cette province. Néanmoins, le Canada peine à se tailler une place de choix sur les marchés mondiaux du GNL. Aucun projet d'exportation de GNL n'est en chantier au Canada, et [un seul projet de petite envergure](#) continue d'aller de l'avant.

Aucun des projets envisagés sur la côte Ouest des États-Unis n'est en cours de réalisation, et il est encore possible pour les projets de la côte Ouest canadienne de s'imposer dans la région. Cela dit, les États-Unis sont un joueur actif sur les marchés mondiaux du GNL et comptent de nombreux terminaux d'exportation en exploitation et en construction dans le golfe du Mexique.

Le commerce mondial du GNL est en hausse. L'Asie est la région où la demande augmente le plus rapidement, mais ce sont des projets déjà en chantier en Australie et aux États-Unis qui porteront l'essentiel de la croissance de l'offre à court et à moyen terme. Toutefois, la dynamique changeante des marchés du GNL, y compris le recul des prix et la concurrence féroce, font planer une grande incertitude sur tous les projets de GNL.

Le Canada est arrivé tardivement sur les marchés mondiaux du GNL, et les prochaines années marqueront un point tournant pour le développement de l'industrie canadienne du GNL. Les projets canadiens profitent de certains avantages, notamment l'abondance et le coût d'exploitation relativement faible des sources d'approvisionnement en gaz naturel. De plus, les projets de la côte Ouest canadienne sont plus près des marchés asiatiques que ceux de la côte américaine du golfe du Mexique, et ceux de la côte Est canadienne sont plus près de l'Europe.

Parmi les inconvénients auxquels font face les projets canadiens, on compte les coûts élevés de développement dans les régions éloignées dépourvues d'infrastructures adéquates, où il faut construire de nouveaux gazoducs pour transporter le gaz. Compte tenu de la chute des prix du GNL au cours des dernières années, les marges bénéficiaires s'effritent et justifient de moins en moins d'investir dans ce type de projets exigeant beaucoup de capital. Aussi, compte tenu de la concurrence accrue, il est difficile pour les fournisseurs canadiens de conclure des contrats d'approvisionnement à long terme.

Introduction

Chaîne d'approvisionnement

La chaîne d'approvisionnement du GNL comprend la production, la liquéfaction, le transport, la regazéification et la livraison à l'utilisateur final (figure 1). Deux types de terminaux sont requis : les terminaux de liquéfaction (liquéfaction et exportation) et les terminaux de regazéification (importation et reconversion du GNL en gaz naturel).

La plupart des terminaux de liquéfaction reçoivent le gaz naturel transporté par gazoduc à partir d'un champ de production. Avant d'être liquéfié, le gaz est débarrassé des impuretés qui pourraient geler, devenir corrosives ou entraver le processus de liquéfaction. Une usine de liquéfaction typique consiste en une ou plusieurs unités de traitement indépendantes, appelées « trains », qui compriment et liquéfient le gaz.

Une fois le processus de liquéfaction terminé, le GNL est chargé dans un navire [cryogénique](#) spécialement conçu (méthanier) ou un camion-citerne aux fins de transport. À l'arrivée au terminal de regazéification, le GNL peut être stocké ou acheminé directement à l'usine de regazéification. Une fois regazéifié, le gaz naturel est transporté par gazoduc en vue de sa distribution ou est stocké temporairement (figure 1). Ensuite, le gaz naturel est utilisé à diverses fins, y compris la production d'électricité, la production industrielle et le chauffage résidentiel.

Qu'est-ce que le gaz naturel liquéfié (GNL)?

Il s'agit de gaz naturel qui a été converti à l'état liquide par refroidissement à une température de $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$.

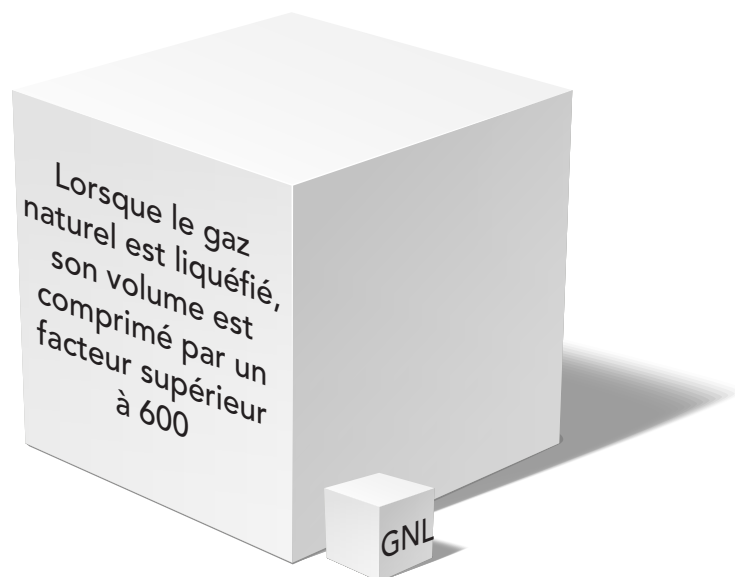
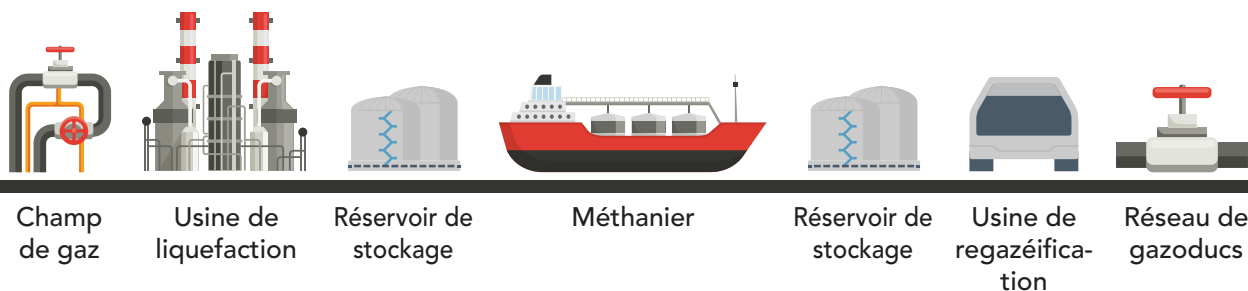


FIGURE 1

Chaîne d'approvisionnement du GNL



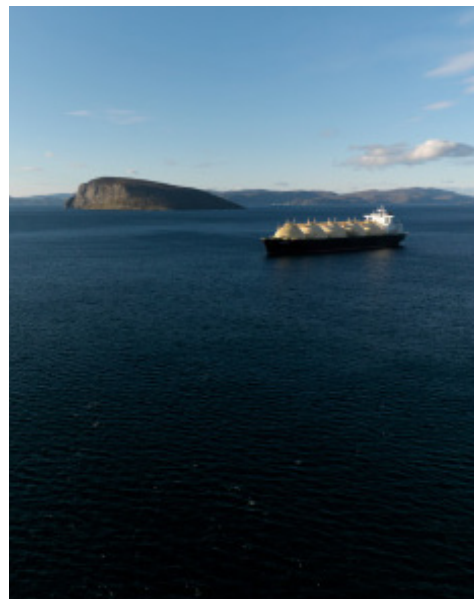
Source :

[Ressources naturelles Canada - Division du gaz naturel](#)

Pourquoi le GNL?

Liquéfier le gaz naturel permet de le transporter efficacement lorsqu'aucun gazoduc n'est accessible ou qu'il n'est pas faisable sur le plan logistique d'en utiliser un. Le GNL permet d'augmenter la production intérieure et de diversifier les sources d'approvisionnement énergétique dans les grandes régions consommatrices, où l'accès au gaz naturel ou à d'autres sources d'énergie est limité.

Le gaz naturel produit moins d'émissions de CO₂ et de matières particulaires lorsqu'il est brûlé, et il contient moins de soufre que le charbon et les produits dérivés du pétrole brut. L'empreinte écologique du GNL est plus importante que celle du gaz naturel qui n'a pas été liquéfié, et ce, en raison de l'énergie consommée aux étapes supplémentaires de la chaîne d'approvisionnement, comme la liquéfaction, le transport et la regazéification. Toutefois, le GNL demeure moins nocif pour l'environnement que le charbon, le diesel ou le mazout.



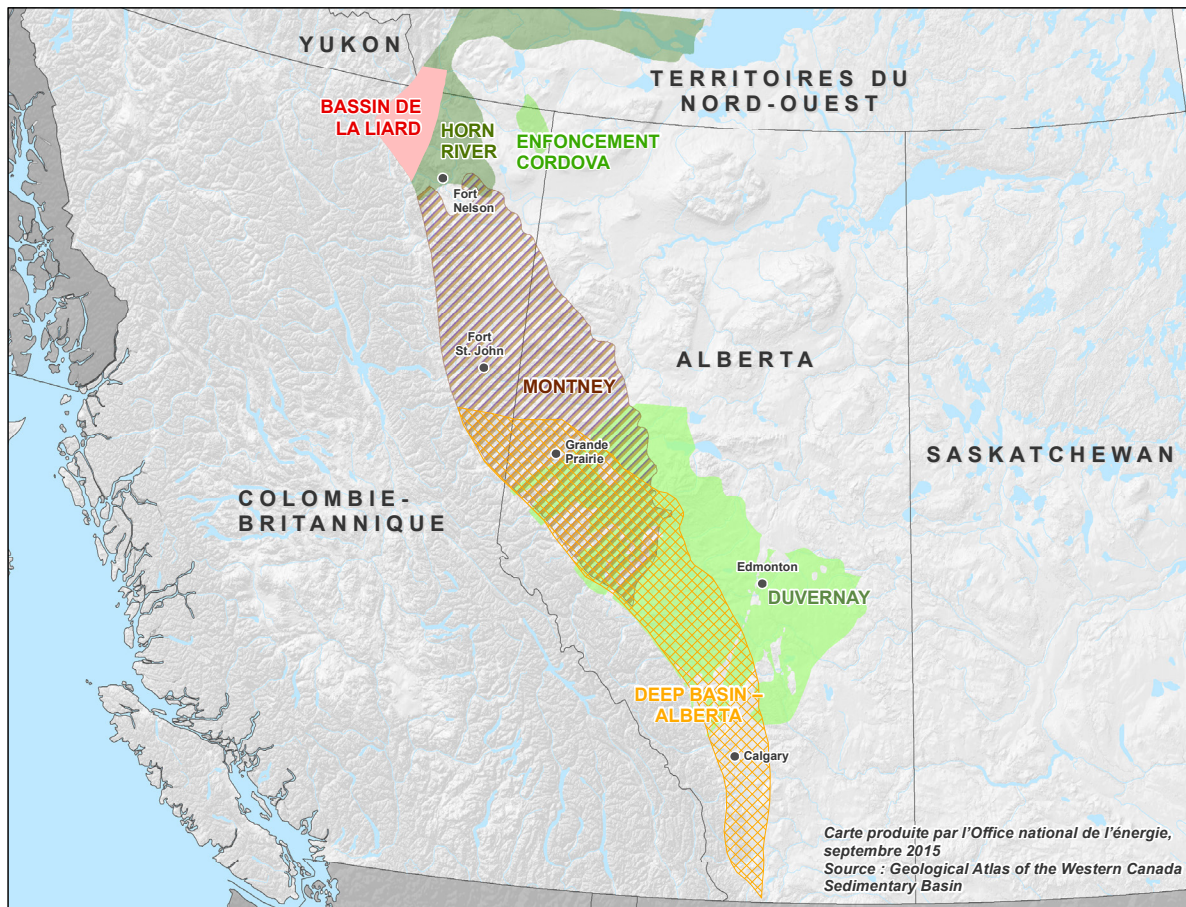
L'industrie du GNL au Canada

État actuel de l'industrie du gaz naturel en Amérique du Nord

Les ressources gazières du Canada sont abondantes. En effet, ses réserves de gaz naturel restantes s'élèvent à **30,8 billions de mètres cubes (Tm³)**, ou **1 087 billions de pieds cubes (Tpi³)**, dont 72 % se trouve dans les **réservoirs étanches** et les formations de **gaz de schiste** de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. La **formation de Montney** (figure 2) représente 36 % des ressources de gaz naturel restantes du pays.

FIGURE 2

Les ressources abondantes de gaz de schiste et de réservoirs étanches du Canada

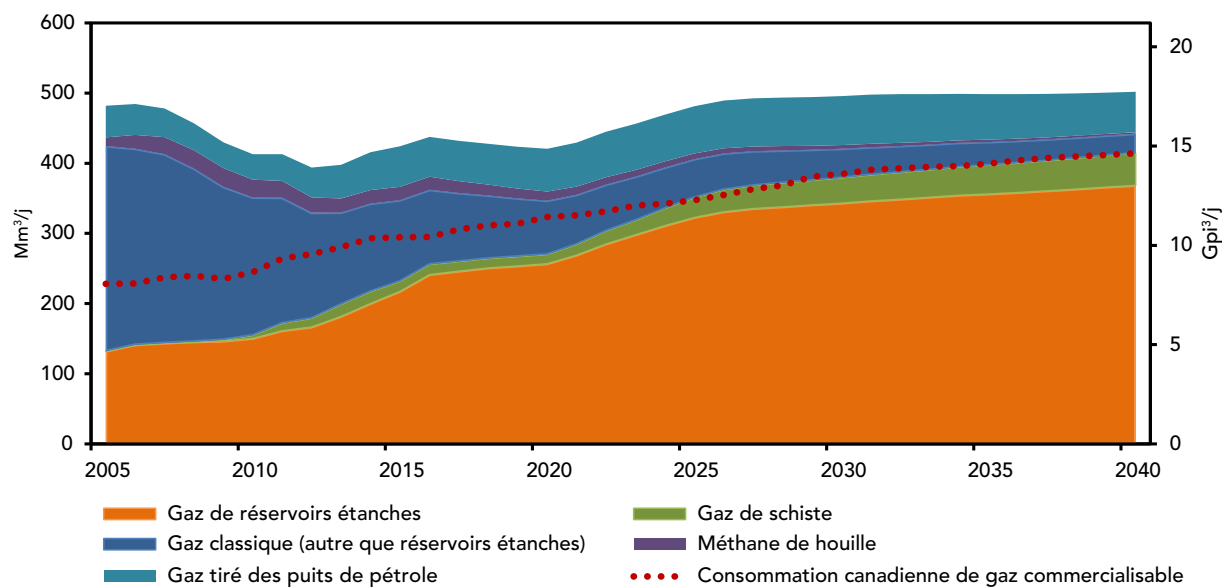


Source :

[Avenir énergétique du Canada en 2016 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040](#)

FIGURE 3

Production et consommation de gaz naturel commercialisable au Canada



Source :

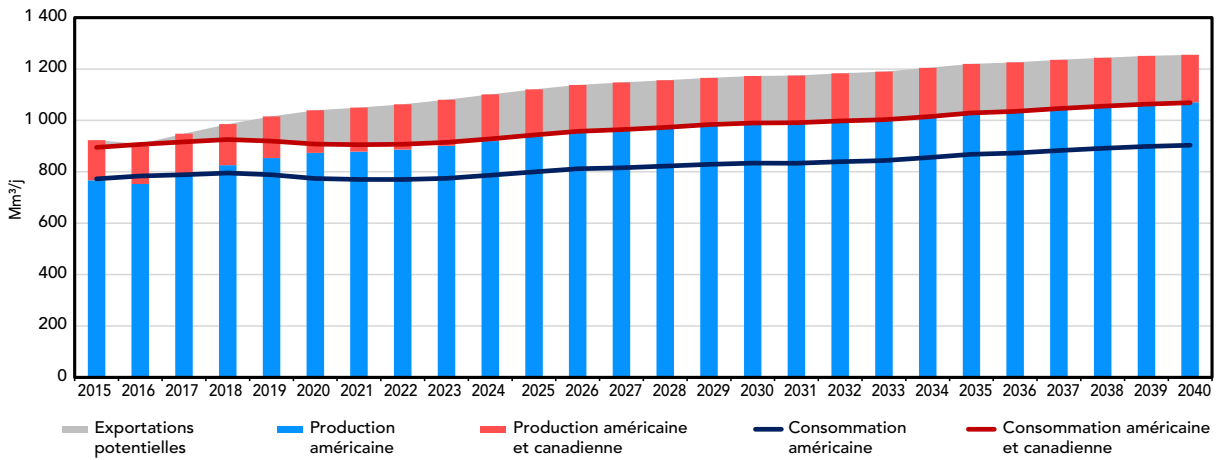
[Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040¹](#)

Le perfectionnement des technologies de forage horizontal et de [fracturation hydraulique \(ou hydrofracturation\)](#) a entraîné l'essor de la mise en valeur du gaz de réservoirs étanches et de schiste. Ces ressources, dont l'exploitation était auparavant jugée non-rentable, représentent maintenant plus de la moitié de la production canadienne de gaz naturel et porteront l'essentiel de la croissance future de l'offre de gaz naturel au Canada (figure 3). L'Office prévoit que la production canadienne augmentera de 18 % d'ici 2040.

Ces mêmes technologies ont aussi permis la mise en valeur des ressources schisteuses aux États-Unis, qui sont encore plus imposantes que celles du Canada. L'[Energy Information Administration \(EIA\) des États-Unis](#) prévoit que la production américaine de gaz naturel augmentera de 40 % d'ici 2040. Comme illustré à la figure 4, le Canada et les États-Unis disposent d'abondantes ressources pour l'exportation.



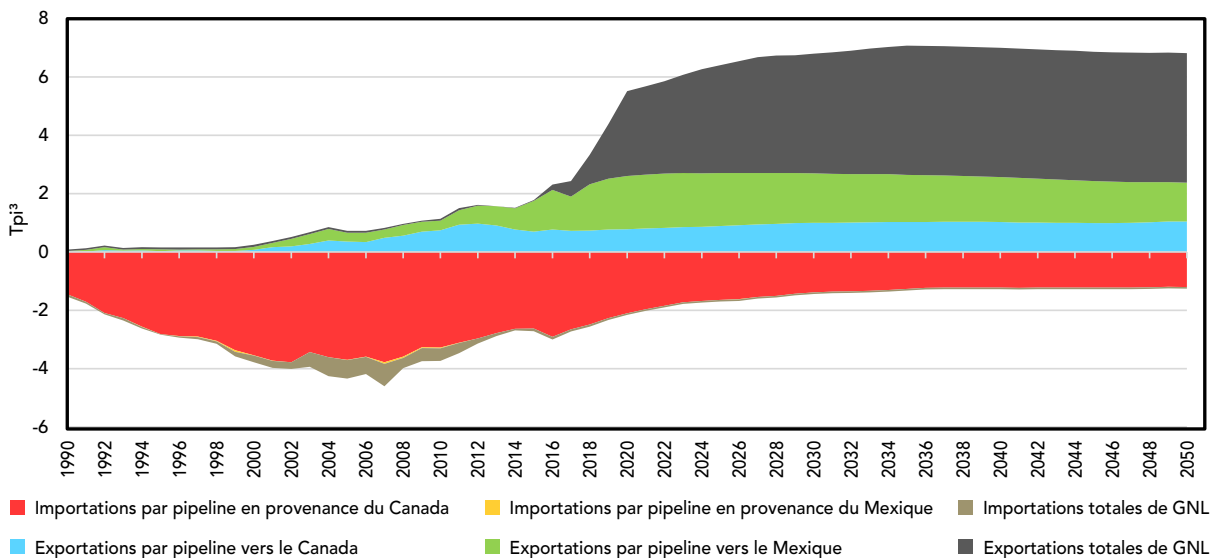
1 Le scénario de référence de l'Office repose sur l'hypothèse que les exportations de GNL à partir du littoral de la Colombie-Britannique commenceront en 2021 et augmenteront à raison de 14 millions de mètres cubes par jour (Mm³/j) (0,5 Gpi³/j) par année, pour atteindre 71 Mm³/j (2,5 Gpi³/j) d'ici 2025. Dans ce scénario, le début de ces exportations renverse la tendance baissière qui caractérise la production canadienne de gaz, qui atteindrait 489 Mm³/j (17,3 Gpi³/j) en 2026.

FIGURE 4**Production et consommation de gaz naturel aux États-Unis et au Canada**

Source :

[Avenir énergétique du Canada en 2016 - Mise à jour - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040, EIA \(Annual Energy Outlook 2017\)](#)

Le Canada a toujours été un exportateur net de gaz naturel, la quasi-totalité de ses exportations étant acheminée aux États-Unis par gazoduc. Toutefois, ces dernières années, la demande de gaz canadien a reculé aux États-Unis en raison de l'augmentation de la production américaine. Traditionnellement, les États-Unis étaient un importateur net de gaz naturel, mais ils sont en voie de devenir un exportateur net dès 2017-2018. Comme illustré à la figure 5, les exportations américaines de gaz naturel devraient tripler au cours des trois prochaines années; on prévoit que les exportations de GNL excéderont les exportations par gazoduc.

FIGURE 5**Importations et exportations de gaz naturel aux États-Unis**

Sources :

[EIA \(U.S. Natural Gas Exports and Re-Exports by Country, U.S. Natural Gas Imports by Country\)](#)

État actuel de l'industrie du GNL au Canada

Il y a un seul terminal de regazéification (d'importation) de grande envergure au Canada, soit le terminal Canaport, au Nouveau-Brunswick, qui a démarré ses activités en 2009 et affiche une capacité de 34 Mm³/j (1,2 Gpi³/j)². Le terminal Canaport reçoit du gaz étranger en provenance de régions comme la mer du Nord et les Caraïbes, et il contribue à combler la demande de gaz naturel du Canada atlantique et du Nord-Est des États-Unis par la voie du gazoduc d'Emera Brunswick. En raison de la dynamique changeante du marché gazier nord-américain, les propriétaires de Canaport LNG, Repsol et Irving Oil, ont initialement proposé de convertir le terminal d'importation de GNL en terminal d'exportation. Ils ont d'ailleurs [obtenu une licence d'exportation de 25 ans de l'Office](#). Cependant, les promoteurs [ont annoncé](#) que le projet est actuellement sur la glace.

FIGURE 6

Le terminal de Canaport LNG



Source :
[Canaport LNG](#)

Si le Canada ne participe pas encore au commerce mondial d'exportation de GNL à grande échelle, la naissance de son industrie remonte tout de même à plusieurs décennies. La filière nationale est composée principalement d'installations de liquéfaction et de regazéification à petite échelle servant les marchés locaux. Le GNL est utilisé pour atténuer l'effet des fluctuations de la demande ou écrêter la demande de pointe³ des réseaux de gazoducs : le gaz est liquéfié et entreposé dans des réservoirs de stockage spécialisés lorsque la demande est faible, puis regazéifié et distribué lorsque la demande est forte. Les usines de GNL, comme [l'installation de FortisBC à l'île Tilbury](#) et [l'usine de LSR de GazMétro à Montréal](#), servent actuellement d'installations d'écrêtement des pointes, en plus de vendre du GNL à des consommateurs industriels, et toutes deux sont en voie d'augmenter leur capacité.

Dans les régions éloignées dépourvues de gazoducs, le GNL est distribué par camion-citerne aux consommateurs industriels qui utilisent de la machinerie lourde d'extraction minière et de forage, aux centrales électriques alimentées au gaz et aux [collectivités rurales qui s'en servent comme combustible de chauffage](#). Le GNL est également utilisé au Canada pour [ravitailler en carburant les traversiers et les navires](#).

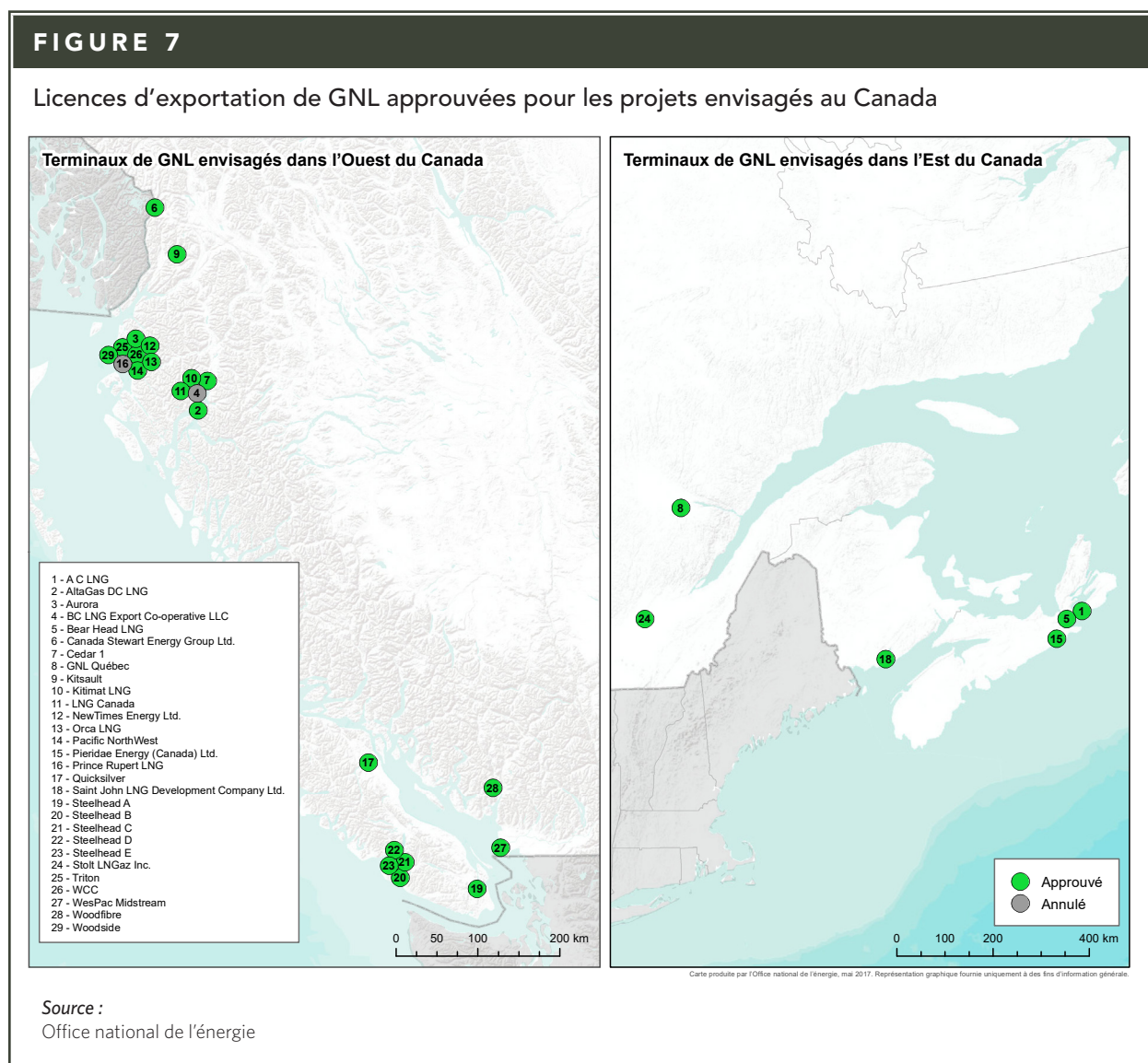
- 2 La quasi-totalité des importations de GNL du Canada passe par le terminal Canaport; la fraction restante est acheminée par camion.
- 3 L'écrêtement de la demande de pointe consiste à stocker l'énergie excédentaire durant les périodes de faible demande, puis à la distribuer aux consommateurs durant les pics de demande soudains, comme les épisodes de grand froid ou de chaleur extrême.

Projets de GNL envisagés au Canada

En vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, toutes les exportations et importations de gaz naturel (y compris de GNL) au Canada doivent être autorisées par l'Office. Les projets de GNL envisagés doivent également obtenir des approbations réglementaires et environnementales d'autres organismes de réglementation fédéraux ou provinciaux. La décision d'investissement finale pour chaque projet de GNL revient aux promoteurs du projet, et elle est généralement basée sur une combinaison de facteurs commerciaux et réglementaires.

Depuis 2010, l'Office a reçu 43 demandes de licence d'exportation de GNL, dont 35 ont été approuvées. On compte 24 projets distincts : 18 sur le littoral de la Colombie-Britannique, et le reste dans les Maritimes et au Québec. La figure 7 montre l'emplacement géographique des installations proposées dans les demandes de licences qui ont été approuvées.

Ces demandes visaient principalement l'exportation de GNL de l'Ouest du Canada vers les marchés asiatiques; d'autres touchaient le transport de gaz de l'Est du Canada vers le bassin de l'Atlantique (Europe/Amérique latine) et les marchés de l'Inde. Des licences d'importation ont aussi été accordées pour des projets dans l'Est qui visaient à faciliter la circulation transfrontalière du gaz en provenance des États-Unis. La capacité des installations prévues va de 2,3 Mm³/j (0,08 Gpi³/j) à 130,2 Mm³/j (4,6Gpi³/j). La liste complète des licences approuvées par l'Office est présentée à l'annexe 1.



Les projets de GNL envisagés sont plus nombreux sur la côte Ouest que sur la côte Est. Cette situation s'explique par l'abondance des réserves de gaz dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique et en Alberta, et par le fait que les plus grands promoteurs de projets de GNL sont des producteurs gaziers de l'Ouest du Canada qui cherchent à rentabiliser leurs actifs productifs en accédant à de nouveaux marchés.

De plus, la côte Ouest est plus près de l'Asie, le principal marché visé. Ainsi, beaucoup de projets de GNL envisagés au Canada sont soutenus par des investisseurs étrangers du Japon, de la Corée, de la Chine et de l'Inde. Certains de ces promoteurs asiatiques ont déjà conclu des contrats à long terme avec leurs partenaires de projet pour racheter une portion du GNL produit au Canada. Ces contrats à long terme sont essentiels pour assurer la viabilité et le financement des projets de GNL de grande envergure au Canada, compte tenu des coûts élevés associés à la construction de nouvelles installations⁴.

Un petit nombre de projets⁵ sur la côte Ouest du Canada ont obtenu les approbations réglementaires requises, mais la plupart des promoteurs attendent que les conditions du marché et la rentabilité du projet soient plus favorables avant de prendre la décision d'investissement finale (voir l'annexe 1). Au Québec, [un projet](#) a obtenu l'approbation réglementaire requise, mais il n'a pas encore été réalisé. Sur la côte Est, [un projet](#) a aussi obtenu l'approbation réglementaire de tous les ordres de gouvernement, mais les promoteurs du projet travaillent à garantir l'approvisionnement en gaz avant de continuer.

La nature concurrentielle des marchés mondiaux du GNL fait en sorte que les projets envisagés ne sont pas tous susceptibles de se concrétiser. Jusqu'à maintenant, aucune des installations d'exportation de GNL visées par les licences d'exportation et d'importation accordées par l'Office ne sont parvenues à l'étape de la construction, mais des dizaines d'autres projets de GNL en sont à diverses étapes de planification. Un seul de ces projets, [Woodfibre LNG](#), a fait l'objet d'une décision d'investissement finale. Le projet de Woodfibre LNG est en cours de construction sur un site reconverti (anciennement une usine de pâte à papier) près de Squamish, Colombie-Britannique. Le volume d'exportation de GNL permis par la licence accordée pour ce projet est parmi les plus bas : il s'agit d'une licence de 40 ans pour l'exportation de 2,1 millions de tonnes métriques de GNL par année (Mt/a) (0,3 Gpi³/j).



4 Projets réalisés sur un terrain qui n'était pas aménagé à des fins industrielles et où les infrastructures sont généralement inexistantes.

5 [Pacific Northwest LNG](#), [Kitimat LNG](#), [LNG Canada](#) et [Woodfibre LNG](#)

L'industrie du GNL aux États-Unis

Dans les années précédant la production à grande échelle de gaz de schiste et de réservoirs étanches, des sociétés américaines ont investi dans la construction de terminaux d'importation de GNL, anticipant le besoin d'importer du gaz naturel pour combler la demande future (voir l'annexe 2). En raison de l'augmentation de la production intérieure de gaz naturel, la plupart de ces installations sont sous-utilisées, désaffectées ou en voie d'être converties (ou envisagées pour une conversion) en terminaux de liquéfaction aux fins d'exportation.

Des terminaux de regazéification existants, comme [Cove Point LNG](#), [Freeport LNG](#), [Corpus Christi LNG](#) et [Sabine Pass LNG](#), sont actuellement reconvertis en terminaux de liquéfaction. Ce processus permet d'atténuer les coûts élevés associés à la construction de nouvelles installations (comme une grande partie des projets envisagés au Canada) et représente un facteur important de la concurrence mondiale que se livrent les projets de GNL pour attirer les capitaux.

Les États-Unis possèdent les deux seuls [terminaux d'exportation de GNL](#) en Amérique du Nord, dont un seul est actuellement en service. La capacité actuelle du terminal de Sabine Pass est d'environ 33,9 Mm³ (1,2 Gpi³/j); il s'agit du premier terminal existant de regazéification auquel on a ajouté une capacité de liquéfaction; l'exploitation commerciale a commencé en mai 2016. Le projet Kenai LNG, situé en Alaska, est actuellement à vendre et n'a rien exporté depuis 2015.

TABEAU 1

Capacité de liquéfaction au Canada et aux États-Unis

	États-Unis		Canada	
	Projets	Capacité (Gpi ³ /j)	Projets	Capacité (Gpi ³ /j)
Projets existants	2	1,4	-	-
Projets en cours de construction	5	7	-	-
Projets envisagés	33	40	29	55
Projets annulés	11	11	2	4

Sources :

[EIA](#), [Federal Energy Regulatory Commission](#), Office national de l'énergie, IHS Markit

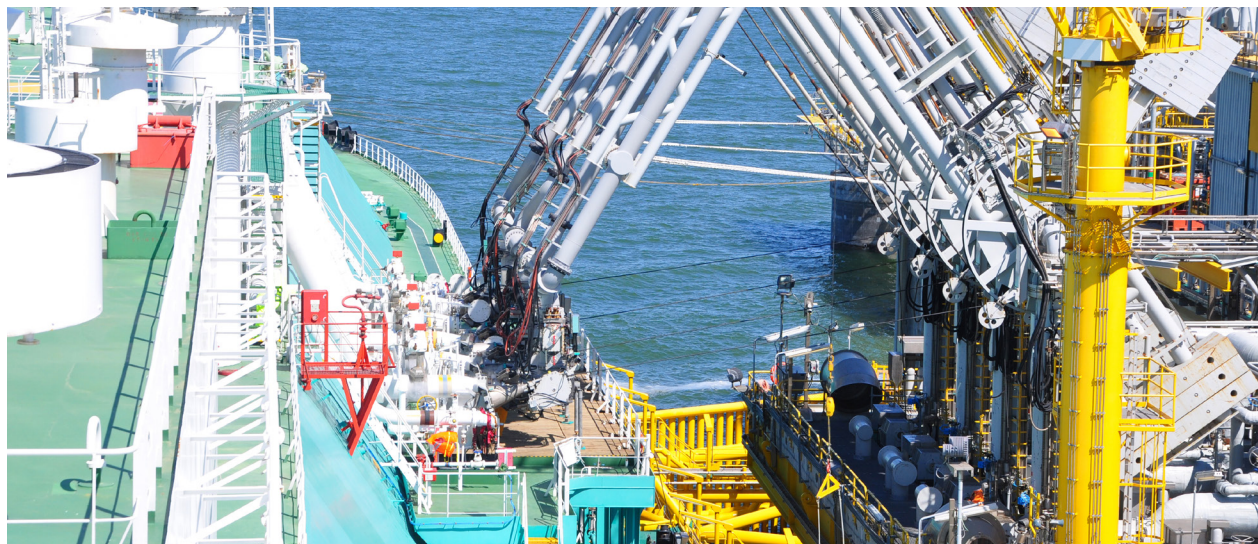
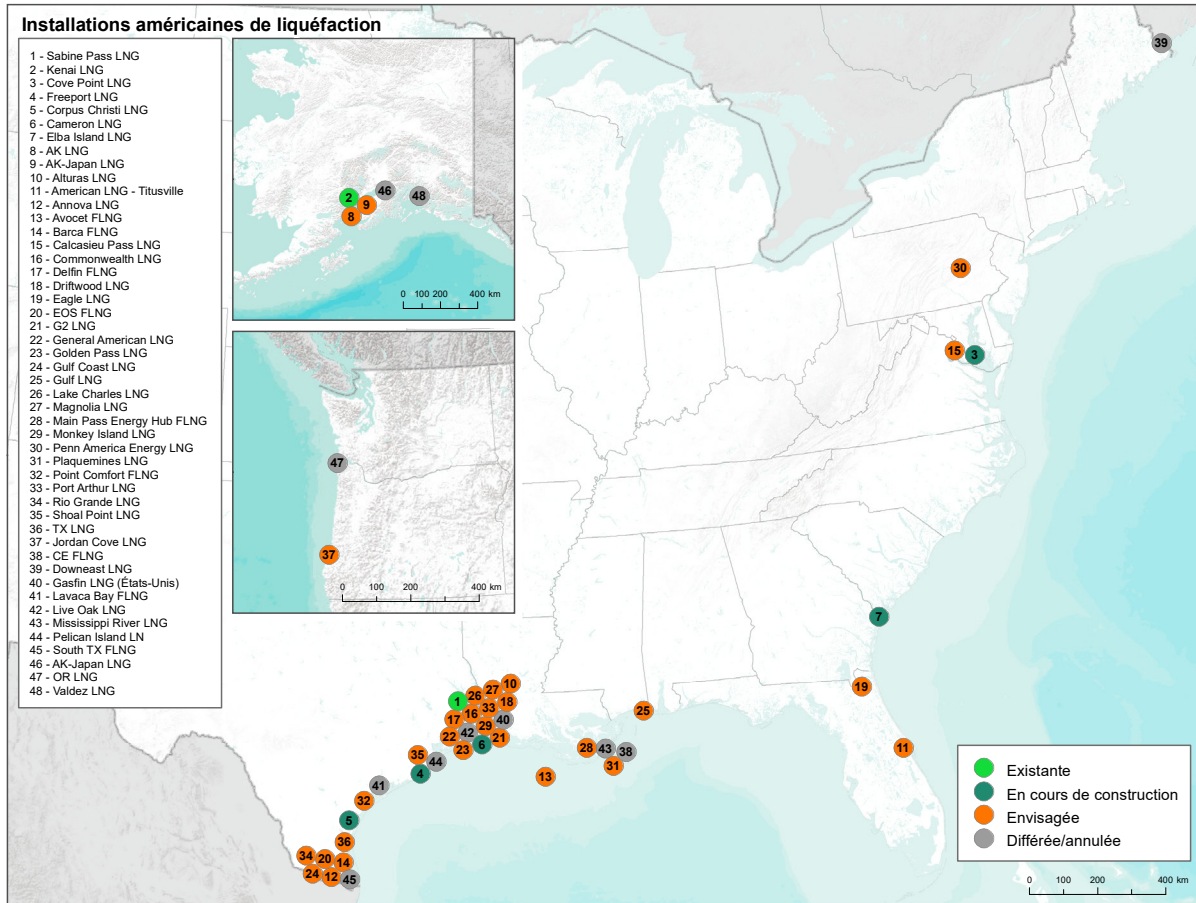


FIGURE 8

Projets d'exportation et de liquéfaction de GNL aux États-Unis



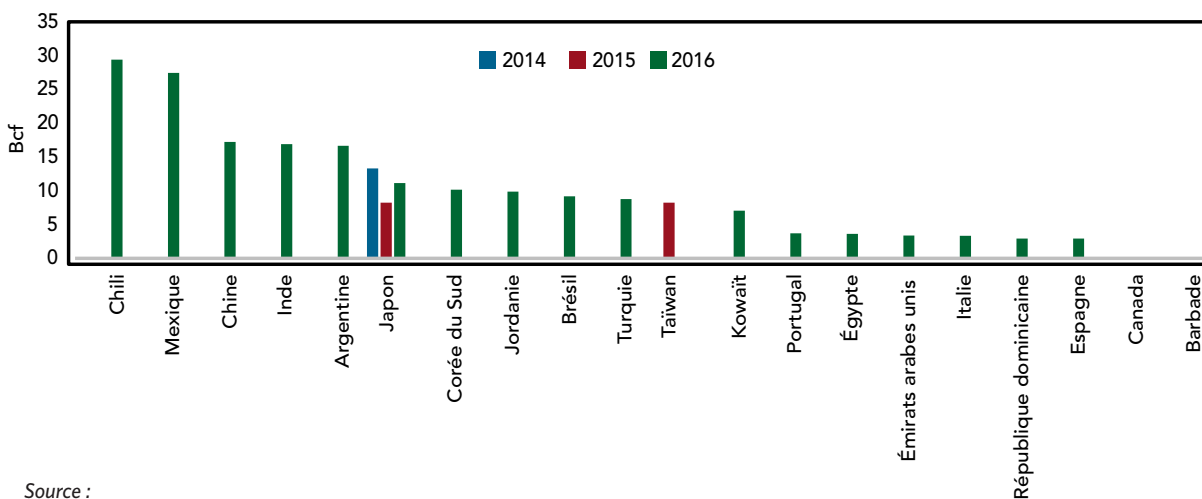
Source :
Office national de l'énergie

Répercussions de la mise en valeur du GNL aux États-Unis pour le Canada

Le terminal de Sabine Pass exporte actuellement vers de nombreux marchés visés par les projets canadiens. En 2016, 32 % des exportations américaines de GNL (provenant toutes de Sabine Pass) étaient destinées à l'Amérique du Sud, 30 % à l'Asie, 15 % au Mexique, 11 % au Moyen-Orient et 10 % à l'Europe.

FIGURE 9

Destinations des exportations américaines de GNL



Source :

[EIA](#)

La plupart des projets envisagés aux États-Unis sont situés le long du golfe du Mexique. Le projet Jordan Cove fait toutefois exception : situé sur la côte Ouest, il ferait concurrence aux projets canadiens dans la région en ce qui a trait à la proximité aux marchés asiatiques.

Les États-Unis ont passé des contrats pour exporter du GNL vers de nombreux pays, mais près de 70 % de leur capacité n'est pas réservée à une destination particulière. Cela fait ressortir la difficulté qu'ont les exportateurs de GNL à obtenir des contrats à long terme, étant donné que les acheteurs diversifient leurs sources d'approvisionnement pour s'affranchir de la dépendance à un seul projet ou à une seule région. S'ils sont réalisés, les projets canadiens de GNL risquent de faire face aux mêmes défis.

Un récent accord intervenu entre [les États-Unis et la Chine](#), qui permettrait aux promoteurs de GNL américains de cibler directement des acheteurs chinois, pourrait favoriser le financement des projets et attirer les investissements chinois dans la liquéfaction et le développement en amont aux États-Unis.



Le marché mondial du GNL

Le tableau 2 montre les pays qui disposaient de la plus grande capacité de liquéfaction/exportation et de regazéification/importation en 2016.

TABEAU 2					
Pays en tête du marché mondial du GNL					
<i>Capacité de liquéfaction de GNL par pays (Mt/a)</i>			<i>Capacité de regazéification de GNL par pays (Mt/a)</i>		
Qatar	77		Japon	198	
Australie	61		États-Unis	132	
Malaisie	29		Corée du Sud	99	
Algérie	25		Espagne	49	
Nigeria	22		Chine	49	
Indonésie	21		Royaume-Uni	35	
Trinité-et-Tobago	15		Inde	27	
Russie	11		France	20	
Oman	11		Mexique	17	
Égypte	7		Taiïwan	13	
Autres	47		Autres	131	

Sources :
Office national de l'énergie, IHS Markit, International Gas Union, GIIGNL

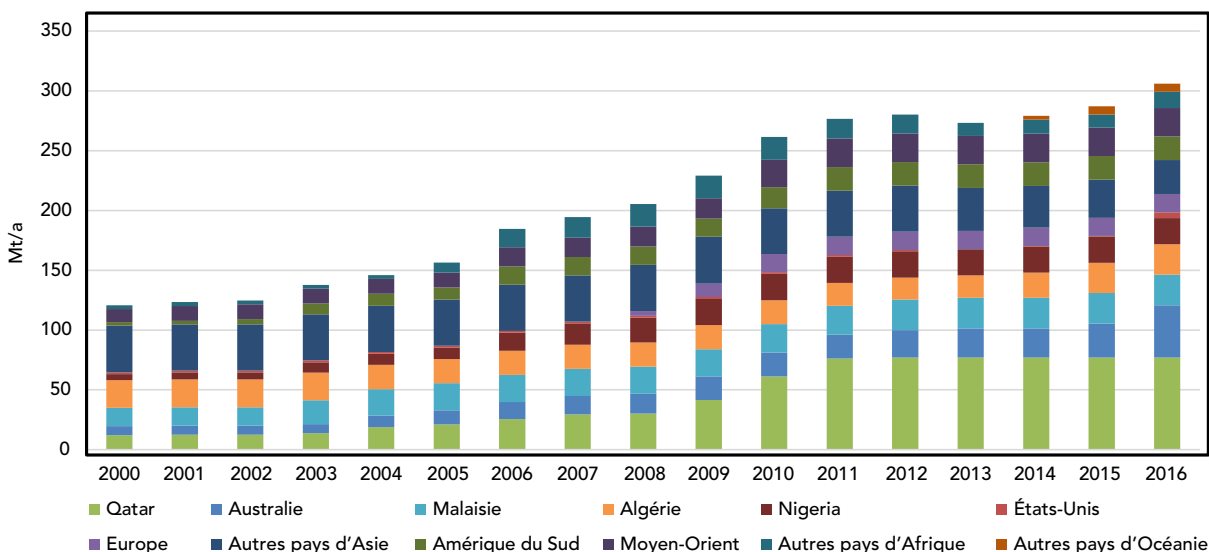
Offre de GNL à l'échelle mondiale

La capacité mondiale de liquéfaction de GNL se situe actuellement à environ 300 Mt/a (40,0 Gpi³/j). Elle provient principalement du Qatar, de l'Australie, de l'Asie du Sud-Est, de l'Afrique du Nord et de la Russie.



FIGURE 10

Capacité mondiale de liquéfaction



Source:
IHS Markit

La plus grande usine de liquéfaction de GNL actuellement en activité dans le monde est l'installation Bontang en Indonésie, avec une capacité de 22 Mt/a (3 Gpi³/j). Parmi les autres grandes usines, on compte l'installation North West Shelf LNG en Australie, le terminal Bethioua en Algérie, les installations Qatargas 2, Rasgas II et Ras Laffan 3 au Qatar et l'usine Sakhalin 2 en Russie. Le Qatar est le pays disposant de la plus grande capacité, soit plus de 77 Mt/a (10,3 Gpi³/j); l'Australie se classe au deuxième rang, avec une capacité de plus de 42 Mt/a (5,6 Gpi³/j).

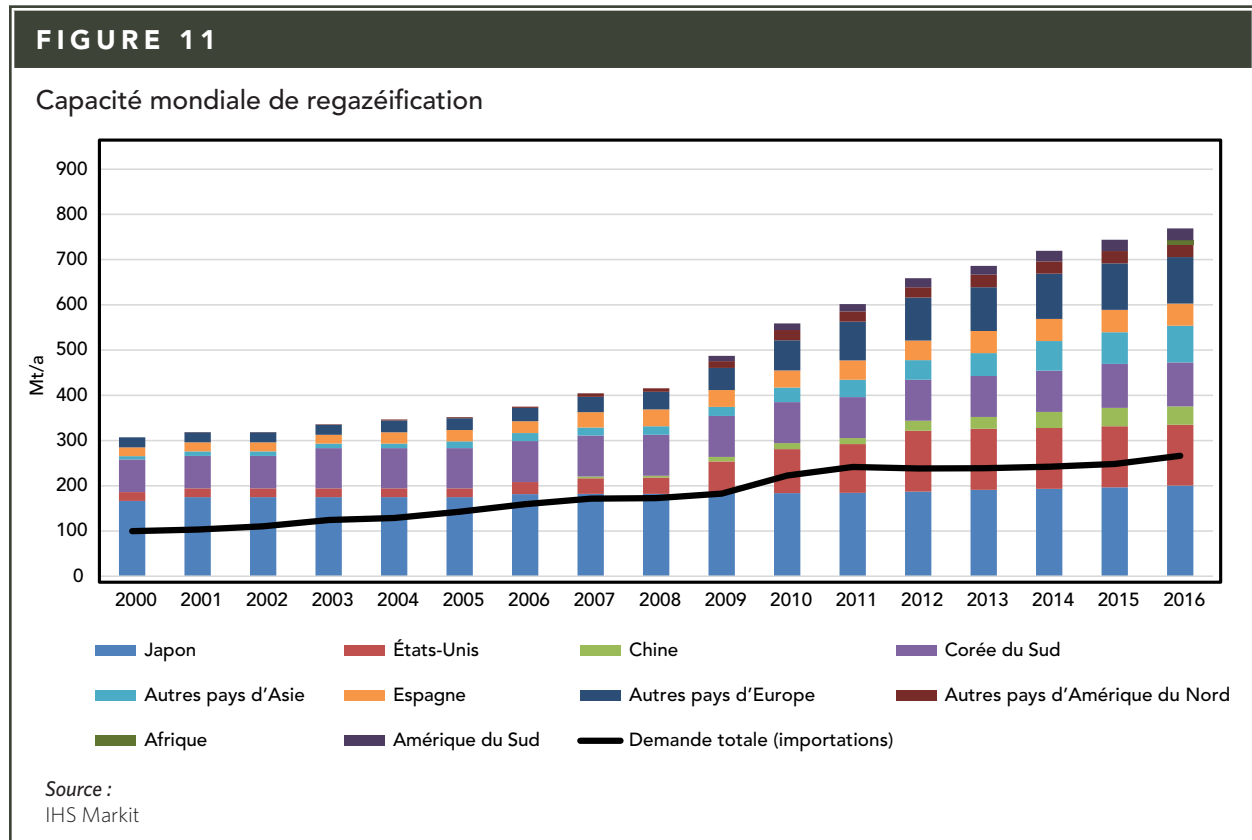
Quatre nouveaux projets ayant une capacité combinée de plus de 25 Mt/a (3,3 Gpi³/j) ont été mis en service en 2016, dont trois en Australie ([GGNL](#), [Australia Pacific LNG](#) et [Gorgon LNG](#)) et le projet [Sabine Pass LNG](#) aux États-Unis. La croissance de l'approvisionnement à court et à moyen terme sera principalement portée par les projets déjà en chantier en Australie et aux États-Unis, qui représentent collectivement 75 % de la capacité en construction à l'échelle mondiale. Cela placera l'Australie et les États-Unis dans le peloton de tête des pays exportateurs de GNL, aux côtés du Qatar, pour les dix prochaines années.

Le rapport [Avenir énergétique du Canada en 2016 – Mise à jour – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040](#) produit par l'Office prévoit que les exportations canadiennes de GNL à partir du littoral de la Colombie-Britannique commenceront en 2021, puis augmenteront à raison de 14 Mm³/j (0,5 Gpi³/j) par année pour atteindre 71 Mm³/j (2,5 Gpi³/j) d'ici 2025. Suivant cette hypothèse, l'apport du Canada à l'approvisionnement mondial en GNL sera relativement faible au cours de la prochaine décennie, soit environ 11,24 Mt/a (2,5 Gpi³/j).



Demande mondiale de GNL

La capacité mondiale de regazéification se situe actuellement à environ 770 Mt/a (102,7 Gpi³/j), et elle est répartie entre plus de 170 installations (figure 11). La plupart de ces installations sont situées dans des pays d'Asie comme le Japon, la Corée du Sud, Taiwan, la Chine et l'Inde, en plus de quelques-unes aux États-Unis et en Europe de l'Ouest.



La capacité de regazéification du GNL a été sous-utilisée (taux d'utilisation de 35 à 40 % à l'échelle mondiale au cours de la dernière décennie). Par exemple, les importations réelles de GNL se sont élevées à environ 270 Mt/a (36,0 Gpi³/j) en 2016, alors que la capacité de regazéification disponible était de 770 Mt/a (102,7 Gpi³/j).

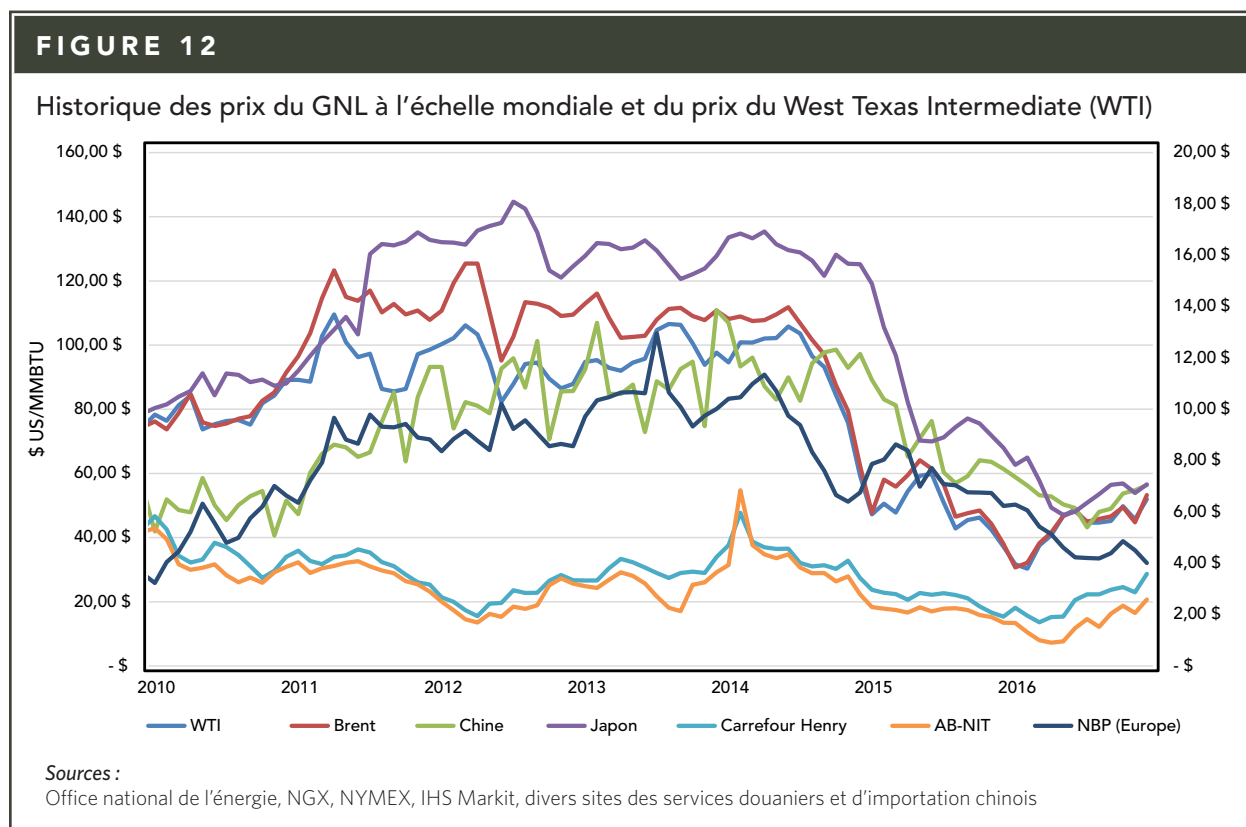
Cette sous-utilisation est attribuable à divers facteurs. Certaines installations ont été construites dans des régions où la croissance attendue de la demande de gaz naturel ne s'est pas concrétisée, où la croissance de l'approvisionnement intérieur a été plus forte que prévu et où la capacité du réseau de gazoducs a augmenté. Par exemple, aux États-Unis, des usines de regazéification ont été construites sur la côte Est en prévision d'un déficit d'approvisionnement dans une région où la demande est importante, mais l'exploitation du gaz de schiste dans le Nord-Est des États-Unis a plus que suffi à répondre à la demande depuis.

Prix du GNL à l'échelle mondiale

Bien que le commerce du GNL se soit internationalisé, il n'existe encore aucun système universel de prix⁶. Actuellement, certains contrats de GNL sont indexés sur les prix de référence mondiaux du pétrole, comme le cours du Brent. D'autres contrats sont basés sur des indices régionaux des prix du gaz naturel, comme le prix au carrefour Henry, majoré de frais fixes pour couvrir la liquéfaction et les coûts supplémentaires. Les places boursières « futures », comme l'Intercontinental Exchange (ICE), permettent maintenant la négociation de produits indexés sur le prix du GNL, mais le volume des transactions est encore négligeable.

Traditionnellement, la majorité des contrats de GNL étaient indexés sur les prix du pétrole et liés à une destination fixe pour une longue période (15 à 20 ans). C'est ce type de contrat qu'utilisent la majorité des grands acheteurs asiatiques de GNL. Plus récemment, en raison de la volatilité des prix du gaz et du pétrole, les contrats sont de plus en plus courts, parce que les vendeurs sont moins disposés à accepter un contrat à long terme aux prix du moment, et que les acheteurs sont moins disposés à s'engager à payer à long terme un prix supérieur à celui du marché d'aujourd'hui. Aussi, les acheteurs de GNL sont de plus en plus capables de négocier des conditions contractuelles plus souples (trajets, modalités de transport, points d'exportation et de livraison, etc.) que celles des ententes d'achat typiques.

Les prix du GNL varient d'une région à l'autre. La figure 12 montre l'augmentation des prix du pétrole brut entre 2010 et 2014 comparée aux prix du gaz naturel en Amérique du Nord. Comme la plupart des contrats de GNL hors de l'Amérique du Nord sont indexés sur les prix du pétrole, les prix du GNL en Asie et du gaz naturel en Europe ont aussi augmenté et étaient considérablement plus élevés que les prix du gaz naturel en Amérique du Nord. C'est durant cette période que de nombreuses entreprises nord-américaines, en particulier les producteurs de gaz naturel, ont commencé à envisager de construire des installations de liquéfaction de GNL de grande envergure. Beaucoup de pays importateurs d'Asie ont commencé à investir massivement dans des projets gaziers en Amérique du Nord qui vont éventuellement alimenter les installations de GNL.



6 Avec la mise en service récente d'importantes installations de GNL aux États-Unis, il est possible que la côte américaine du golfe du Mexique devienne un carrefour mondial d'établissement des prix dans l'avenir.

Lorsque les cours du pétrole ont chuté à la fin de 2014, les prix du GNL en Asie ont aussi diminué (les prix du gaz naturel en Europe également, dans une moindre mesure). Par exemple, au Japon, le prix moyen pondéré à l'importation a baissé de plus de 6 \$ par million de BTU en 2015 (-43 %). La chute des prix du GNL résulte directement de la baisse des prix des contrats indexés sur les prix du pétrole, combinée au recul de la demande de GNL et à la diversification de l'offre d'approvisionnement en énergie à l'échelle mondiale.

Les conditions de prix actuelles à l'échelle mondiale et l'incapacité à conclure des contrats à long terme à des prix supérieurs ont entraîné le report ou l'annulation de nombreux projets et agrandissements d'installations de GNL envisagés, particulièrement en Amérique du Nord et en Australie. De plus, des projets de liquéfaction déjà en service ayant une capacité libre non souscrite sont en quête de nouveaux marchés hors de l'Asie.

Tendances mondiales en matière de GNL

Une tendance mondiale croissante en matière de GNL consiste à utiliser des unités flottantes de stockage et de regazéification (FSRU). Elles sont populaires dans des pays émergents comme la Lituanie, le Pakistan et certains pays du Moyen-Orient (Jordanie, Israël, Koweït et Émirats arabes unis). Elles sont aussi largement utilisées en Amérique du Sud.

Par exemple, la totalité de la capacité de regazéification du Brésil et de l'Argentine provient de FSRU. À l'échelle mondiale, 21 des 170 projets de regazéification existants sont des installations flottantes (totalisant 78 Mt/a ou 10,4 Gpi³/j). Les FSRU sont généralement une option meilleur marché que les installations terrestres et peuvent être mises en services plus rapidement.

Le GNL est également utilisé comme carburant de transport par les industries du transport routier et du transport maritime. À partir de 2020, l'Organisation maritime internationale exigera que les barges, les navires-citernes et d'autres types de navires consomment uniquement du carburant à faible teneur en soufre (moins de 0,5 %). Par conséquent, la demande de GNL pourrait augmenter en raison de la modernisation ou de la construction de navires carburant au GNL.



L'avenir de l'industrie du GNL au Canada

Si de nombreuses licences d'exportation de GNL ont été accordées au Canada, ce ne sont pas tous les projets qui seront réalisés. Le Canada arrive tardivement sur le marché mondial d'exportation de GNL, qui devient de plus en plus concurrentiel à mesure que de nouvelles installations sont construites partout dans le monde. Voici un résumé des points forts et des contraintes du Canada sur le marché mondial du GNL.

Avantages

- Les projets de la côte Ouest du Canada sont situés près d'abondantes réserves de gaz de schiste et de réservoirs étanches (zones de Montney, de Deep Basin et de Horn River), qui représentent 50 % de la production canadienne actuelle.
- Les coûts d'exploitation dans la zone la plus concurrentielle sont relativement faibles, ce qui améliore la rentabilité des exportations de GNL du Canada, comparativement à certains projets internationaux de GNL qui paient plus cher leur approvisionnement en gaz (p. ex., gaz de bassins extracôtiers en eau profonde).
- Les projets de la côte Ouest du Canada sont situés plus près des principaux marchés asiatiques (d'environ 5 000 milles marins) que les installations existantes aux États-Unis (situées sur la côte du golfe du Mexique et sur la côte Est) et n'ont pas à assumer le passage par le canal de Panama⁷. La proximité à l'Asie est un des principaux avantages du Canada par rapport aux projets de la côte du golfe du Mexique. Le Canada est aussi situé plus près de l'Asie (d'environ 1 000 milles marins) que certains pays d'Afrique de l'Ouest, comme le Nigeria, disposant d'importantes installations de liquéfaction.
- Les projets de la côte Est du Canada sont situés plus près des marchés d'importation européens (d'environ 2 000 milles marins) que les projets de la côte américaine du golfe du Mexique et que les grands exportateurs internationaux de GNL, comme l'Australie, le Qatar et la Malaisie.
- Les incitations fiscales accordées aux installations canadiennes de GNL leur procurent un avantage financier important.

Désavantages concurrentiels

- Traditionnellement, la faiblesse des prix du gaz et l'offre abondante dans les principaux marchés du gaz naturel font en sorte qu'il est difficile pour les projets de GNL canadiens de conclure des contrats à long terme. La tendance actuelle du marché s'oriente vers les transactions à court terme ou au comptant, ce qui rend généralement plus difficile le financement des investissements de plusieurs milliards de dollars dans de nouvelles installations de GNL.
- La plupart des projets de GNL envisagés au Canada dépendraient de sources d'approvisionnement terrestres situées dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique et en Alberta. Cela nécessiterait la construction d'importants gazoducs de longue distance ou l'amélioration des réseaux existants pour permettre le transport du gaz vers les installations côtières de liquéfaction – ce qui représente des coûts supplémentaires importants et requiert des approbations réglementaires. En comparaison, beaucoup de régions productrices de GNL dans le monde, y compris l'Australie, s'approvisionnent principalement à même des gisements de gaz extracôtiers.
- Les projets canadiens de GNL seraient localisés sur des sites non aménagés et coûteraient donc plus cher que les projets américains construits sur les sites de terminaux d'importation de GNL existants.

7 L'agrandissement du canal de Panama, achevé en 2016, a presque doublé sa capacité. Un navire-citerne transportant du GNL qui utilise le canal plutôt que de contourner l'Amérique du Sud peut raccourcir son voyage de 11 jours. Passer par le canal coûte de 2 à 2,50 \$ par mètre cube (ou de 0,06 à 0,07 \$ par MMBTU) de GNL. Par exemple, les droits de passage pour une livraison récente de 160 000 m³ de GNL en provenance du terminal de Sabine Pass s'élevaient à 355 000 \$.

- La population est de plus en plus préoccupée par la concurrence entre les différentes utilisations des terres et des ressources marines, les répercussions locales de la fracturation hydraulique, le tracé des pipelines, la sécurité, les émissions de gaz à effet de serre et d'autres enjeux. Par conséquent, le contexte de réglementation continue d'évoluer et pourrait influencer sur les décisions d'approbation futures des projets de GNL.
- L'Australie et les autres régions productrices de GNL de l'Asie-Pacifique, comme la Malaisie et l'Indonésie, sont situées plus près des principaux marchés asiatiques⁸. Ces régions rivales ont un avantage certain sur le Canada en ce qui a trait au temps et aux coûts de transport.
- La concurrence s'intensifie : certaines installations américaines d'exportation de GNL ont déjà été mises en service, et plusieurs autres devraient faire l'objet d'une décision d'investissement finale sous peu et seront pleinement fonctionnelles avant la plupart des projets canadiens. D'autres régions financièrement stables comme l'Australie ont de nombreuses installations déjà en activité.

Incertitudes

- Le Canada a l'occasion de devenir un exportateur de GNL avant les projets de la côte Ouest américaine, dont aucun n'a fait l'objet d'une décision d'investissement finale jusqu'à maintenant.
- La nature des contrats et des prix sur le marché mondial du gaz naturel et du GNL est incertaine et pourrait influencer grandement sur la rentabilité des projets de GNL.
- Le rôle que jouera le gaz naturel dans la lutte mondiale contre les changements climatiques au cours des prochaines décennies est incertain. La demande de gaz naturel et de GNL pourrait augmenter à mesure que les économies réduisent leur dépendance aux combustibles fossiles riches en carbone, comme le pétrole et le charbon. Par ailleurs, la demande pourrait diminuer si les sources d'énergie renouvelables et l'énergie nucléaire s'imposent aux dépens de l'ensemble des combustibles fossiles.
- De nombreux projets de GNL en cours d'élaboration se font concurrence pour la main d'œuvre, l'expertise et les matériaux disponibles, ce qui pourrait faire gonfler les coûts de mise en valeur. Les promoteurs de projets canadiens sont préoccupés par les dépassements de coûts observés dans d'autres projets à l'échelle mondiale.



8 Par exemple, Bintulu, en Malaisie, est situé à environ 3 000 milles marins de Tokyo, au Japon; approximativement 3 600 milles marins séparent l'Australie-Occidentale de Tokyo. Le Japon se trouve à près de 4 200 milles marins de la côte Ouest canadienne.

Annexes

Annexe 1 : Licences d'exportation de GNL accordées par l'Office national de l'énergie du Canada

Titulaire de la licence d'exportation	Promoteurs du projet	Points d'exportation	Durée de la licence	Date de délivrance	Volume incluant l'écart admissible (Gpi ³ /j)	Numéro de licence d'exportation
A C GNL Inc.	H-Energy (Inde)	Middle Melford (Nouvelle-Écosse)	25 ans	2016-05-27	2,07	GL-328
AltaGas DCGNL General Partner Inc., au nom d'AltaGas DCGNL Lease Limited Partnership	AltaGas	Kitimat (Colombie-Britannique)	25 ans	2016-05-27	1,00	GL-332
Aurora Liquefied Natural Gas Ltd.	Nexen (CNOOC), INPEX, JGC Exploration Canada Ltd	Prince Rupert (Colombie-Britannique)	25 ans	2014-10-24	3,57	GL-307
Bear Head LNG Corporation	Liquefied Natural Gas Limited (société australienne)	Point Tupper (Nouvelle-Écosse)	25 ans	2016-05-26	1,88	GL-315
Canada Stewart Energy Group Ltd.	Northwest World Energy Services Ltd. et Great United Petroleum Holding Co., Ltd.	Stewart (Colombie-Britannique)	25 ans	2017-05-27	4,60	GL-331
Cedar 1 LNG Export Ltd.	Cedar LNG Export Development Ltd.	Kitimat (Colombie-Britannique)	25 ans	2016-05-27	0,83	GL-327
GNL Québec Inc.	Ruby River Capital LLC (Freestone International LLC et Breyer Capital LLC)	Saguenay (Québec)	25 ans	2016-05-26	1,79	GL-317
Jordan Cove LNG L.P.	Veresen Inc.	Kingsgate et Huntingdon (Colombie-Britannique)	25 ans	2015-07-24	1,78	GL-305
Kitsault Energy Ltd.	Kitsault Energy	Kitsault (Colombie-Britannique)	20 ans	2016-05-27	3,11	GL-334
KM LNG Operating General Partnership (projet de GNL de Kitimat)	Chevron et Woodside (Apache vendue à Woodside) (projet d'exportation de GNL de Kitimat)	Kitimat (Colombie-Britannique)	20 ans	2011-11-14	1,41	GL-298
LNG Canada Development Inc.	Shell, Mitsubishi, Korea Gas Corporation et PetroChina Company Ltd	Kitimat (Colombie-Britannique)	40 ans	2016-05-27	3,68	GL-330
NewTimes Energy Ltd.	NewTimes Energy Ltd.	Prince Rupert (Colombie-Britannique)	25 ans	2016-05-27	1,85	GL-333
Orca LNG Ltd.	Orca LNG	Prince Rupert (Colombie-Britannique)	25 ans	2016-05-26	3,68	GL-312
Oregon LNG Marketing Company LLC	Oregon LNG (Leucadia et autres)	Kingsgate et Huntingdon (Colombie-Britannique)	25 ans	2015-07-24	1,49	GL-308
Pacific NorthWest LNG Ltd., en tant que commandité de Pacific NorthWest LNG Limited Partnership	Petronas, Sinopec, JAPEX, Indian Oil Corporation Ltd. et Brunei National Petroleum Company	Lelu Island (Colombie-Britannique)	40 ans	2016-12-21	3,35	GL-337

Titulaire de la licence d'exportation	Promoteurs du projet	Points d'exportation	Durée de la licence	Date de délivrance	Volume incluant l'écart admissible (Gpi ³ /j)	Numéro de licence d'exportation
Pieridae Energy (Canada) Ltd.	Pieridae Energy	Goldboro (Nouvelle-Écosse)	20 ans	2016-05-26	1,61	GL-313
Quicksilver Resources Canada Inc. (licence transférée à Rockyview Resources Inc.)	Quicksilver Resources Canada Inc. (licence transférée à Rockyview Resources Inc.)	Campbell River (Colombie-Britannique)	25 ans	2016-05-26	3,03	GL-311
Saint John LNG Development Company Ltd.	Repsol	Saint John (Nouveau-Brunswick)	25 ans	2016-05-27	0,79	GL-318
Steelhead LNG (A) Inc.	Steelhead LNG Limited Partnership	Mill Bay (Colombie-Britannique)	25 ans	2016-05-26	0,98	GL-320
Steelhead LNG (B) Inc.	Steelhead LNG Limited Partnership	Sarita Bay (Colombie-Britannique)	25 ans	2016-05-26	0,98	GL-321
Steelhead LNG (C) Inc.	Steelhead LNG Limited Partnership	Sarita Bay (Colombie-Britannique)	25 ans	2016-05-26	0,98	GL-322
Steelhead LNG (D) Inc.	Steelhead LNG Limited Partnership	Sarita Bay (Colombie-Britannique)	25 ans	2016-05-26	0,98	GL-323
Steelhead LNG (E) Inc.	Steelhead LNG Limited Partnership	Sarita Bay (Colombie-Britannique)	25 ans	2016-05-26	0,98	GL-324
Stolt LNGaz Inc.	Société enregistrée au Québec, dont les associés sont Stolt-Nielsen Gas, SUN LNG et Stolt LNGaz Inc.	Bécancour (Québec)	25 ans	2016-05-27	0,08	GL-325
Triton LNG Limited Partnership	AltaGas et Idemitsu Kosan	Kitimat or Prince Rupert (BC)	25 ans	2014-10-24	0,36	GL-306
WCC GNL Ltd.	ExxonMobil et Imperial Oil	Kitimat or Prince Rupert (BC)	40 ans	2016-10-26	4,60	GL-335
WesPac Midstream – Vancouver LLC	WesPac Midstream LLC (Highstar Capital et Primoris Services Corporation)	Delta (Colombie-Britannique)	25 ans	2016-05-26	0,46	GL-310
Woodfibre LNG Export Pte. Ltd.	Pacific Oil & Gas Limited	Squamish (Colombie-Britannique)	40 ans	2017-06-09	0,32	GL-340 ⁹
Woodside Energy Holdings Pty Ltd.	Woodside Energy Ltd.	Prince Rupert (Colombie-Britannique)	25 ans	2015-05-12	3,22	GL-309
Volume total approuvé (Gpi³/j)	Volume total approuvé (Gpi³/j)				55,46	

PROJETS ANNULÉS	CANCELLED PROJECT(S):					
BC LNG Export Co-operative LLC	LNG Partners, LLC, Haisla Nation et Golar LNG	Kitimat (Colombie-Britannique)	20 ans	2012-04-12	0,25	GL-299; annulée le 5 mars 2015 (dissolution de BC GNL)
Prince Rupert LNG Exports Limited (annulation en cours)	BG Group	Ridley Island (Colombie-Britannique)	25 ans	2014-03-31	3,34	GL-301
Volume total annulé (Gpi³/j)	Volume total annulé (Gpi³/j)				3,59	

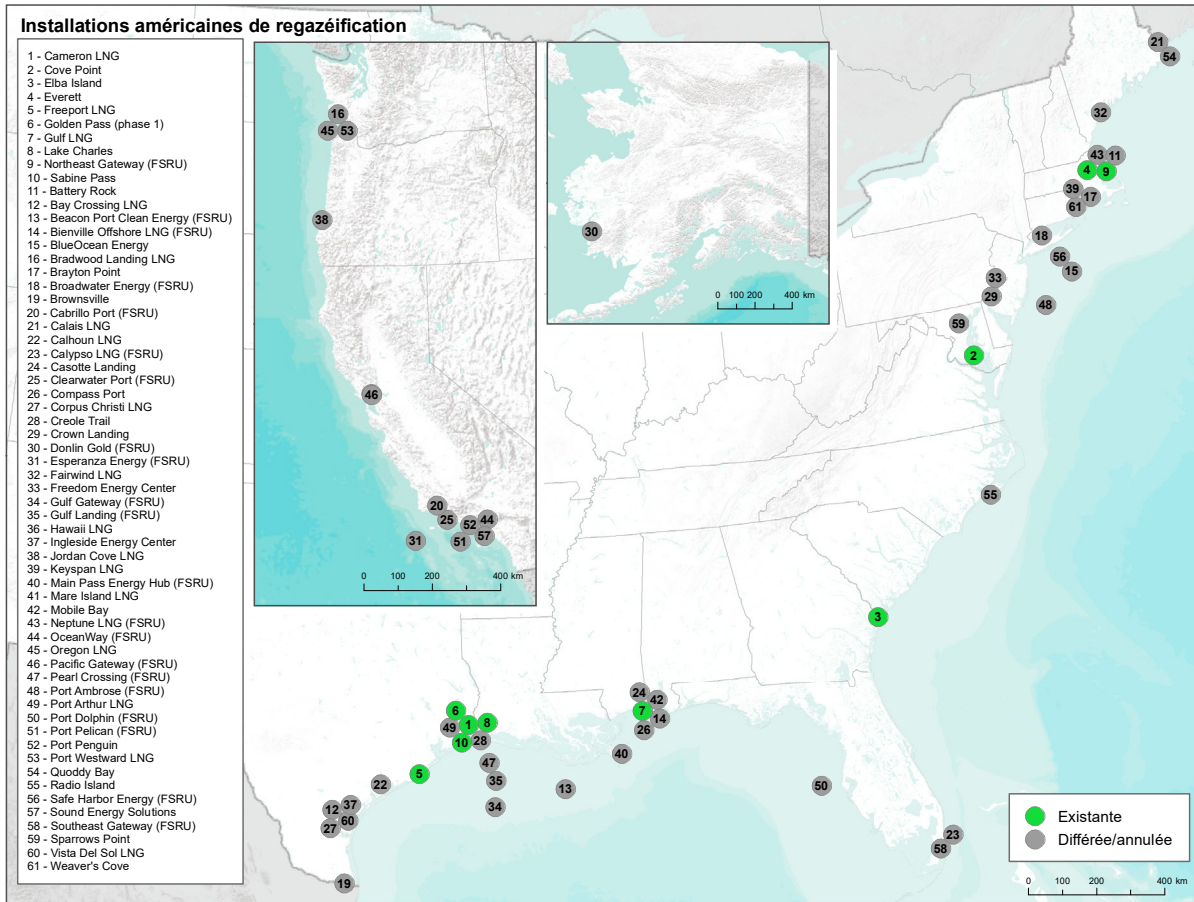
9 Aucune ordonnance d'annulation n'a été rendue.

Annexe 2 : Projets de regazéification aux États-Unis

Dans les années précédant l'accessibilité à grande échelle au gaz de schiste et de réservoirs étanches, les États-Unis ont investi dans la construction de terminaux d'importation de GNL, anticipant un besoin d'importer du gaz naturel pour combler la demande future. Toutefois, en raison de l'essor de la production de gaz de schiste, la plupart de ces projets ont été désaffectés, différés ou annulés.

FIGURE A2.1

Projets de regazéification aux États-Unis



Source :

Office national de l'énergie