

Mémoire présenté au bureau d'audiences publiques sur
l'environnement (BAPE)

Projet d'implantation du terminal méthanier Rabaska et des
infrastructures connexes à Lévis

Présenté par Philippe de le Rue

Janvier 2007

Monsieur le président,
Messieurs les commissaires,

QUESTION : Avons-nous vraiment besoin d'installer un port méthanier chez-nous dans cette zone d'habitation ancestrale, tel que Rabaska nous le présente?

NON, et voici pourquoi :

Gaz Métro partie prenante de Rabaska nous recommande de chauffer nos maisons au gaz et ainsi vendre encore plus d'excédent d'électricité principalement aux U.S.A. : à nous la pollution. Complétons le Tableau des performances comparées d'émission de GES, que nous a présenté Rabaska - en en y incluant l'électricité, il parle de lui-même (cf; Trans-Canada Énergie, GES Audiences du BAPE 5-11-2003). Voir aussi le Tableau de Rabaska, réponse aux questions DA-36 1_8)

De plus, Rabaska nous demande de remplacer le charbon par du gaz surtout pour produire de l'électricité, nous diminuerions notre total d'émission de GES, voyons quelle proportion de charbon entre dans cette production d'énergie : dans le bilan total de consommation c'est dans autres, c'est-à-dire toute les autres formes de production que l'hydroélectricité, le pétrole, le gaz et le nucléaire, que le charbon est comptabilité dans ce qui représente le reste, soit 3 % et le charbon 0 (cf MRN septembre 2002).

L'un des plus gros promoteurs étant Gaz de France, dans ses consignes chez-elle, recommande, même si les zones d'exclusion sont de 400 à 500 mètres, de se tenir loin de toutes les habitations, des voies de circulation (cf document Gaz de France Fos Cavaou, page 19 à 21) et n'est pas le seul à le pratiquer comme nous allons le constater : (cf sources provenant de Gaz de France, Rabaska, et des différents ports méthaniers existants et proposés dans le monde) ci- joint les photos de :

Fos Cavaou - France
Fos sur Mer (Fos Tonkin) - France
Montoir de Bretagne - France
Snohvit - Europe du nord
Sabin Pass - U.S.A.
Ingle side Energy Center - U.S.A.
Trunkline LNG Expansion - USA
Sempra LNG—Cameron LNG - USA
Weaver's cove energy - USA
Vista del Sol LNG – USA (2 documents)
Freeport LNG - USA
Corpus Crhristi LNG terminal - USA
Creole Trail LNG terminal - USA
Lake Charles terminal - USA
Elba Island LNG terminal - USA
Bear Head LNG – CDN
Canaport LNG – CDN
Et d'autres à travers le monde

En regardant toutes ces installations déjà établies ou à l'étude, contrairement à Rabaska :

- aucune habitation entre les réservoirs et la jetée
- habitations éloignées ou pas d'habitation proche pour les plus récents
- sont dans des zones industrielles
- sont situées sur le front de mer ou à l'embouchure d'une rivière ou d'un fleuve
- aucune si profondément dans les terres – les méthaniers transportant leur zone de danger avec eux et ce, tout au long d'une voie maritime majeure
- n'ont pas de route proche surtout pas de boulevard achalandé
- aucune n'ont de ligne à haute tension proche et quelles lignes à Lévis, parmi les plus puissantes (3 fois 735 000 volts)

- la majorité ont 4 réservoirs – plusieurs trois - et très peu deux; Rabaska a toute la place pour en mettre au moins quatre voire plus comme il l'a affirmé dans les questions du public lors des audiences de Beaumont, avec toutes les contraintes que cela entraînerait (exemple le développement d'Ultramar) pour les résidants.

Rabaska nous a montré quelques photos de terminaux en ville mais tous sur front de mer et en zone industrielle, comme au Japon, qui lui a de réels problèmes d'approvisionnement personnel, de surpopulation et de manque de territoires, ou en Turquie qui a très peu de normes, a un besoin vital de s'industrialiser et a été très souple vis-à-vis de l'Europe. Une seule exception Boston en pleine ville. Installé depuis les années 1970, à une époque où les normes étaient quasi inexistantes et maintenant depuis plusieurs années les maires cherchent à s'en débarrasser avec toutes les contraintes que cela entraîne et cela est encore plus vrai pour eux depuis le 11 septembre (cf The Boston Globe, décembre 21, 2004). Cela pourrait être vrai pour nous. (cf Le Soleil, 13 mai 2005).

Rabaska, même s'il achète ou exproprie autour de lui, vu le site il restera toujours trop d'habitations proches et ce, dans un endroit encaissé, coincé entre l'île d'Orléans, tout le bas de la falaise côté sud (Lévis) et le Vieux Québec et, sous les lignes à haute tension d'Hydro-Québec.

Il n'y a qu'à voir ce qui s'est passé avec un **petit tuyau** et un **petit poteau d'une ligne électrique** de distribution à Pointe-du-Lac (cf rapport du coroner et recommandations du coroner (cf Sécurité publique) et à l'Accueil Bonneau **toujours pour un petit tuyau** (cf Sécurité publique – Québec).

La France elle-même vient d'adopter une nouvelle législation plus restrictive sur les risques et la maîtrise de l'urbanisme touchant les sites de GNL (cf Loi sur les risques industriels et sur la maîtrise de l'urbanisme, juillet 2003). Même l'Algérie s'y met suite à l'accident de Skikda et s'inquiète de la proximité des habitations,

veut les déplacer ainsi que les bidonvilles (cf actualité 9 avril 2006) Gaz de France, leader reconnu en la matière a toute la documentation de ce qu'il faut **savoir pour vivre** proche d'un tel site, ce qu'il **faut faire** en cas d'alerte et les **réflexes à avoir** en cas d'accident (cf AGIR POUR LA SÉCURITÉ)

Voulons-nous vivre avec nos familles avec cette épée de Damoclès au-dessus de nos têtes?

Mais d'où vient ce besoin de gaz au Canada alors que nous sommes producteur et exportateur de quasi toutes les énergies (cf Ressources naturelles Canada). Le Québec ne serait-il qu'un transit? (cf document Gaz de France, Trois marchés principaux) Ces derniers jours, les 21, 22 et 23 janvier 2007, dans les médias (radio -T.V.) dans le cadre de discussions de la politique canadienne de l'énergie sur l'implantation de 3 terminaux méthaniers au Québec et Nouveau-Brunswick donne la conclusion que c'est pour l'approvisionnement des USA (cf Le marché Nord Américain DA 36 1_8). Nous en avons aussi la confirmation par l'Office of Energy projects des USA qui nous montre les besoins en énergie de la côte Est des USA et les orientations de ces états du Nord-Est des USA quant à l'implantation des ports méthaniers : Ils n'en veulent pas chez-eux et disent que : **Le Québec sera tout heureux d'en avoir** (cf site internet FERC, NEGC, loi restrictive sur les méthaniers et the Canadian presse 2005) **2 poids – 2 mesures**, nous ne servirions que de transit, à nous les contraintes, les risques, la pollution et à eux les profits et la jouissance. UN MARCHÉ DE DUPE.

Rabaska nous dit aussi que l'utilisation du gaz serait en remplacement du gaz de l'ouest, il vaut mieux prendre de soi que d'autrui qui aura barre sur nous (cf DA36 1_8).

Massacrer toute une région, tout un site patrimonial, contraindre toute une population, qui vivrait aux environs du site projeté, opposée à plus de 70 % à la désintégration de ce milieu de vie pour quelques 70 emplois permanents (à

prouver) et sachant que pour la construction, toute la technologie et la main d'œuvre spécialisée viendrait d'ailleurs et le reste, soumis selon les termes de Monsieur Kelly à la qualité, prix et délais. Les promoteurs ne choisiraient-ils pas ceux avec lesquels ils sont habitués de travailler?

CONCLUSION :

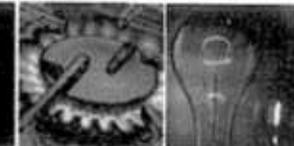
Comme vous pouvez le constater, il est évident que Rabaska n'a pas à s'implanter dans un tel site. Il n'a pas à faire pression sur une population qui n'en veut pas sans même respecter ses propres normes et usages. Une telle installation n'est pas pour notre utilisation, nous n'en avons pas vraiment besoin c'est d'autres, grands consommateurs d'énergie qui n'en veulent pas chez-eux qui se servent de leur puissance pour nous influencer et nous l'imposer et de plus à nous rendrait dépendant d'autrui sans aucun contrôle de notre part.

Quand aux retombées économiques tant durant la construction que durant l'exploitation, elles s'annoncent très minimes : la technologie vient d'ailleurs, le gaz vient d'ailleurs, il part ailleurs, les principaux promoteurs sont d'ailleurs.

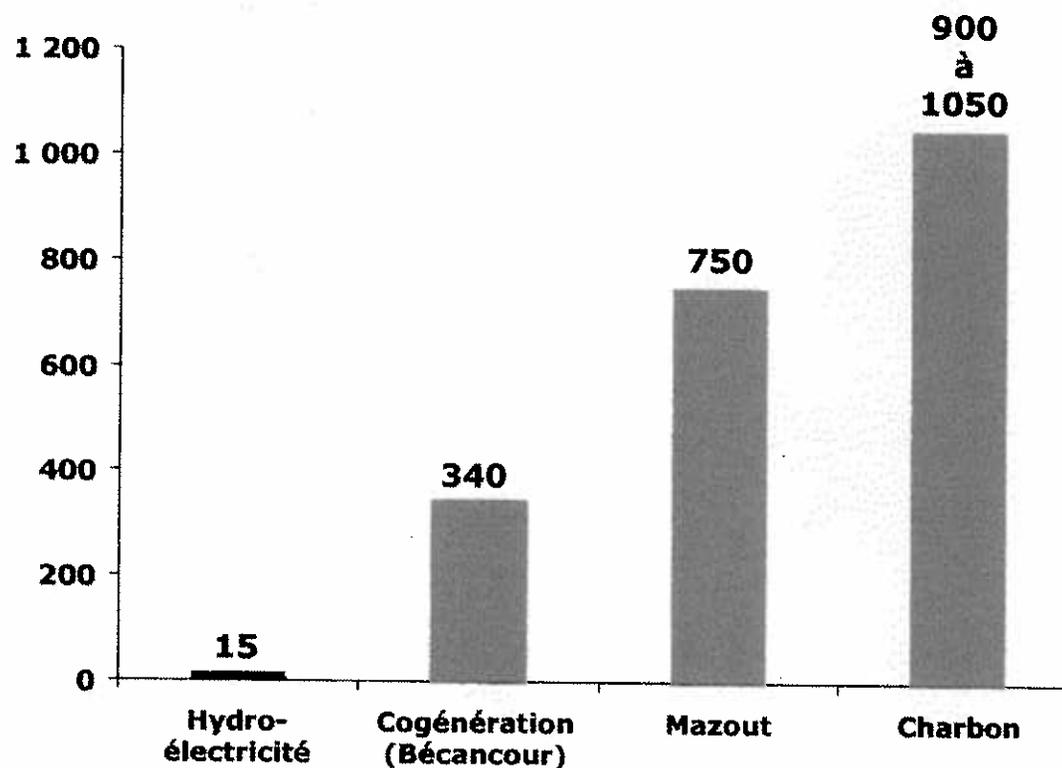
Je vous remercie de m'avoir écouté et vous prie, Monsieur le Président et Messieurs les Commissaires, de prendre en considération ces quelques observations glanées tout au long des explications que le promoteur nous a fournies ou nous a obligé à trouver depuis les séances publiques de 2004.

P.S. Je vous fais parvenir par courrier copie de ce mémoire accompagnée de tous les documents mentionnés à titre de référence.

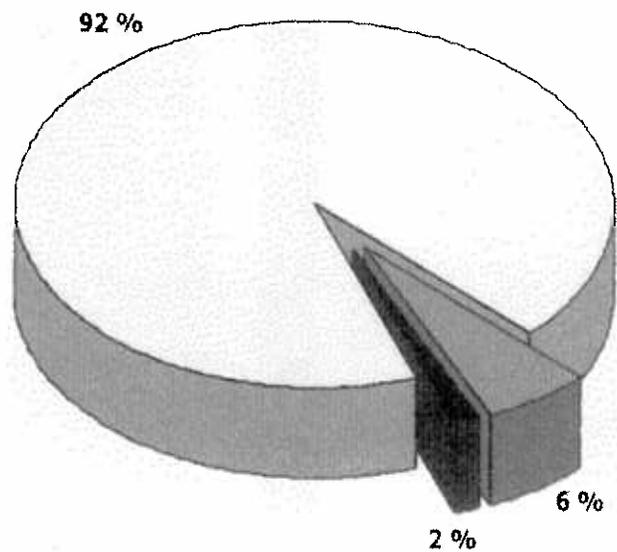
GES : performances comparées selon les options de production d'électricité



Émissions de GES par unité d'énergie produite (kt par TWh totale)



UTILISATION DU GAZ DU TERMINAL

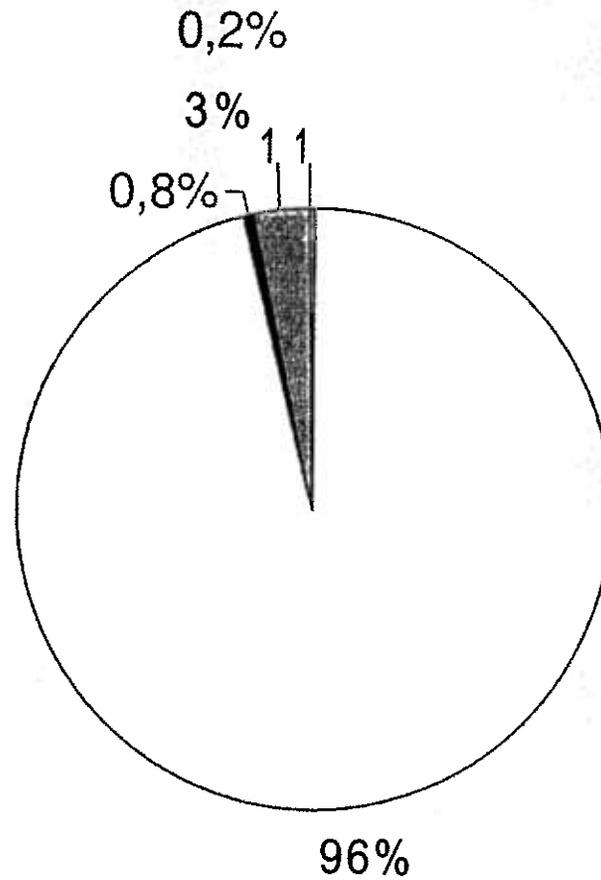


- Remplacement du gaz de l'Ouest canadien
- Remplacement du mazout
- Croissance de la demande



Gaz à effet de serre

Québec, 1999



hydroélectrique pétrole et gaz naturel nucléaire autres

Sources d'énergie utilisées pour la production d'électricité (%)

Sources d'énergie	Québec, 1999	Québec, 2001	Ontario, 1999	N.B., 1999	Alberta, 1999
hydroélectrique	96	93,6	25	17	4
charbon	0	0	24	22	79
pétrole et gaz naturel	0,8	4,0	9	34	15
nucléaire	3	1,7	41	22	0
autres	0,2	0,7	1	5	2
total	100	100	100	100	100

Fos Cavaou : Un nouveau terminal méthanier en construction à Fos-sur-Mer

La forte croissance de la demande de gaz naturel, notamment en France et en Europe, exige d'augmenter les capacités de réception de gaz naturel liquéfié pour assurer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs.

La réalisation d'un nouveau terminal méthanier répond à cette exigence.



Vue d'artiste du terminal de Fos Cavaou

Le nouveau terminal occupera un terrain de 80 hectares situé sur la presqu'île du Cavaou et entrera en service en 2007. Il sera exploité par Gaz de France.

3,25 milliards de m³ de gaz naturel transiteront chaque année par le terminal de Fos Cavaou qui pourra recevoir des méthaniers de grande taille, transportant jusqu'à 160 000 m³ de GNL (300 mètres de long, 50 mètres de large, et 12 mètres de tirant d'eau).

Dans le cadre d'un accord de partenariat, Total pourra entrer à hauteur de 30% dans le futur terminal et disposer d'une capacité annuelle de regazéification de 2,25 milliards de m³ de gaz naturel.

Le stockage du GNL sera assuré par 3 réservoirs de 110 000 m³ chacun. Le gaz regazéifié sera évacué vers le réseau de transport de Gaz de France par une connexion à la station de compression de Gaz de France située à St-Martin-de-Crau.

Ce nouveau terminal présente des avantages décisifs :

- une situation nautique favorable, à l'entrée du port de Fos Ouest, qui lui permet de recevoir en toute sécurité les plus grands navires méthaniers ;
- une implantation terrestre contribuant au développement du port industriel de Fos : sa localisation est éloignée des zones d'habitation et des voies de circulation (impact visuel limité par adaptation de la hauteur des ouvrages, aménagements paysagers, amélioration de la desserte de la presqu'île) ;
- un procédé éprouvé et respectueux de l'environnement ;
- une superficie importante, traduisant une conception moderne qui intègre les règles actuelles de sécurité industrielle (séparation des zones de procédé, éloignement des bâtiments et des ateliers, etc.).

Gaz de France a engagé depuis juin 2002 des démarches transparentes d'information auprès des acteurs locaux et de la population concernée, et le projet a ensuite été soumis à l'enquête publique réglementaire.

Il a été autorisé le 15 décembre 2003.

Le contrat de construction a été signé le 14 mai 2004 avec le consortium Sofregaz - SN Technigaz - Saipem S.A.

Gaz de France

● **Gaz de France, leader européen du gaz naturel**

- L'un des 10 premiers acheteurs mondiaux de GNL
- L'un des premiers importateurs de GNL en Europe
- Leader dans le stockage de gaz naturel en Europe continentale
- Opérateur du plus long réseau de transport en Europe
- Portefeuille d'approvisionnement le plus diversifié d'Europe
- L'un des leaders dans les services énergétiques en Europe

● **Résultats financiers 2004**

- Chiffre d'affaires consolidé 18 129 millions d'euros
- Résultat net du groupe 1 046 millions d'euros

● **Chiffres clefs (au 31 décembre 2004)**

- Ventes totales du groupe 66,4 milliards de m³
- Nombre de clients Environ 12,5 millions dans le monde
Idont environ 10,9 millions en France,
- Réseau de transport 31 365 km
- Réseau de distribution 174 540 km
- Nombre de sites de stockage souterrain exploités 12
- Volume utile de stockage Environ 9 milliards de m³
- Plus de 38 000 collaborateurs

Fos Tonkin : Le second terminal méthanier de France

Depuis sa mise en service en 1972, le terminal méthanier de Fos Tonkin assure l'approvisionnement du Sud de la France en GNL importé des usines algériennes de liquéfaction de Skikda, d'Arzew et de Bethioua.

Sa capacité est supérieure à 5 milliards de m³ de GNL par an.



Vue aérienne du terminal de Fos Tonkin

Ce terminal a été rénové entre 1995 et 1999. En 2004, 123 cargaisons de GNL assurées par 9 navires méthaniers ont été reçues à Fos-sur-Mer. Le trajet d'un méthanier entre Skikda et Fos-sur-Mer dure en moyenne 1 jour.

Montoir-de-Bretagne : Le plus important terminal méthanier d'Europe

Depuis sa mise en service en 1980, le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne assure une alimentation en gaz naturel, importé sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL) des usines algériennes de liquéfaction d'Arzew et Bethioua, de l'usine nigériane de Bonny, ou ponctuellement des usines du Qatar, d'Abu Dhabi ou d'Oman.

Les volumes contractuels correspondent à une capacité d'environ 8,5 milliards de m³ de gaz par an.



Vue aérienne du terminal de Montoir de Bretagne

Ce terminal a été rénové en 1995 et des aménagements se sont poursuivis jusqu'à cette année. En 2004, 95 cargaisons de GNL livrées par 17 navires méthaniers différents ont été reçues à Montoir-de-Bretagne. L'aménagement du terminal méthanier de Montoir permettra d'accueillir jusqu'à 120 navires par an dans les prochaines années.

Le trajet d'un méthanier d'Algérie à Montoir dure en moyenne 3 jours, et plus de 8 jours en provenance du Nigeria.

La Norvège

- Gaz de France a pris une participation de 12 % dans le gisement de Snohvit, en mer de Barents.
- Le démarrage de la production est prévu vers la fin de l'année 2006. Gaz de France enlèvera sa part de gaz, soit une production de 700 millions de m³ environ, sous forme de GNL destiné aux marchés européen et américain.



Vue aérienne de Snohvit

Les transactions de court terme

Gaz de France intervient sur le marché de court terme du GNL. Ses approvisionnements FOB permettent au Groupe d'optimiser l'organisation du transport maritime et de saisir des opportunités commerciales de court terme. En 2003 et 2004, un total de vingt-sept cargaisons ont ainsi fait l'objet de livraisons spot aux États-Unis et en Asie.

Un pôle maritime complet

Le groupe Gaz de France bénéficie de plus de 40 ans d'expérience dans la conception, l'armement, l'exploitation, la maintenance et la gestion des méthaniers.

Armement

Actuellement, le groupe Gaz de France opère :

- par l'intermédiaire de Messigaz (filiale à 100 % de Gaz de France) : les méthaniers Teller (capacité de 40 000 m³) et Descartes (capacité de 50 000 m³) qui déchargent habituellement au terminal de Fos-sur-Mer.

Becoming North America's premier
LNG receiving company



LNG Management

LNG Receiving Terminals

- Corpus Christi
- ▶ - Creole Trail
- Sabine Pass

Construction Photos

LNG Contractors

- Inquiry Form

The Nature of LNG

Community Relations

Environmental & Safety

Sabine Pass LNG Terminal

Artist Rendition of the Sabine Pass LNG Terminal



Sabir

Term

Ac

> Ar

PI

Ar

Berthing/Unloading

- 2 docks handle 87,000 cm to 250,000 cm LNGC's
- 3 dedicated tugs

Storage

- 3 x 160,000 cm (10.1 Bcfe)

Vaporization

- 2.6 Bcf/d capacity

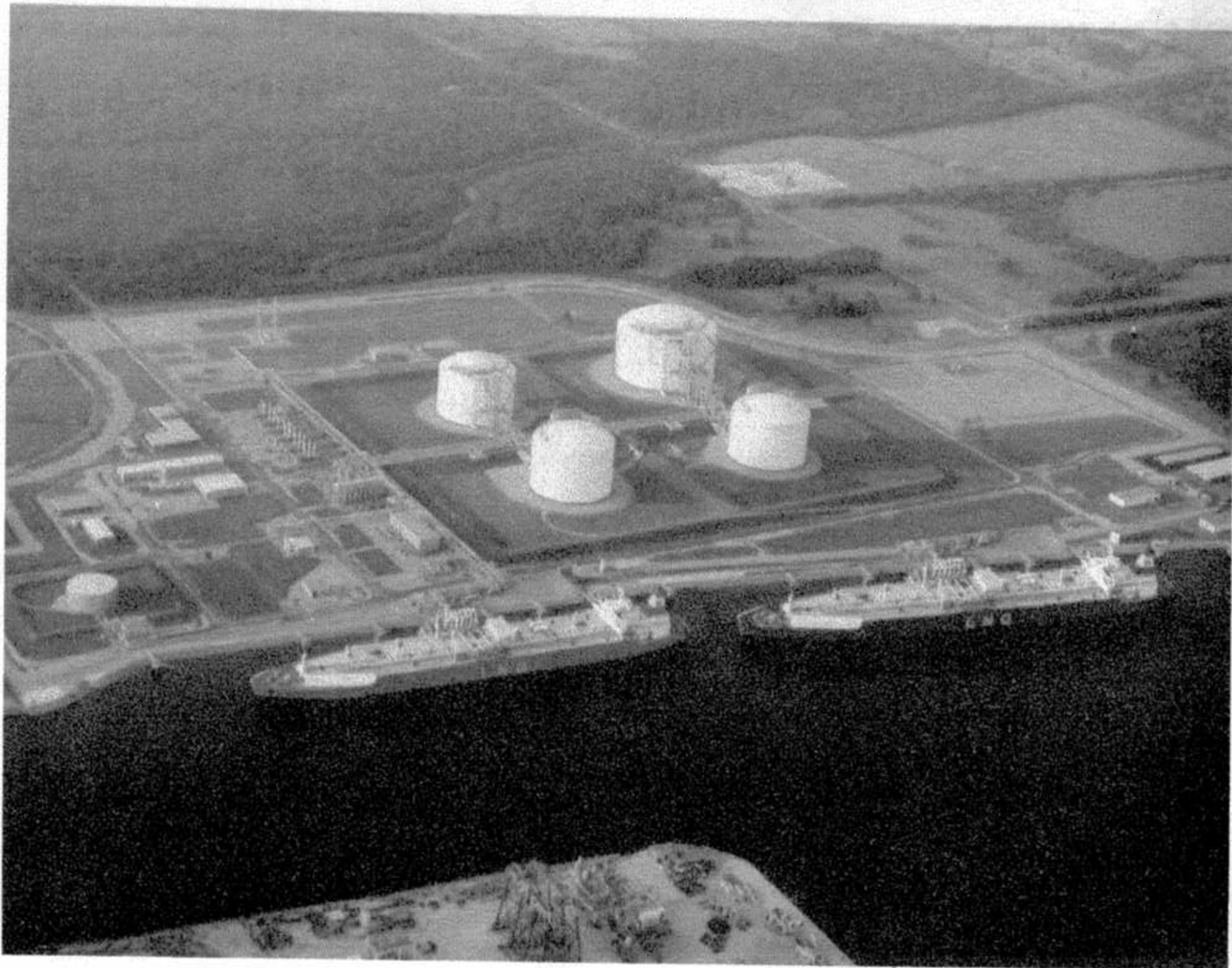
In-Service-Date

- 2008



Ingleside Energy Center LLC - After Addition of LNG Components

Ingleside Energy Center LLC - After Addition of LNG Components



Cameron LNG

Cameron LNG LLC submitted an application with the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) in December 2005, to expand its fully permitted Cameron LNG project, which is currently under construction in Hackberry, La. FERC approval is expected during the first quarter of 2007.

Energia Costa Azul

Cameron LNG

Project overview

Project description

Expansion information

Project timeline

Construction update

Maps

Safety

Community

Newsletters

Environment

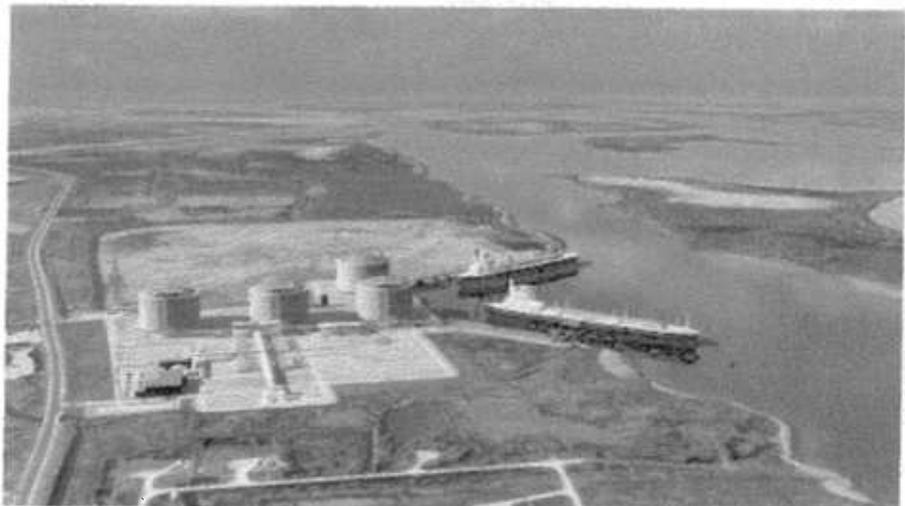
Project team

Jobs

Contact us

Port Arthur LNG

The proposed expansion would add another 1.15 billion cubic feet (Bcf) per day of **Expansion Capacity**, increasing Cameron LNG's total processing capacity to 2.65 Bcf per day.



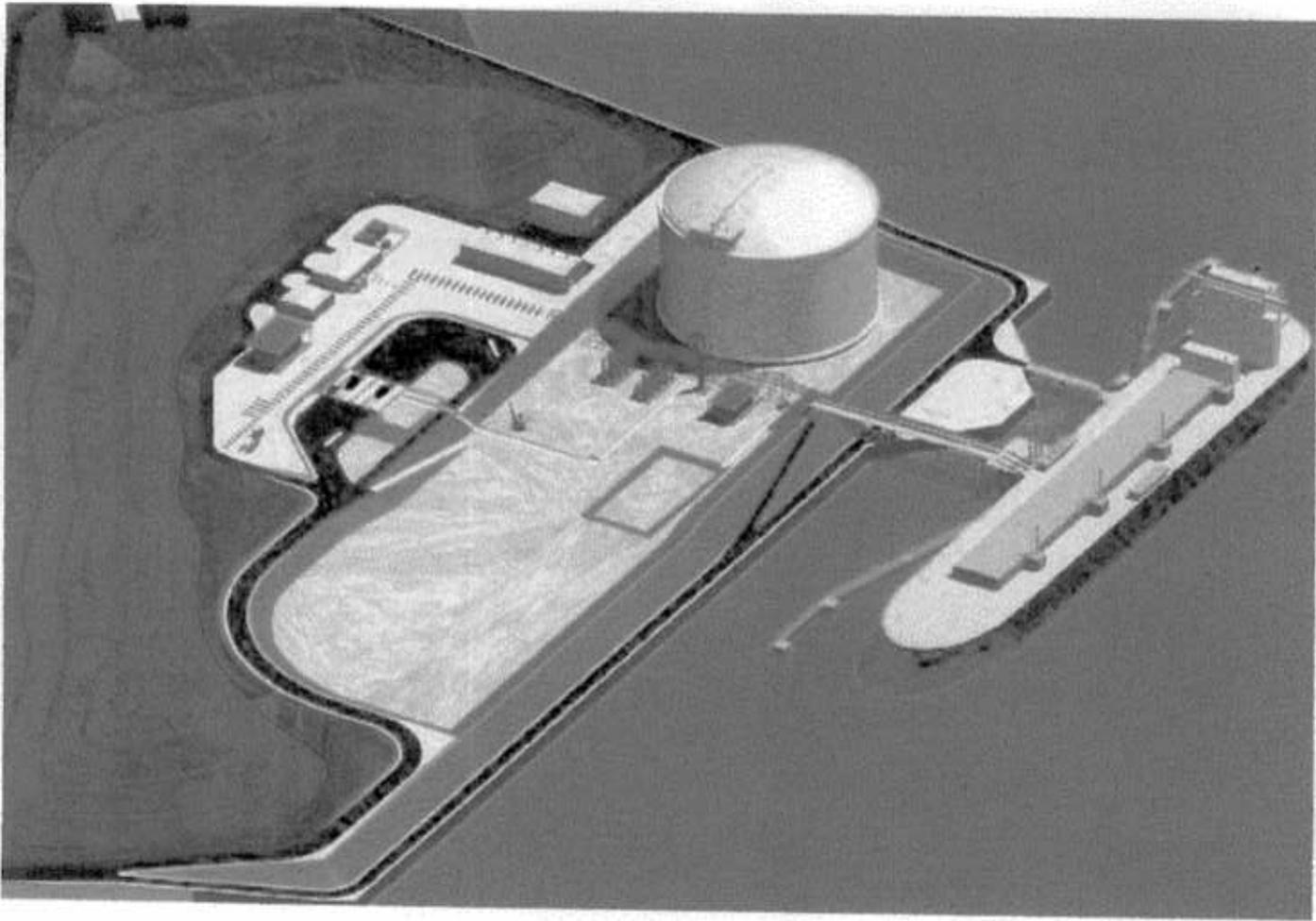
A project rendering of Cameron LNG with the proposed expansion. Once complete, the ter

More details can be found in [the legal notice of this filing](#) (PDF).

mailing SVangoor@SempraGlobal.com



Project plan layout



Vista del Sol LNG Terminal



To help meet the nation's growing demand for natural gas, Vista del Sol LNG Terminal LP and Vista del Sol Pipeline LP are considering the development of a Liquefied Natural Gas (LNG) receiving terminal and an associated pipeline located in San Patricio County, Texas. Vista del Sol LNG Terminal LP and Vista del Sol Pipeline LP are both affiliates of Exxon Mobil Corporation.

The proposed LNG terminal would be located in an industrial area along the northeastern shore of Corpus Christi Bay with direct access to the La Quinta Ship Channel. The proposed site is located between the communities of Gregory and Ingleside, Texas and situated immediately adjacent to the Sherwin Alumina and DuPont industrial facilities. The proposed project includes a pipeline toward the northwest in San Patricio County, allowing connections into existing intrastate and interstate pipelines.

The proposed Vista del Sol LNG terminal would be located in an industrial area along the northeastern shore of Corpus Christi Bay with direct access to the La Quinta Ship Channel.

LNG Terminal Overview

The Vista del Sol LNG terminal would be designed to accept LNG cargoes, temporarily store LNG and vaporize LNG. The terminal would contain a berthing structure and unloading facilities for double-hulled LNG ships, up to three LNG self-contained storage tanks (approximate capacity of 155,000 cubic meters each), vaporization equipment to warm LNG to its natural gas state and associated pipeline facilities and equipment.

The Vista del Sol LNG terminal would contain a dedicated slip, berth and unloading facilities located adjacent to the La Quinta Ship Channel. The berth would be designed such that the whole ship would be located within the slip and outside of the existing ship channel. One LNG ship, visiting the terminal about every four days, would be able to supply one billion cubic feet per day (BCFD) of natural gas to the market.

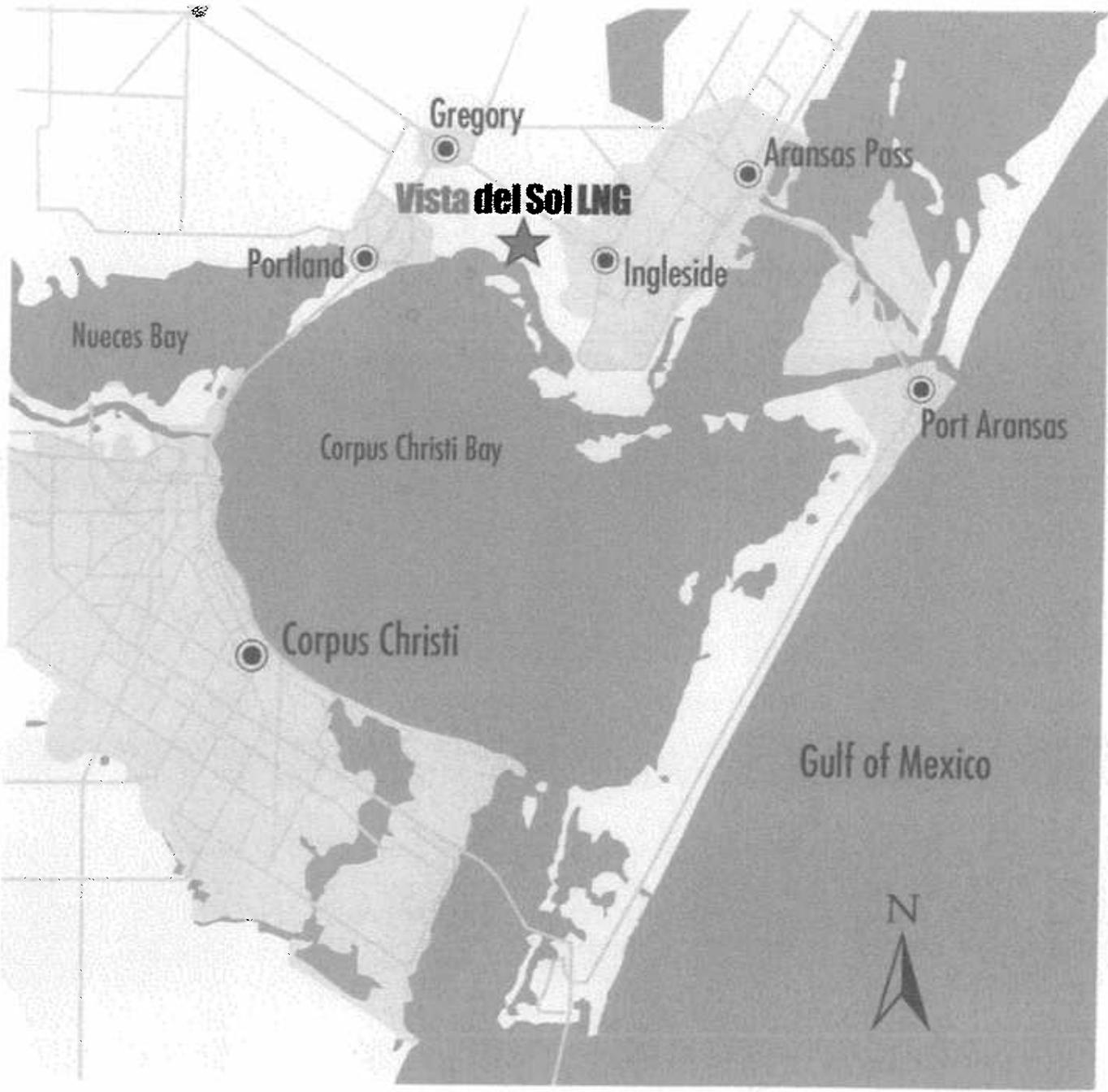
The LNG would be offloaded from the ship and transferred to the onshore storage tanks. Each storage tank would consist of a specially designed steel tank encased in a thick concrete shell. The LNG would be vaporized in shell-and-tube heat exchangers using a glycol solution warmed by gas-fired heaters. High-pressure pumps would be used to transfer LNG from the storage tanks to the vaporizers, so that the resulting natural gas is at a pressure sufficient to meet pipeline specifications.

The Benefit of the Vista del Sol LNG Terminal

The Vista del Sol LNG project proposes to import LNG to provide approximately one BCFD of natural gas to help meet growing Texas and U.S. natural gas demand. This project, with a proposed start-up in 2008/2009, would provide a reliable, long-term and competitive source of natural gas needed to sustain existing industry and jobs and to attract other businesses to the area.

Vista del Sol LNG
SAN PATRICIO COUNTY, TEXAS

For more information, please call toll free 1-800-483-2538 or visit the web site at: www.vistadelsollng.com



Vista del Sol LNG

SAN PATRICIO COUNTY, TEXAS

FREEPORT



Freeport LNG
713.880.2888 / 1.800.303.6945

- Project
- LNG Industry
- Regulatory
- Quintana/Brazosport
- Site Map
- Contact Us



Freeport LNG Development, L.P. is constructing and will own and

Quintana Island, about 70 miles

CLICK HERE

To view current photos
of our construction site



Click Here to Read About Freeport
LNG's feathered friend – the Least
Tern

NEWS:

[FLNG Article - Gas Giant](#)

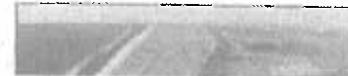
[FLNG Closes
Supplemental Financing](#)

[FLNG & MCGGC
Execute 17-year
Agreement](#)

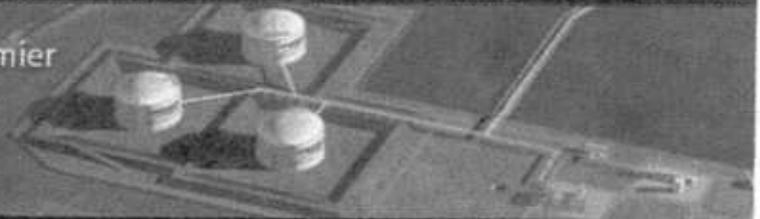
[Dow and FLNG Reach 20-
year Agreement](#)

[Dow Chemical & FLNG
Sign Agreement](#)

[More news...](#)



Becoming North America's premier
LNG receiving company



LNG Management
LNG Receiving Terminals

- ▶ - Corpus Christi
- Creole Trail
- Sabine Pass

Construction Photos

LNG Contractors

- Inquiry Form

The Nature of LNG

Community Relations

Environmental & Safety

Corpus Christi LNG Terminal

Artist's Rendition of Corpus Christi LNG Terminal



Corpus
Terminals

> Art
Ply
An

Berthing/Unloading

- 2 docks handle 87,000 cm to 250,000 cm LNG carriers
- 3 dedicated tugs

Storage

- 3 x 160,000 cm tanks (10.1 Bcfe)

Vaporization

- 2.6 Bcf/d capacity

In-Service-Date

- 2010

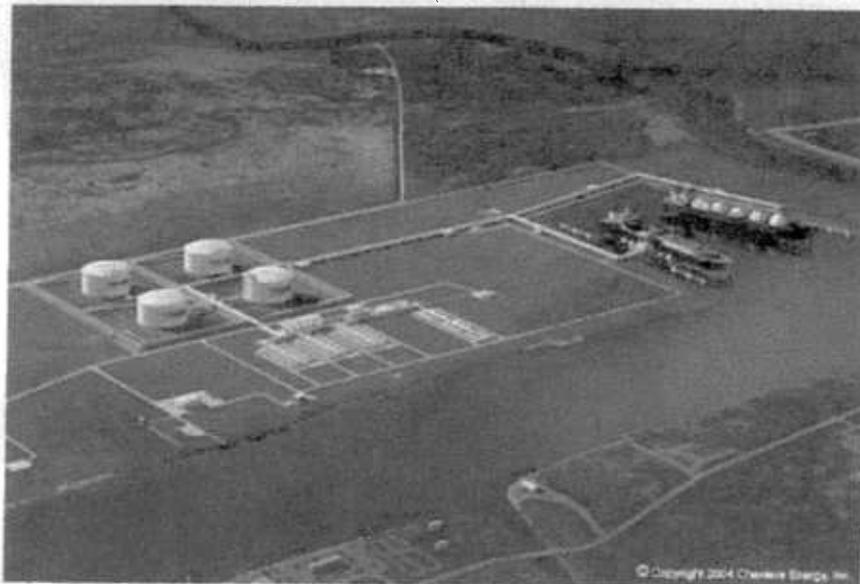
Becoming North America's premier
LNG receiving company



- LNG Management
- LNG Receiving Terminals
 - Corpus Christi
 - ▶ - Creole Trail
 - Sabine Pass
- Construction Photos
- LNG Contractors
 - Inquiry Form
- The Nature of LNG
- Community Relations
- Environmental & Safety

Creole Trail LNG Terminal

Artist Rendition of the Creole Trail LNG Terminal



Creole
Term
At
> Ar
Ar

Berthing/Unloading

- 2 docks handle 87,000 cm to 250,000 cm LNGC's
- 3 dedicated tugs

Storage

- 4 x 160,000 cm (13.5 Bcfe)

Vaporization

- 3.3 Bcf/d capacity

In-Service-Date

- 2011

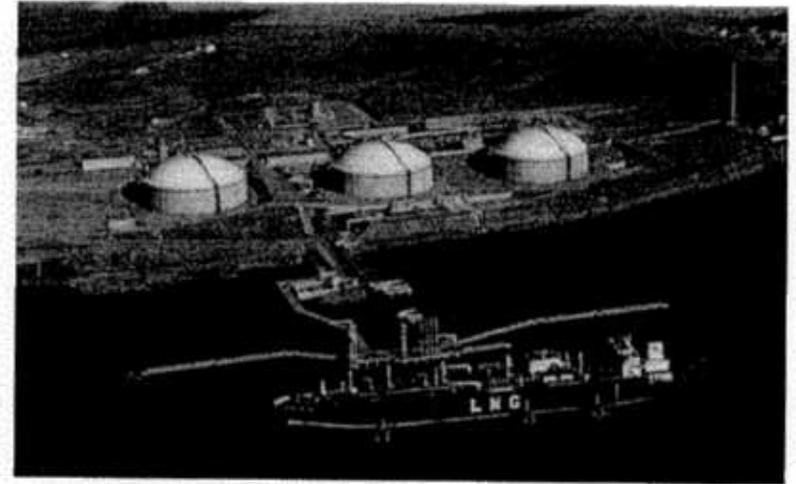
Lake Charles Terminal

CMS Trunkline LNG



Source: CMS Energy, 2001

EREGLISI



LNG Tanker at Loading Berth, Kenai, Alaska



Photo: Courtesy of Phillips Petroleum

Elba Island LNG Terminal

El Paso



Source: El Paso, 2000



Bear Head LNG Terminal

BEAR HEAD LNG



Canaport™ LNG

[Home](#)

[Timeline](#)

[About Us](#)

[Newsroom](#)

[Project Information](#)

[LNG 101](#)

[LNG Safety](#)

[FAQ](#)

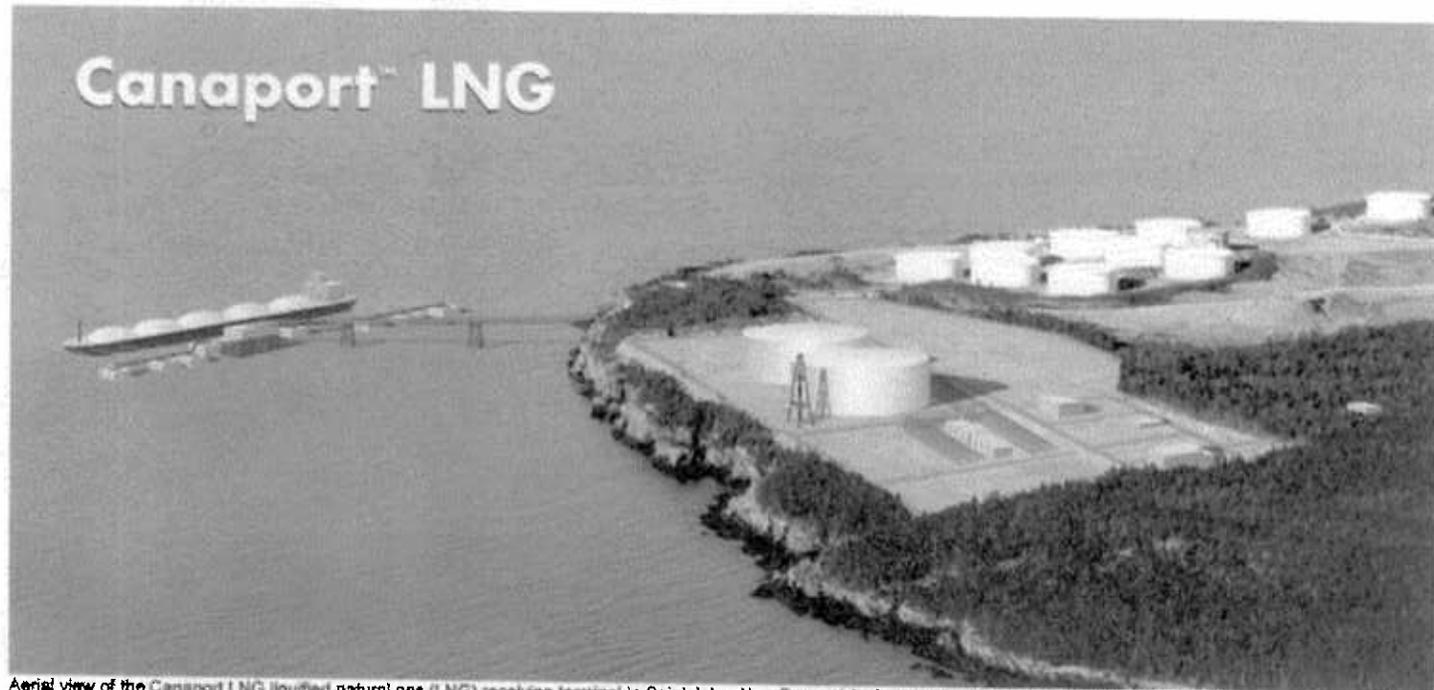
[EIA](#)

[Neighbours](#)

[Open House](#)

[Contact Us](#)

[Contractor Information](#)



Aerial view of the Canaport LNG liquefied natural gas (LNG) receiving terminal in Saint John, New Brunswick. A conceptual illustration of the LNG terminal's tanks and receiving pier has been superimposed on the site. The actual facility may look slightly different.

Canaport LNG is constructing a liquefied natural gas (LNG) receiving terminal in Saint John, New Brunswick. The plant will be operational in late 2008.

Natural gas, in its liquefied form, will arrive on specially-built LNG ships. The LNG will be stored in large tanks. The terminal will regassify the LNG, and send it via pipelines to markets in Canada and the United States.

The Boston Globe



An LNG tanker passed by condominiums in Charlestown on its way out of Boston Harbor. Mayor Thomas M. Menino has declared the LNG shipments too dangerous to continue. (Globe Staff Photo / David L. Ryan)

Study spells out high toll on city in LNG attack

By Charlie Savage, Globe Staff | December 21, 2004

WASHINGTON — A terrorist attack on a liquefied natural gas tanker would cause "major injuries and significant damage to structures" a third of a mile away and could cause second-degree burns on people more than a mile away, according to the most detailed study yet of the ramifications of an LNG disaster.

The study, commissioned by the Department of Energy to resolve differences between earlier studies, indicates that a successful attack on a tanker — via methods such as internal sabotage, a rocket-propelled grenade, a kamikaze flight, or a USS Cole-style suicide boat ramming — would create a profound security threat to Boston.

The LNG tankers that service the Distrigas facility in Everett pass within a few hundred yards of the urban core's densely populated shoreline — placing residents well within the highest risk zone. The ships cross through Boston Harbor under extremely tight security, with flights suspended overhead, but officials including Mayor Thomas M. Menino have declared the LNG shipments too dangerous to continue.

The 166-page study, conducted by Sandia National Laboratories over the past year, represents the most definitive assessment of LNG tanker risks to date and is intended to be used as a basis for all government policies about LNG siting and security going forward. The investigators used new and more sophisticated computer models to analyze new and existing data to reach their conclusions.

Captain David Scott, the director of operations and environmental standards at the US Coast Guard, said the government viewed the Sandia study as "the most objective" yet.

"The Coast Guard considers the Sandia report as a document with great credibility," Scott said. "Some of the previous studies had a preconceived conception and . . . may have been advocates for the industry or those who have opposed it."

The report seemed likely to rekindle public debate over the presence of the LNG terminal near Boston Harbor. Immediately after the terrorist attacks of Sept. 11, 2001, the Coast Guard shut the harbor to LNG tankers. Menino sued to prevent the return of tankers, but lost.

Earlier this year, former White House counterterrorism director Richard Clarke revealed that intelligence analysts

believed Al Qaeda operatives had entered the country in the years before the attacks by stowing away on LNG tankers in Algeria and jumping ship in Boston. The tankers no longer dock in Algeria.

In assessing possible terrorist dangers, Sandia also produced a classified companion report, which contains information about the exact methods that could cause maximum damage. It also offers suggestions about security measures to reduce that risk.

But the public report, which is to be posted on the Internet at 9 a.m. today at fossil.energy.gov, is rich with information about what would happen in an accidental or intentional spill of LNG over water, a scenario that had not been as thoroughly studied as a problem distinct from a spill on land.

According to a congressional aide who was briefed on the report, the study concluded that attacks on an LNG vessel would create a rupture of between 6 and 39 feet. It used a 16-foot hole as a standard measure.

The study said a spill from a 16-foot hole, if ignited, would create a thermal blast that would set buildings on fire and melt steel out to 1,281 feet and give people second-degree burns up to 4,282 feet away. A 39-foot rupture would burn buildings out to 1,975 feet and burn people up to 6,299 feet away — well over a mile. The worst-case scenario measured by the report was three 16-foot holes. That would set structures aflame out to 2,067 feet and burn people as far as 6,949 feet away.

The study also determined that a pool of LNG released into the water and then ignited as it vaporized would create a giant fireball that would expand outward to a distance twice the size of the pool itself. It studied pools of between 686 and 1,877 feet.

The congressional aide, who spoke on condition of anonymity, said the report also cites the chance that a fire in one of the vessel's multiple tanks could cause nearby tanks to break down, causing additional fireballs.

The study, however, notes that its conclusions are based on computer simulations. Because there has not been a major LNG accident involving a modern tanker, there is no data from an actual spill of the supercooled liquid gas.

Julie Vitek, a spokeswoman for Distrigas, said the company wanted to read the Sandia report before it would comment on its specific findings, but said that the LNG supplies are critical to New England. The Everett facility, she said, is now delivering enough natural gas to heat more than a half-million homes every day.

Vitek also said that Distrigas and the LNG industry have an excellent safety record.

Seth Gitell, a spokesman for Menino, said the mayor planned to study the report.

"Mayor Menino has long said that LNG entry into Boston Harbor is a profound danger and that the consequences of LNG ignition would be catastrophic," Gitell said.

US Representative Edward J. Markey, the Malden Democrat whose district includes Everett, was briefed on the report yesterday. He called the information "sobering," noting that it considered some factors, such as wave and smoke effects, more seriously than earlier studies. Markey also said it was further evidence that no LNG terminals should be built near heavily populated areas.

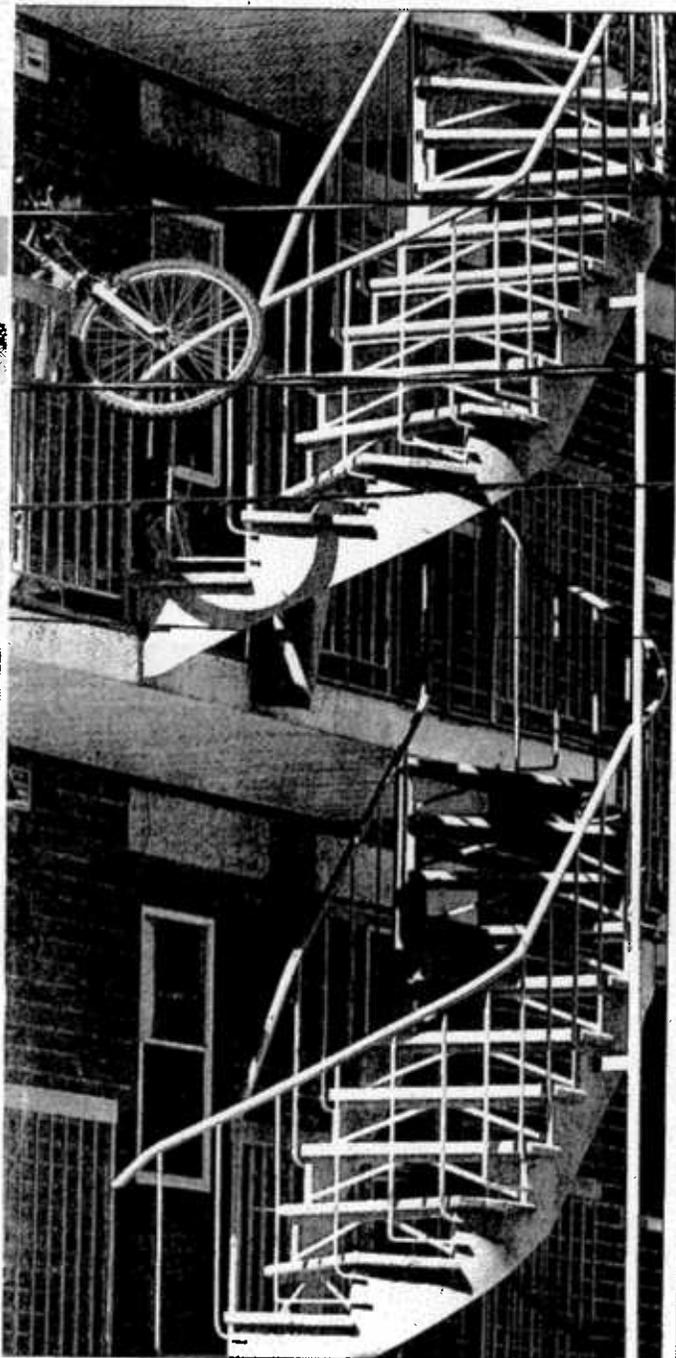
But unlike Menino, Markey stopped short of calling for the Everett terminal to be closed, citing New England's dependence on natural gas supplies. The problem requires a long-term solution, such as building a new terminal out in the ocean and piping the fuel in as a safer gas form, he said.

The report does not present an evaluation of the chances a terrorist attack would be successful, given the security precautions taken by the Coast Guard and other law enforcement agencies and the double hulls used by LNG tankers.

In Boston, flights are halted while a ship moves through the harbor, as is traffic on the Tobin Bridge. The Coast Guard boards the vessels and escorts them in, not allowing other ships to come near. Local law enforcement and emergency responders are given advance notice to coordinate their own stepped-up patrols and preparations. ■

SES RÉGIONS

is la cour !



LE SOLEIL, ERICK LABBE

ra adopté, les antennes paraboliques seront moins visibles.

minimum

ppement
a de tous

« Le promoteur a l'obligation de planter deux arbres à l'avant de la propriété, explique le président de l'association Charlesbourg Rabaska

Nouvelles munitions pour les opposants de Rabaska

Un expert du contre-terrorisme recommande d'implanter les ports méthaniers loin des zones peuplées

MARC SAINT-PIERRE

MStPierre@lesoleil.com

Une nouvelle étude américaine, cette fois rédigée par un expert du contre-terrorisme, vient d'en arriver à la conclusion qu'il vaut mieux situer les ports méthaniers loin des populations, a indiqué hier le porte-parole de Rabat-Joie, Yves Saint-Laurent.

« Selon les conclusions d'une étude menée par l'expert américain du contre-terrorisme Richard A. Clark, qui a travaillé pour quelques présidents américains, dont Bill Clinton, les mesures de sécurité entourant un terminal méthanier ne pourront contrer une éventuelle attaque terroriste », a précisé M. Saint-Laurent.

Le site étudié n'a rien en commun avec celui de Lévis, note le porte-parole du projet Rabaska

« Selon lui (Clark), la mise en place d'un vaste plan de sécurité — hélicoptères, garde côtière et autres — ne suffirait pas à protéger le site. L'expert en vient à la conclusion qu'il faut situer ce genre d'industrie loin des gens pour réduire les risques », a ajouté le porte-parole.

L'étude, comptant 170 pages et portant sur les équipements de GNL dans les zones urbaines, a été réalisée pour le compte du procureur général de

Bureau
du coroner

Québec 

Rapport d'enquête sur le décès de Mme Pauline Chouinard L'incendie du quartier Pointe-du-Lac : un événement inusité

Sainte-Foy, le 20 décembre 2005 - Le Bureau du coroner annonce le dépôt du rapport d'enquête du coroner Me Cyrille Delâge, à la suite du décès de Mme Pauline Chouinard âgée de 69 ans, survenu le 14 janvier 2005 dans l'incendie du quartier Pointe-du-Lac à Trois-Rivières.

Le récit des événements

Cette nuit-là, vers 2 h 30, le service téléphonique d'urgence 9-1-1 de Trois-Rivières reçoit, presque au même moment, un appel concernant un incendie au restaurant *Le Grand Constant*, dans le rang Saint-Charles du quartier Pointe-du-Lac et plusieurs autres appels signalant une panne d'électricité et un bris de transformateur sur la rue Notre-Dame Ouest, dans le même quartier. Des policiers sont alors dépêchés sur les lieux de ces deux incidents et les pompiers se rendent à l'incendie du restaurant.

Dès leur arrivée, les pompiers constatent une forte odeur de gaz et un incendie à l'arrière du bâtiment. En effet, il y a une fuite de gaz près des entrées et de la conduite d'alimentation, ce qui entretient l'incendie et risque d'aggraver la situation. Hydro-Québec et Gaz Métro sont alors avisés des deux incidents.

Pendant ce temps, sur la rue Notre-Dame Ouest, les policiers perçoivent une forte odeur de gaz et des fils électriques cassés qui touchent le sol. Ils voient également de forts éclairs et des lueurs multicolores qui illuminent le ciel. Comme des poches de gaz s'échappent également des fissures du chemin et du trottoir, il est facile de constater une importante fuite de gaz à cet endroit. Les travailleurs d'Hydro-Québec sont déjà sur place et, dès l'arrivée du technicien de Gaz Métro, l'évacuation des résidents commence.

Peu de temps après, alors que les pompiers sont toujours au restaurant, une première explosion se produit, suivie quelques minutes plus tard de deux autres explosions et d'un gros incendie. Le bilan est impressionnant : sept édifices sont entièrement détruits. Dans un logement de l'un des édifices résidentiels sont retrouvés des restes humains qui seront identifiés, plus tard, comme étant ceux de madame Pauline Chouinard. Cette identification a été faite par preuve circonstancielle lors de la première journée des auditions publiques.

Les conclusions de l'enquête

Après un examen complet de la preuve qui lui a été présentée, le coroner conclut que :

- la fuite de gaz a été causée lorsqu'il y a eu pyrolyse de la membrane de la conduite de gaz sur la rue Notre-Dame résultant d'un arc électrique sur le fil traceur fixé à la conduite. Cet arc électrique est la conséquence d'un contact entre la boîte de rue de Gaz Métro et un fil électrique brisé qui a touché le sol à cet endroit. La tension de ce fil a finalement été coupée de façon définitive après les divers réenclenchements prévus par le système de protection automatique d'Hydro-Québec;
- la rupture de la conduite est le résultat d'un bris de l'isolateur fixé au poteau pour soutenir ce fil. Ce même fil, alors en position instable, est finalement entré en contact avec un objet métallique fixé au poteau, causant un arc électrique et la rupture du fil qui est alors tombé au sol ;
- la fuite de gaz aurait dû être arrêtée plus rapidement ;
- le bris de l'isolateur fixé au poteau électrique aurait dû être réparé plus rapidement ;
- les policiers, les pompiers et les ambulanciers présents sont rapidement intervenus sur les deux sites où leurs services étaient requis et leur travail a été effectué avec diligence et efficacité.

Les événements de Pointe-du-Lac ne trouvent aucun précédent identique rapporté dans les milieux scientifiques. Selon le coroner :

« Qu'un fil électrique transportant du courant à haut voltage se brise et touche le sol n'a rien de bien particulier en soi. Mais qu'en tombant, il frappe une boîte de contrôle de Gaz Métro, produit un arc électrique sur le fil traceur qui brûle la conduite et cause une fuite de gaz souterraine majeure dont la première conséquence se manifeste par un incendie à un restaurant distant, en plus de causer des explosions et des incendies subséquents qui n'ont entraîné, par miracle, qu'un seul décès : voilà quelque chose de plutôt inusité. »

Bureau
du coroner

Québec 

Recommandations des coroners

Autres accidents

Événement

Une explosion dans un édifice à logements de Pointe-du-Lac fait une victime.

Les circonstances entourant ce décès ont fait l'objet d'une enquête publique. La nuit du drame, un appel est fait au 9-1-1 de la Ville de Trois-Rivières pour un incendie au restaurant Le Grand Constant, dans le rang Saint-Charles à Pointe-du-Lac. Presque au même moment, le 9-1-1 reçoit plusieurs appels signalant une panne d'électricité et un bris de transformateur sur la rue Notre-Dame, près de l'endroit où l'incendie a été signalé. Des policiers et des pompiers sont dépêchés aux deux endroits. Hydro-Québec et Gaz Métro sont avisées. Dès leur arrivée, les pompiers remarquent une forte odeur de gaz autour du restaurant. La fuite de gaz provient des entrées et de la conduite d'alimentation, ce qui a pour effet d'alimenter l'incendie. Les policiers dépêchés sur la rue Notre-Dame remarquent eux aussi une forte odeur de gaz et voient des fils électriques qui touchent le sol et provoquent des éclairs. Des poches de gaz s'échappent des fissures du chemin et du trottoir. L'évacuation des résidants commence immédiatement.

Peu de temps après, alors que les pompiers sont toujours au Grand Constant, une première explosion se produit, suivie quelques minutes plus tard de deux autres explosions et d'un grand incendie. Sept édifices sont détruits. Les restes humains de la victime sont retrouvés dans un des logements de la rue Notre-Dame.

Date de l'événement : 14 janvier 2005

Explosions

Recommandations

Que la Ville de Trois-Rivières :

- procède sans délai à la séparation de son service de police de son service de protection incendie et comble les casernes actuellement desservies par des pompiers à temps partiel par des pompiers à temps plein.

Que Gaz Métropolitain :

- continue de donner des cours d'intervention aux services de pompiers du Québec;
- trouve un moyen plus rapide de couper l'alimentation en gaz dans un secteur donné en cas de fuite, même si on doit procéder au raccordement de tous les clients touchés par cette coupure;

- examine les avantages et les désavantages de remplacer ses boîtes de rue en acier par des boîtes de plastique ou faites d'un autre matériel non conducteur ou de les protéger par un isolant non conducteur, et de placer les fils traceurs à distance de ses conduites principales et des colonnes montantes près des entrées individuelles des clients.
- revoie la position des boîtes de rue par rapport aux conduites électriques.

Qu'Hydro-Québec :

- forme ses employés qui interviennent sur des fuites de gaz de la même manière que les pompiers.

Que la Régie du bâtiment du Québec :

- revoie sans délai et de façon péremptoire les normes qui s'appliquent aux conduites de gaz et à la position des fils traceurs.

Que Gaz Métropolitain et Hydro-Québec, de concert avec le ministère de la Sécurité publique :

- sensibilisent la population à la nécessité d'aviser sans délai les bureaux régionaux de Gaz Métropolitain et d'Hydro-Québec lorsque quelque chose d'anormal se produit dans leur voisinage.

Organisations / personnes visées

Ville de Trois-Rivières

Gaz Métropolitain

Hydro-Québec

Régie du bâtiment du Québec

Ministère de la Sécurité publique

Pour demander une copie du rapport complet :

- Communiquer avec le Bureau du coroner et mentionner le numéro de dossier suivant : 126407.

Pour la région de Québec : 418 643-1845

Sans frais : 1 866 312-7051

Courriel : clientele.coroner@msp.gouv.qc.ca

- Consulter la rubrique « Demande de copie de rapport » pour plus de renseignements sur les modalités.

2005-12-01

Québec 

© Gouvernement du Québec, 1996-2007

Répertoire des recommandations des coroners 1998

Accidents de travail : Explosions

Événement :

Une explosion fait 3 morts et 24 blessés à l'Accueil Bonneau, situé à l'intersection des rues de la Commune et Bonneau à Montréal.

En exécutant des travaux de forage dans un mur de pierre, un employé de la compagnie Sciage de béton à Saint-Léonard, agissant comme sous-traitant de Gaz Métropolitain, a accidentellement perforé le conduit de gaz naturel qui alimentait le bâtiment en question. Le contact entre la mèche de forage et le tuyau d'alimentation a été causé par le simple fait que le tuyau ne pénétrait pas à angle droit dans le mur de pierre et que le foreur ne pouvait deviner cet état de choses. De plus, aucun employé de Gaz Métropolitain n'est demeuré sur les lieux pendant l'exécution des travaux et le foreur ne savait pas comment fermer l'entrée de gaz naturel, advenant un problème.

Les conclusions à tirer de cet accident se résument à l'absence d'une distance minimale entre le perçage du mur et le tuyau de gaz alimenté, l'absence de directives en cas de fuite, la méconnaissance des dangers découlant d'une fuite de gaz et, finalement, l'absence de plan d'évacuation.

Recommandation :

Que la Régie du bâtiment inclue à la réglementation appropriée (code des installations de gaz, loi sur le gaz) le respect des distances minimales et sécuritaires entre le point de forage et l'entrée d'alimentation de gaz, ainsi que la nécessité de fermer l'entrée de gaz pendant l'exécution des travaux.

Que Gaz Métropolitain :

- améliore la formation de ses techniciens en plomberie et de ces techniciens en projet sur les dangers reliés à l'exécution de travaux semblables à ceux exécutés à l'Accueil Bonneau; (1)
- exige que son personnel compétent demeure sur place pendant l'exécution des travaux, afin de superviser le travail des sous-traitants; (1)
- prépare, à l'intention des sous-traitants, un précis des mesures de sécurité et des mesures d'urgence en cas de fuite; (1)
- fournisse à chaque usager la clef nécessaire pour fermer son alimentation en gaz. Qu'on lui indique la méthode à suivre pour ce faire et l'endroit où placer la clef pour qu'elle soit bien en vue: il est suggéré de l'accrocher au compteur. La remise en service serait du ressort exclusif de Gaz Métropolitain. (1)

Que les autorités de l'Accueil Bonneau élaborent un plan d'évacuation des lieux, préparé par des professionnels du métier, et que ce plan soit placé bien à la vue de tous les occupants. (1)

Que le Service de prévention des incendies de Montréal, au moins une fois l'an, prévoit un exercice d'évacuation sous la direction des pompiers.

Que les préposés au service 9-1-1 :

- dirigent immédiatement et simultanément sur les lieux le service de protection-incendie et Gaz Métropolitain, lorsqu'il s'agit d'une fuite de gaz de quelque nature que ce soit; (3)
- demandent à la personne en ligne le plus de renseignements possible sur la nature du bris, de façon à être en mesure de mieux préparer les intervenants. (3)

Organismes visés :

Gaz Métropolitain
Régie du bâtiment
Service de prévention des incendies de Montréal
Centre d'urgence 9-1-1

Avi / Dossiers : A-125516 96866 A-125641 96887 A-125542 96868



Les risques industriels

Au dernier recensement des sites dits SEVESO réalisé en 2003, la région PACA comptait 81 sites industriels relevant de la directive SEVESO II⁽¹⁾ dont 4 stockages souterrains de gaz relevant de la réglementation minière, mais soumis aux mêmes exigences communautaires que les installations classées pour la protection de l'environnement.

La nouvelle loi sur les risques

La loi du 30 juillet 2003⁽²⁾ relative à la prévention des risques technologiques et naturels complète la maîtrise du risque à la source dans quatre domaines.

Ces dispositions visent principalement les établissements industriels relevant de la directive communautaire relative à la prévention des accidents majeurs impliquant des substances dangereuses, dite SEVESO II « seuils hauts ».

La nécessité d'informer le public est d'abord confirmée : la loi consacre l'existence des comités locaux d'information et de concertation (CLIC) sur les risques dès lors qu'il y a un établissement SEVESO à haut risque.

La maîtrise de l'urbanisation autour des sites à risque est facilitée par deux outils permettant de préserver l'avenir et de résorber progressivement les situations historiques d'usines enclavées en milieu urbain : des servitudes d'utilités publiques indemnisées par l'exploitant à l'origine du risque, instituées pour tout risque nouveau engendré par l'extension ou la création d'une installation industrielle à hauts risques qui nécessiterait une restriction supplémentaire de l'utilisation des sols, et la mise en œuvre de plans de prévention des risques technologiques (PPRT) ayant pour effet de limiter l'exposition de la population aux conséquences des accidents, dont l'impact est notamment appréhendé au travers des études de danger réalisées par l'industriel. Le préfet devra prescrire, élaborer, et approuver ce plan après concertation, consultation des collectivités locales et enquête publique. Par ailleurs, des dispositions visant à faire réaliser des études de danger par les exploitants de nœuds ou de plates-formes associées de transport de matières dangereuses sont désormais prévues.

La participation des salariés à la prévention des risques, notamment en élargissant les missions et pouvoirs des comités d'hygiène, de sécurité et des conditions de travail (CHSCT), la formation des personnes intervenant sur les sites à risque et la coordination des actions de prévention entre entreprise utilisatrice et sous-traitants constitue le troisième champ de la loi. La loi fixe les objectifs, laissant une large part à la négociation entre partenaires sociaux pour déterminer les moyens adaptés à chaque secteur d'activité.

La loi comporte également des dispositions visant à anticiper la fin de vie des sites industriels : lors de l'arrêt d'une exploitation, l'état du site devra permettre un usage futur compatible avec celui de la dernière période d'exploitation. L'exploitant est désormais tenu d'informer l'autorité de toute modification de ses capacités techniques ou financières. Si le préfet constate, au cours de la vie de l'installation, que les capacités financières de l'exploitant ne permettraient pas de satisfaire à ses obligations jusqu'à la remise en état du site en fin d'activité, il peut demander la constitution de garanties financières.

Les parlementaires ont enfin introduit des dispositions législatives relatives à l'indemnisation des dommages immobiliers d'origine minière, en précisant que pour les dommages survenus à compter du 1^{er} septembre 1998, le niveau de l'indemnisation, versée dans un délai de trois mois, devait permettre aux sinistrés dont l'acte de propriété ne mentionnait pas l'existence du risque, d'acquiescer un immeuble similaire.

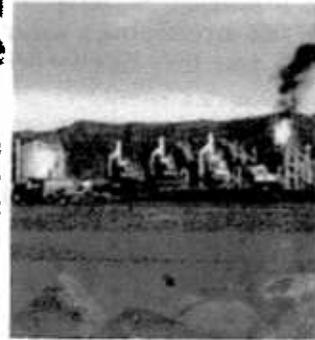
(1) Directives 96/82/CE du 9 décembre 1996 et 2003/105 du 16 décembre 2003

(2) Le texte de la loi est disponible sur www.legifrance.fr

http://www.paca.drire.gouv.fr/environnement/publications/Etat_2004/Version%20définitive/EI04chrisques.pdf

Mea culpa ou simple normalisation ?

La décision du dernier Conseil des ministres d'inclure les pôles hydrocarbures de Skikda et d'Arzew dans le phalanstère des zones à haut risque a été débattue et commentée aussi bien par la population locale qu'au niveau de la zone industrielle de Skikda.



Une partie des habitants de la ville interprète cette décision comme n'étant qu'un mea culpa assez tardif d'un système qui a privilégié la productivité au détriment de la sécurité. D'autres par contre saluent la décision du gouvernement et l'assimilent à un signe fort de la part des pouvoirs publics visant à conforter Sonatrach dans son destin d'entreprise citoyenne. C'est dire qu'entre la ville de Skikda et sa plateforme pétrochimique, **la relation, et pour des raisons d'exiguïté, a été passionnelle voire conflictuelle. Les incidents et les catastrophes répétitifs qui ont eu lieu au niveau de la zone pétrochimique de Skikda** sont venus conforter les habitants dans leur hantise et leur faciliter l'indexation de Sonatrach. Cette dernière en est très consciente et semble enfin comprendre le message des Skikdais qui souhaitent que les nouvelles dispositions de sécurité ne se limiteront pas à « libéraliser » les périmètres limitrophes du pôle hydrocarbures, mais enclencher plutôt tout un processus de **normalisation** qui toucherait également les installations.

500 millions de dollars pour un Soweso bis ?

Le communiqué publié à l'issue du Conseil du gouvernement et sans trop verser dans le détail mentionne que **l'élargissement des zones à haut risque a été décidé pour « mettre fin à une situation d'anarchie et assurer la sécurité des citoyens, de leurs biens et de l'économie nationale »**. Un énoncé qui, faut-il le souligner, place l'être humain en première place, ce qui laisse comprendre que la configuration spatiale des limites de la plateforme pétrochimique se verra chamboulée par la délocalisation de tous les habitants qui s'étaient incrustés le long de la périphérie de la zone. Le décret, qui puise ses références de la loi 04-20 du 25 décembre 2004 et particulièrement de son article 33, aura donc **la force de la loi pour mettre un terme à l'urbanisation accrue dans l'enceinte même de la plateforme et aux limites des zones de sécurité**. Selon un haut cadre du pôle de Skikda, Sonatrach aura à déboursier **500 millions de dollars pour commander un ensemble d'études spécialisées qui définiront les modalités de sécurisation des zones d'Arzew et de Skikda et serviront de schéma directeur nécessaire pour la mise en application du décret**. Selon ses dires, **l'initiative algérienne de revoir ses zones à haut risque a été motivée par les derniers incidents de Skikda et ressemblerait, à quelques détails près, à la directive Soweso, adoptée par les Etats européens**. Ainsi et selon la même source, le foncier de la plateforme pétrochimique de Skikda devra certainement être standardisé pour une utilisation plus rationnelle des espaces et une reconfiguration des zones. Et si a priori le réaménagement « intra-muros » ne devrait pas constituer un grand problème pour Sonatrach qui dispose d'une grande latitude de décision, les inconvénients « extra-muros » constituent à première vue un grand obstacle. Les premiers réaménagements, à effectuer dans l'enceinte même du pôle, devraient s'articuler en priorité sur la séparation des blocs administratifs des zones d'exploitation. A ce sujet, la catastrophe du GNL reste une référence en matière de risque qu'engendre une telle mitoyenneté. **L'explosion n'avait pas seulement soufflé trois trains de liquéfaction, mais tout le bâtiment administratif, situé à quelques mètres seulement des installations. A ce jour, les Skikdais se demandent encore ce qui serait arrivé si l'explosion a eu lieu durant les heures de travail. Par ailleurs, l'entreprise de gestion de la zone industrielle de Skikda (EG Zik) révèle dans un rapport « l'inexistence de plans de développement approuvés et actualisés permettant la prise en charge des questions de développement du pôle »**, une situation qui avait



Ce qu'il faut savoir pour votre sécurité
"Lisez attentivement ce document et conservez-le"

Agir

pour la sécurité
Zone portuaire
de Montoir-Donges





Maîtriser l'urbanisation autour des sites

Le "risque zéro" n'existant pas, un accident majeur est toujours susceptible de se produire, malgré les actions de prévention à la source. C'est pourquoi des mesures complémentaires visant à limiter les conséquences d'un sinistre éventuel doivent être prises. Il est en particulier nécessaire de maîtriser l'urbanisation autour des sites à risques.



La raffinerie Total France et la ville de Donges.

La maîtrise de l'urbanisation complète l'action en matière de sécurité qui repose fondamentalement sur la réduction du risque à la source.

Les zones de maîtrise de l'urbanisation sont celles dans lesquelles pourraient se produire des effets graves ou significatifs, malgré la mise en place des dispositifs de sécurité correspondant aux meilleures technologies disponibles.

Ces zones, ainsi que les règles qui s'y appliquent, sont inscrites dans le plan local d'urbanisme (PLU) de la commune.

Les plans de prévention des risques technologiques

L'élaboration des plans de prévention des risques technologiques (PPRT) prévus par la loi du 30 juillet 2003 relative à la prévention des risques technologiques et naturels et à la réparation des dommages permettra :

- de fixer des normes constructives aux bâtiments implantés dans les zones à risque.
- d'instaurer un droit de préemption au profit des communes, un droit de délaissement à l'initiative des propriétaires et des possibilités d'expropriation, en vue de la reconquête progressive des zones à risque.

La mise en place des PPRT s'achèvera en 2008.

Réagir en cas d'accident

Prévoir et mettre en œuvre des moyens de secours adaptés

Afin de limiter les conséquences d'un éventuel sinistre, il importe également que les différents acteurs soient correctement préparés à une intervention et donc que les secours soient planifiés.

- un **plan d'opération interne (POI)** est mis en place par l'exploitant pour faire face à un accident limité au périmètre de l'établissement ;

- un **plan particulier d'intervention (PPI)** est élaboré par le préfet pour faire face à un accident de grande ampleur, pouvant déborder de ce périmètre.



Le plan particulier d'intervention (PPI)

Le PPI organise l'intervention des moyens lourds de secours publics : sapeurs-pompiers, protection civile, services médicaux d'urgence, police, gendarmerie, ... Il est déclenché par le préfet. Les populations riveraines du site sont dans ce cas alertées.

Le PPI est établi à partir des différents scénarios accidentels possibles, y compris le scénario extrême correspondant à la défaillance de toutes les sécurités. La zone dans laquelle ce scénario "maximal", très improbable, peut avoir des effets (très graves comme l'atteinte à l'intégrité des personnes ou simplement indésirables comme la création d'une gêne respiratoire) détermine la zone de couverture du PPI.

Avoir les bons réflexes !

En cas de sinistre important, les populations riveraines sont alertées. Il est donc indispensable qu'elles soient, de manière préventive, clairement informées sur les risques encourus et la conduite à tenir en cas d'accident grave.

Ce sont ces "bons réflexes en cas d'alerte" qui vous sont présentés au dos de ce volet, sous forme de consignes simples.

Aqir

pour la sécurité

Réduire le risque à la source



La réduction du risque à la source constitue l'axe prioritaire de la politique de prévention des risques industriels. L'objectif principal est, au-delà du respect de la réglementation, la mise en place des meilleures technologies disponibles en matière de sécurité, afin de réduire la probabilité de survenue d'un accident majeur et les conséquences d'un éventuel sinistre.



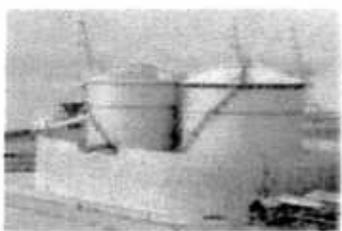
Les sphères de stockage de gaz liquéfiés d'Antargaz et la raffinerie Total France à Donges.



Cenégrais Distribution à Montoir-de-Bretagne. Entrepôt de stockage d'engrais.

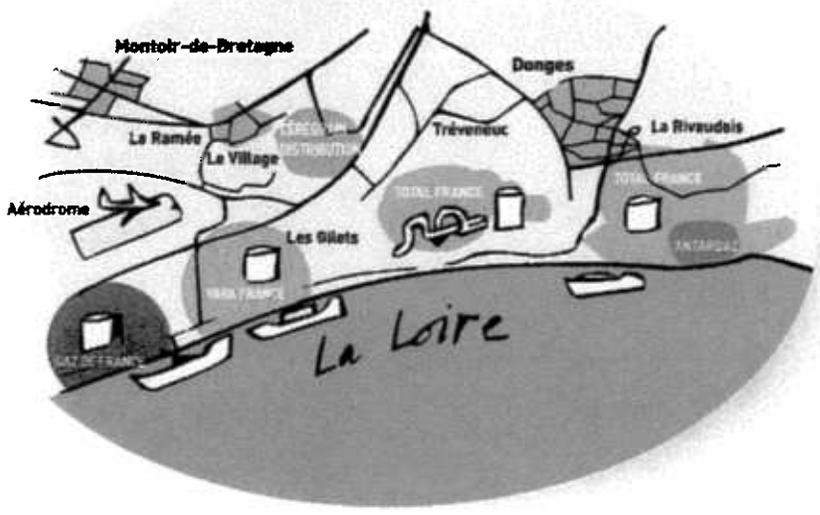
L'étude des dangers pourra en particulier conduire l'exploitant d'une installation à risque à :

- supprimer l'utilisation des produits les plus dangereux ;
- adopter des procédés ou des techniques intrinsèquement plus sûrs (mise sous talus, confinement, ...)
- multiplier les barrières de sécurité, afin que la défaillance d'un seul équipement ne conduise à un accident majeur.



Les actions de réduction du risque à la source définies à l'issue de l'étude de danger sont prescrites à l'exploitant par arrêté préfectoral sur proposition de l'inspection des installations classées.

Usine Yara France (ex. Hydro Agri France) à Montoir-de-Bretagne. Cuvette de rétention haute autour du stockage d'ammoniac permettant de contenir un épanchement accidentel de ce produit et de limiter les distances de risques consécutifs à la formation d'un nuage toxique.



Connaître

les risques industriels

Ce document vous apporte l'information, à laquelle vous avez droit, sur les entreprises industrielles de la zone portuaire de Montoir-Donges présentant des risques potentiels majeurs et sur les mesures prises pour les maîtriser. Il vous informe également des consignes que vous devez suivre pour votre sécurité en cas d'accident grave.

Les installations classées et la directive Seveso

Les installations pouvant présenter des risques ou des inconvénients pour le voisinage ou l'environnement sont soumises à la législation des installations classées. Celles dont les effets potentiels sont les plus importants relèvent du régime de l'autorisation préalable. Leurs exploitants doivent élaborer une étude des dangers qui identifie les événements accidentels possibles, évalue leurs conséquences sur les personnes et l'environnement et justifie les mesures propres à en réduire la probabilité et la gravité.

Les installations présentant des risques majeurs sont en outre assujetties aux dispositions de la directive Seveso II [1]. La directive Seveso II renforce le niveau

d'exigence en matière de maîtrise des risques. Elle impose en particulier la réalisation d'études des dangers approfondies réactualisées tous les cinq ans et la mise en place d'une organisation en matière de gestion de la sécurité.

Les sites "Seveso" font l'objet d'un programme pluriannuel de surveillance par les inspecteurs des installations classées de la DRIRE, programme que l'accident de l'usine AZF de Toulouse a conduit à renforcer.

[1] La directive 96/82 du 9 décembre 1996, dite Seveso II, a remplacé, en élargissant son champ d'application, la directive Seveso I élaborée en 1982 à la suite de l'accident survenu en 1976 en Italie. Elle a été transposée en droit français par l'arrêté ministériel du 10 mai 2000.

Les sites industriels de la zone portuaire de Montoir-Donges présentant des risques potentiels majeurs

Dans la zone portuaire de Montoir-Donges, cinq entreprises sont concernées par la directive Seveso II.



Entreprises	Activités	Principaux produits dangereux	Principaux risques
Terminal méthanier GAZ DE FRANCE Montoir-de-Bretagne	Stockage de gaz naturel	360 000 m ³ de gaz naturel liquéfié	 
Usine d'engrais YARA FRANCE (ex. Hydro Agri France) Montoir-de-Bretagne	Fabrication d'engrais	120 000 t d'engrais 26 500 t d'ammoniac	
Stockage d'engrais CÉRÉGRAIN DISTRIBUTION Montoir-de-Bretagne	Stockage d'engrais	25 000 t d'engrais	
Raffinerie TOTAL FRANCE Donges	Raffinerie de pétrole	2 000 000 m ³ de liquides inflammables 60 t de produits très toxiques 6 400 m ³ de propylène 80 000 m ³ de propane (stockage souterrain)	  
Centre emplisseur ANTARGAZ Donges	Stockage de gaz	3 500 m ³ de gaz liquéfiés	 

 Risque d'incendie

 Risque d'explosion

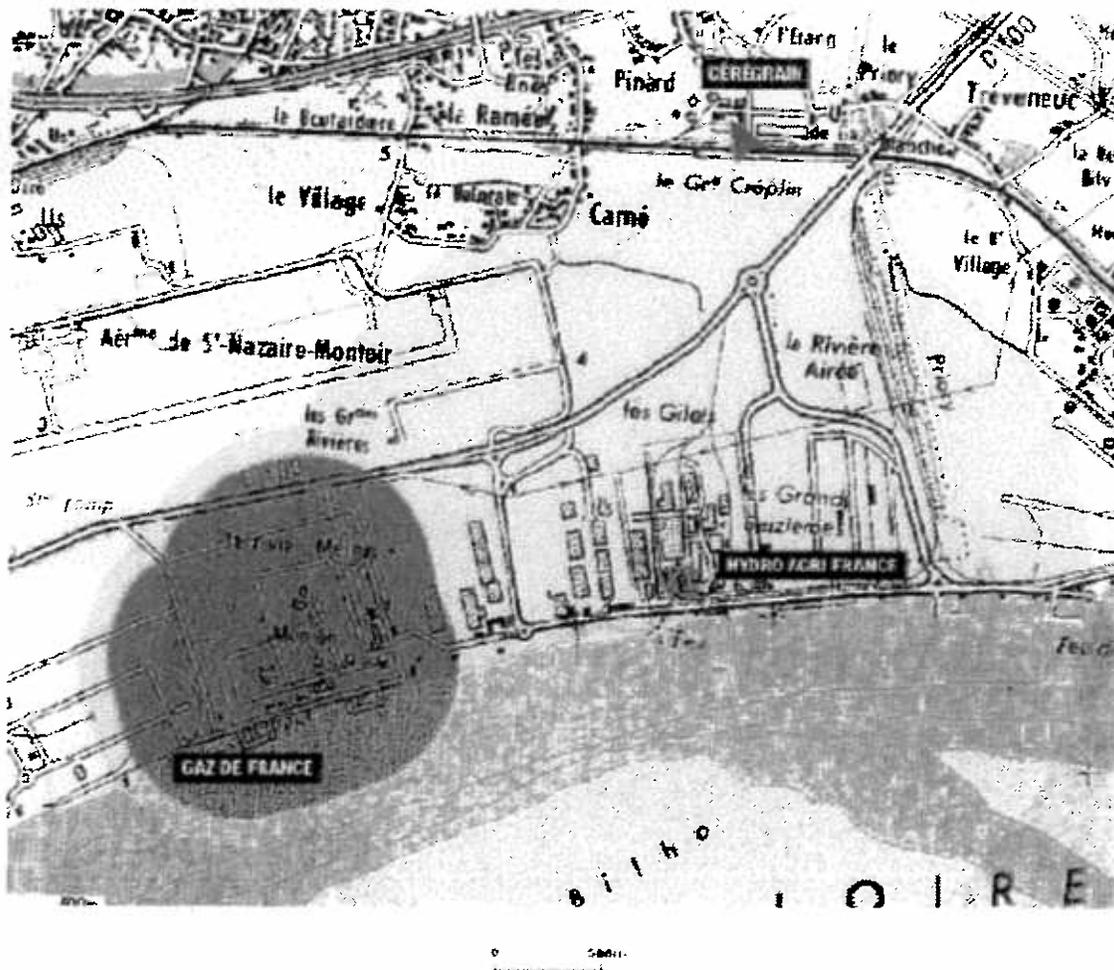
 Risque d'inondation

Cartographie des risques présentés par les établissements Seveso

Avertissement

Les cartes ci-dessous reproduisent les zones d'effets létaux (Z1) et irréversibles (Z2) des établissements à haut risque des Pays de la Loire. Les distances d'effets résultent des évaluations réalisées par les exploitants, sous leur responsabilité.

Cette représentation cartographique ne rend pas compte de la probabilité d'occurrence des accidents et de leur cinétique. Seules les zones d'effets liées aux "scénarios maximaux vraisemblables" sont indiquées. Les scénarios extrêmes, utilisés pour l'élaboration des plans de secours ne sont pas représentés. En cas d'accident, des effets peuvent être ressentis en dehors des zones indiquées. **En ce sens, cette cartographie ne peut être considérée comme une information exhaustive des risques présentés par les établissements.**



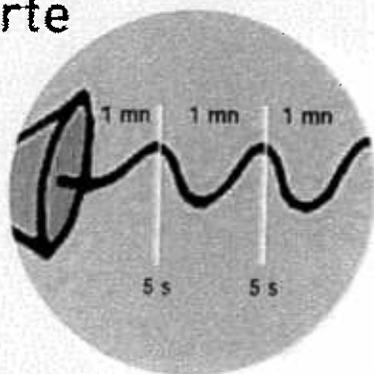
Montoir-de-Bretagne (44) - Gaz de France, Cérégrain et Yara France

Erreur d'exécution Microsoft VBScript error '800a01a8'

Objet requis: "

/Env/RS/RSb/CarteSeveso.asp, line 72

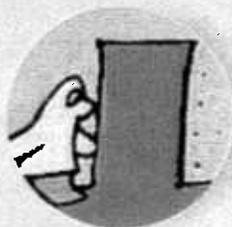
en cas d'alerte



Si un accident majeur se produisait dans une usine proche, l'alerte serait donnée par le signal suivant : une sirène au son modulé (c'est-à-dire montant et descendant). Ce signal dure trois fois 1 minute, avec des séquences espacées de 5 secondes.

Ce qu'il faut faire

Entrez dans le bâtiment le plus proche si vous êtes à l'extérieur. Si vous êtes en voiture, arrêtez-vous et rejoignez à pied le bâtiment le plus proche.



Enfermez-vous, là où vous êtes, que vous soyez chez vous, à votre travail ou dans un lieu public. Protégez-vous dès les premières secondes de l'alerte. Fermez portes et fenêtres. Ne fermez les volets que s'ils peuvent être manœuvrés de l'intérieur. Tirez les rideaux.

Calfeutrez soigneusement toutes les ouvertures, les pourtours des portes et des fenêtres. Arrêtez les ventilations mécaniques et les appareils de chauffage à combustion de vos locaux.

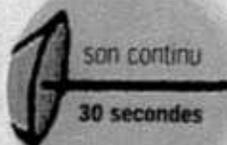


En cas de propagation d'un nuage toxique, respirez à travers un linge épais mouillé. En cas de picotements sur les parties découvertes du corps, lavez-les à grande eau. En cas de brûlures, douchez-vous abondamment.

Ne quittez pas votre abri avant la consigne des autorités.

La fin de l'alerte sera annoncée par un signal non modulé de la sirène durant 30 secondes ainsi que les radios.

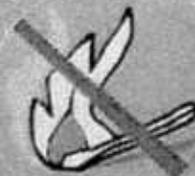
Fin d'alerte



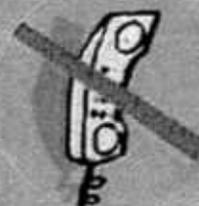
et ne pas faire



Ne tentez pas de rejoindre vos proches ou d'aller chercher vos enfants à l'école. Ils y sont protégés et les enseignants s'en occupent.



Évitez toute flamme ou étincelle. Évitez d'allumer ou d'éteindre inutilement le luminaire ou tout appareil électrique ménager. Ne fumez pas.



Ne téléphonez ni à l'usine, ni aux services publics. Tous les renseignements vous seront fournis par la radio. Pendant l'alerte, les lignes téléphoniques doivent rester à la disposition des secours.

Le SPPPI Estuaire de Loire

Le SPPPI Estuaire de Loire a été mis en place en 1992 à l'initiative de la direction régionale de l'industrie, de la recherche et de l'environnement (DRIRE) Pays de la Loire.

Le SPPPI se veut un cercle d'échange et de concertation ouvert et permanent entre tous les acteurs de l'environnement industriel autour de l'estuaire.

Document réalisé
par le Secrétariat Permanent
pour la Prévention des Pollutions
Industrielles (SPPPI)
2, rue Alfred Kastler • La Chantrerie
BP 30723 • 44307 Nantes cedex 3
Tél. 02 51 85 88 00
www.pays-de-la-loire.drire.gouv.fr



Secrétariat assuré par





English	Contactez-nous	Aide	Recherche	Site du Canada
Secteur de l'énergie	Imprimer ce site		Liste des technologies énergétiques	Ressources naturelles Canada



Gaz naturel

Le Canada se classe au troisième rang mondial pour la production et au deuxième pour l'exportation de gaz naturel. L'industrie canadienne du gaz naturel regroupe des centaines d'entreprises œuvrant dans les domaines de la prospection, de la production et de la transformation. Ces entreprises s'occupent également de la production de pétrole. En effet, le pétrole et le gaz se trouvant toujours ensemble, il s'ensuit logiquement que les entreprises exploitent les deux ressources.

Un certain nombre d'entreprises ont pour activité principale le stockage, le transport par pipeline et la distribution aux consommateurs du gaz naturel, alors que plusieurs douzaines en font la commercialisation.

L'industrie du gaz naturel joue un rôle important dans l'économie canadienne. La plupart des résidences canadiennes se servent du gaz comme principale source de chauffage. Les secteurs industriel et commercial en utilisent également des quantités importantes. Le Canada produit pratiquement tout le gaz consommé par ses habitants et, en plus, une grande quantité destinée à l'exportation vers les États-Unis.

Auparavant, le pétrole brut était plus important que le gaz autant pour les entreprises de production que pour l'économie canadienne en général. Toutefois, au cours de la dernière décennie, le rôle du gaz s'est amplifié étant donnée la hausse plus marquée dans la production du gaz que dans celle du pétrole. À titre d'exemple, les revenus de l'Alberta provenant du gaz naturel et de ses sous-produits sont plus importants que ceux générés par le pétrole brut et le bitume. Les exportations de gaz naturel en 1997 se chiffraient à 8,7 milliards de dollars au profit des entreprises productrices canadiennes, par rapport à 14,7 milliards de dollars pour le pétrole brut et ses produits raffinés. Mais, le Canada a importé pour 10,9 milliards de dollars de pétrole et presque pas de gaz. Donc les recettes d'exportation du gaz nettes ont largement surpassé celles du pétrole.

Ressources et capacité

Tout comme le pétrole, le gaz naturel se trouve dans les roches sédimentaires. Les bassins sédimentaires sont des régions continentales ou extracôtières dont le sol se compose de roche sédimentaire. La figure 3.4, à la page suivante, illustre l'emplacement des principaux bassins sédimentaires contenant des gisements de gaz naturel en Amérique du Nord. (Nota : les bassins fortement ombragés ne sont pas encore exploités, faute de gazoducs.)

dans des régions qui sont connues pour ces gisements, mais où le forage n'est pas commencé. Il s'agit d'estimations du gaz qui reste à découvrir et qui serait récupérable avec les moyens techniques et économiques actuels ou prévus. Ces ressources ne relèvent pas de la pure spéculation. Des données géologiques détaillées permettent d'affirmer avec certitude qu'il reste des gisements de gaz à découvrir dans une région au fur et à mesure du forage et de la prospection. Toutefois, la quantité qui sera découverte ne peut être évaluée avec précision. En général, une fois le forage des anciennes ressources présumées réalisé, on se rend compte que les estimations étaient trop basses; le gaz est découvert et produit en plus grande quantité que prévu.

- Les ressources non classiques présumées sont des gisements de gaz connus, atteints par le forage, mais qui se trouvent dans des types de roches qui n'ont pas encore été exploités commercialement à grande échelle. Les ressources canadiennes non classiques présumées se trouvent surtout dans les gisements de charbon, dans l'Ouest canadien. Le gaz, ou méthane de houille, est commercialement exploité en grande quantité au Nouveau-Mexique. Le charbon canadien n'a pas encore donné lieu à une production commerciale de gaz, bien que les tests démontrent qu'il en contient.

Le tableau C, à la page suivante, résume les estimations de l'Office national de l'énergie en matière de réserves démontrées, de ressources découvertes, de ressources classiques présumées et de ressources non classiques présumées.

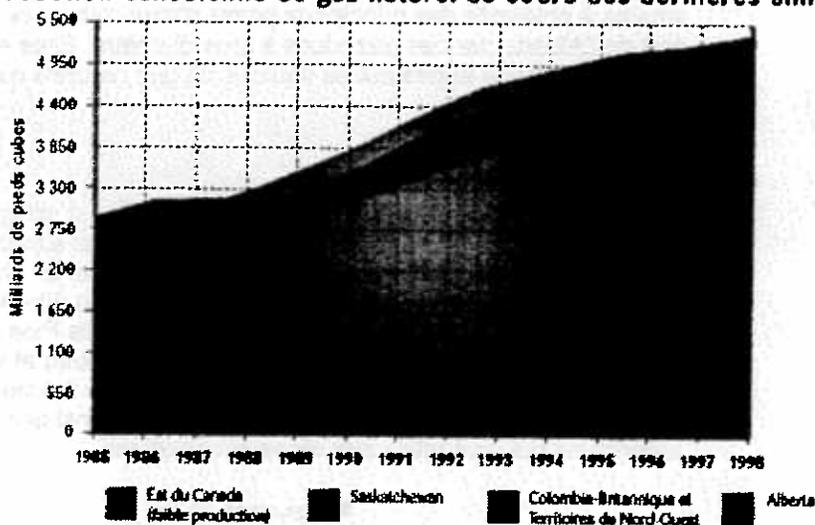
	Réserves établies restantes Bpi ³	Ressources classiques découvertes Bpi ³	Ressources classiques présumées Bpi ³	Ressources non classiques présumées Bpi ³	Ressources totales restantes Bpi ³
Bassin sédimentaires de l'Ouest canadien	56.5		176.0	75.0	307.5
Alberta	45.3		138.0		183.3
Colombie-Britannique	8.1		30.0		38.1
Saskatchewan	2.8		2.0		4.8
Sud des Territoires	0.3		6.0		6.3
Est du Canada	3.5	2.0	14.0		19.5
Ontario	0.5		1.0		1.5
Plate-forme Scotlan	3.0	2.0	13.0		18.0
Régions pionnières	0.0	33.0	270.0		303.0
Grands Bancs / Labrador	0.0	9.0	36.0		45.0
Mackenzie/Beaufort	0.0	9.0	55.0		64.0
Îles de l'Arctique	0.0	14.0	80.0		94.0
Autres, Yukon / T. N.-O.	0.0	1.0	10.0		11.0
Autres sites pionniers	0.0	0.0	89.0		89.0
Total au Canada	59.9	35.0	460.0	75.0	630.0

Inversement, la plupart des puits de gaz produisent une certaine quantité d'hydrocarbures liquides, qui sont séparés du gaz à la surface. Ces liquides de gaz naturel et condensats sont inclus dans la production de « pétrole brut et d'équivalent ».

En 1998, la production canadienne de gaz naturel a atteint 167 milliards de m³ (5,9 Bpi3), pour une moyenne de 462 millions de m³/j (16,3 milliards de pi3/j). Elle a presque doublé entre 1988 et 1998, comme le montre la figure 3.5.

On prévoit une hausse de la production de gaz naturel au Canada, qui se situera entre 227 et 255 milliards de m³ (entre 8 et 9 Bpi3) d'ici 2010.

Figure 3.5
Production canadienne de gaz naturel au cours des dernières années



Source: Copp Statistics Handbook

Transformation

Le secteur de la transformation est souvent appelé le secteur intermédiaire. Le gaz naturel brut extrait du sol doit subir des transformations avant d'être injecté dans les réseaux de gazoducs à grande distance ou utilisé par les consommateurs.

Dans certains cas, la transformation nécessaire est minime. Par exemple, une petite unité de séchage retire la vapeur d'eau. Généralement, toutefois, la production nécessite de l'équipement spécialisé à l'usine de transformation du gaz afin d'enlever les liquides de gaz naturel, la vapeur d'eau, les gaz inertes, le CO₂ gazeux et le sulfure d'hydrogène du mélange de gaz naturel brut.

Habituellement, les producteurs de l'Alberta et de la Saskatchewan construisent les réseaux de collecte nécessaires pour transporter le gaz des puits à l'usine de transformation. L'Alberta compte des centaines d'usines à gaz, souvent une par gisement important.

En Colombie-Britannique, Westcoast Energy Inc. assure la majeure partie de la collecte et de la transformation, dans l'une des cinq grandes usines de transformation du gaz. La Westcoast est également propriétaire du principal gazoduc.

Le gaz est propulsé à l'intérieur des gazoducs par des compresseurs, qui s'alimentent généralement à même le gazoduc pour produire de l'énergie par combustion. Toutefois, certains compresseurs sont munis de moteurs électriques.

Les gazoducs transportent le gaz pour le compte de leurs propriétaires. Ceux-ci ne possèdent pas le gaz transporté dans leurs réseaux. Au Canada, les sociétés de gazoducs sont des fournisseurs de services de transport à accès libre. Ceci signifie qu'ils sont tenus de fournir leurs services à tout client qui en fait la demande, selon les modalités tarifaires du gazoduc. (Les modalités tarifaires sont un ensemble de règles qu'une entreprise doit suivre afin de déterminer les clients qui seront desservis, ceux pour qui elle construira de nouvelles installations, etc.)

Les droits de péage (ou redevances) et les tarifs des services des gazoduc provinciaux sont de compétence provinciale. Par exemple, les prix de l'Alberta System de TransCanada sont réglementés par la Alberta Energy and Utilities Board. Les prix et tarifs des gazoducs interprovinciaux et internationaux sont toutefois sous la réglementation de l'Office national de l'énergie (p. ex., le Canadian Mainline de TransCanada et la Westcoast).

L'infrastructure de transport du gaz est en place dans toutes les provinces canadiennes sauf à Terre-Neuve et dans l'Île-du-Prince-Édouard. Les consommateurs de la Colombie-Britannique utilisent le gaz produit dans le nord-est de leur province. L'Alberta est également autonome en ce qui a trait au gaz. Les consommateurs de la Saskatchewan s'alimentent de gaz albertain ainsi que de celui de leur propre province. La majeure partie de la consommation de l'Est du Canada provient de l'Alberta.

La plupart des contrats de transport sont initialement signés à long terme, pour dix ans ou plus. Ensuite, on passe aux contrats d'un an, qui sont renouvelables. Les expéditeurs signent un contrat de service pour un certain volume. Habituellement, ils sont tenus de payer des frais liés à la demande sur tout le volume au contrat, que ce volume soit transporté ou pas. Lorsque le gaz est transporté, les expéditeurs ont également à déboursier des frais liés au produit, couvrant le combustible de pipeline et les frais variables. La majorité des frais de transport sont inclus dans les frais liés à la demande.

Stockage du gaz

Le stockage du gaz naturel est plus difficile que celui du pétrole et peut prendre la forme de réservoirs souterrains. Les propriétaires des réservoirs vendent leurs services aux joueurs sur le marché, habituellement moyennant des frais non réglementés. D'importantes installations de stockage existent en Alberta et en Ontario.

Les distributeurs possèdent généralement leurs propres réservoirs, afin de réduire les coûts des livraisons de gaz au cours des périodes de pointe de la demande, en hiver. Par exemple, en utilisant des réservoirs ontariens, les gazoducs qui relient l'Alberta et l'Ontario peuvent fonctionner à pleine capacité tout au long de l'année. En été, le gaz est stocké, et en hiver, les livraisons par gazoduc et les retraits des réservoirs suffisent pour répondre à la forte demande. Ainsi, la capacité des gazoducs nécessaire aux distributeurs est moindre, ce qui réduit les coûts.

Le stockage modère également la volatilité des prix. On peut acheter le gaz en été, alors que la demande est faible, et l'utiliser en hiver, période de forte

ont été déréglementés. Le prix du gaz naturel est établi dans le marché libre par les forces fondamentales de l'offre et de la demande. Les prix de transport et de distribution perçus par les propriétaires de gazoducs et les distributeurs demeurent, toutefois, réglementés.

Au Canada, l'unité de mesure standard pour la vente du gaz est le gigajoule (GJ), qui équivaut approximativement à 26,6 m³ (940 pi³). Aux États-Unis, l'unité standard est le million de British Thermal Units (MBtu), qui équivaut approximativement à 1 000 pi³ de gaz.

Les propriétaires de résidences achètent le gaz au mètre cube. Un facteur de valeur énergétique s'applique, toutefois, de sorte qu'ils paient en fonction de la quantité d'énergie fournie.

Le gaz naturel est une source d'énergie livrée comme flux, non comme réserve. Les négociants de mazout livrent, par exemple, 500 litres de mazout à un client à la fois. Par contre, le gaz naturel est livré en fonction de la consommation, de façon continue.

L'approvisionnement en gaz naturel peut difficilement être modifié rapidement, alors que la demande fluctue selon les fronts atmosphériques. C'est en partie pour cela que le prix du gaz naturel est volatil et changeant avec le temps.

La plupart des consommateurs aiment savoir d'avance le prix qu'ils devront payer pour le gaz. Donc, plus le contrat d'approvisionnement en gaz naturel est à long terme, plus le prix est élevé. Le gaz naturel peut être acheté à l'heure, au jour, au mois, à l'année ou pour plusieurs années. Le prix par GJ de gaz dans le cadre d'un contrat d'un an est plus élevé que celui du gaz fourni selon un contrat mensuel.

Le transport du gaz comporte des frais connexes. Plus le point de livraison est éloigné des régions gazières, plus le prix est élevé.

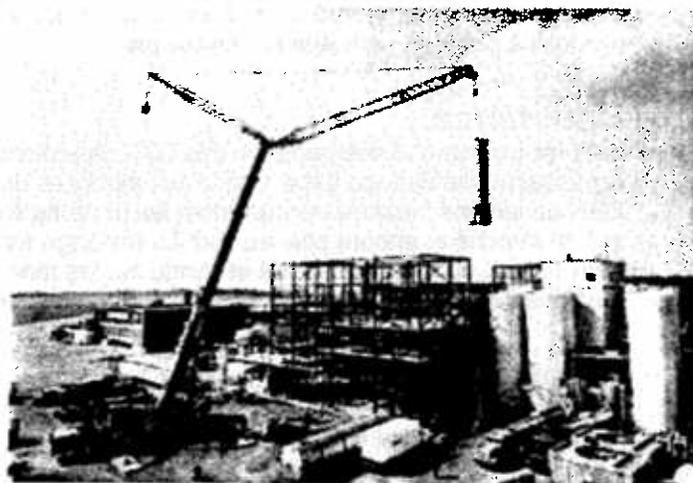
Le gaz naturel canadien possède plusieurs marchés importants. Le gaz vendu à un point de livraison le long du Alberta System de TCPL ou au réservoir de stockage de la Alberta Energy Company détermine le marché albertain. C'est le facteur le plus important pour l'établissement du prix du gaz au Canada. En 1997, le prix moyen du gaz vendu selon des contrats mensuels sur le marché albertain était de 1,75 \$/GJ (1,34 \$US/MBtu). Ces contrats ont amené un prix moyen net à la sortie de l'usine de 1,23 \$US/MBtu aux producteurs. Le prix net à la sortie de l'usine est celui qui revient aux producteurs, une fois soustraits les frais de transport du gaz, de l'usine au point de livraison.

En 1997, le prix moyen du gaz livré au réservoir de stockage Dawn, dans le Sud de l'Ontario, et vendu selon des contrats mensuels était de 3,83 \$/GJ. Les prix au bec du brûleur étaient plus élevés, en raison des coûts de distribution additionnels.

Les principaux marchés américains se trouvent à Chicago, à Malin (Oregon), à New York et à Henry Hub (Louisiane). Les prix sur ces marchés déterminent les prix que recevront les exportateurs canadiens pour leur produit. Les contrats à terme de la New York Mercantile Exchange (NYMEX) ont choisi Henry Hub comme destination. En 1997, le prix moyen net à la sortie de l'usine pour les exportations était de 1,76 \$US/MBtu, considérablement supérieur au prix net intérieur. Cette différence s'expliquait par un déséquilibre entre la capacité de production de gaz et la

La recherche et l'expérimentation se poursuivent dans le domaine des technologies de production et de forage, dans le but d'extraire le gaz naturel des gisements canadiens de charbon (méthane de houille). Ce type de gaz est fort abondant au Canada, surpassant de loin les estimations actuelles de réserves de gaz classiques. Mais, jusqu'à ce jour, la production rentable du méthane de houille n'a pas été réalisée. Ce dernier pourrait toutefois fournir à l'avenir une part importante de l'approvisionnement canadien.

À long terme, les réserves éloignées, et pour le moment difficile d'accès, pourraient acquérir une importance marquée dans l'industrie canadienne du gaz. On sait maintenant que de vastes réserves de gaz naturel existent dans des régions éloignées des principaux marchés. Les changements du marché et les percées technologiques telles que la construction d'un gazoduc vers le Grand Nord du Canada ou des technologies de production et de transport pourraient amener sur le marché le gaz de ces réserves.



Production d'éthanol à partir de la biomasse

En collaboration avec Petro-Canada, la société Iogen conçoit et met à l'essai un processus rentable de production d'éthanol à partir d'une vaste gamme d'éléments de la biomasse, notamment les résidus agricoles comme la paille et la balle d'avoine. L'expérience d'Iogen en matière de technologie des enzymes permettra à la société de produire de l'éthanol à un coût concurrentiel. Grâce à cette technologie, chaque litre d'éthanol substitué à de l'essence réduira les émissions de CO₂ de 70 à 90 p. 100. Le secteur des transports pourrait ainsi réduire ses émissions de gaz à effet de serre de façon considérable si les carburants comme le E10 (10 p. 100 d'éthanol et 90 p. 100 d'essence) ou le E85 (85 p. 100 d'éthanol et 15 p. 100 d'essence) étaient couramment utilisés d'ici 2010. En outre, en mélangeant une part de 10 p. 100 d'éthanol à toutes les essences canadiennes d'ici 2010, on serait en mesure de réduire de 3 mégatonnes par an les émissions de CO₂.

Les liquides de gaz naturel (LGN)

Les LGN sont des hydrocarbures lourds et comprennent l'éthane, le propane, les butanes (isobutane ou butane ordinaire) et les pentanes plus qui sont extraits du gaz naturel brut dans les usines de transformation. Après la transformation sur place du gaz naturel, celui-ci contient encore la plus grande partie de son éthane, ainsi que quelques liquides plus lourds, surtout du propane et du butane.

Trois marchés principaux

Les importations se répartissent sur trois marchés : l'Extrême-Orient, l'Europe de l'Ouest et l'Amérique.

■ En Extrême-Orient

Trois pays importateurs, le Japon - le premier au monde, qui achète 43,1 % de la production mondiale -, la Corée du Sud (16,8 % des importations mondiales) et Taïwan (5,2 %), reçoivent du GNL produit dans sept pays : l'Indonésie (premier exportateur mondial avec près de 19 % de la production mondiale), la Malaisie (15,1 %), le Qatar (13,8 %), l'Australie (6,7 %), Brunei (5,4 %), Oman (5,1 %) et Abu Dhabi (4,3 %).

Les pays d'Extrême-Orient reçoivent aussi, marginalement, du GNL produit en Alaska, en Algérie, au Nigeria et à Trinidad et Tobago.

■ En Europe de l'Ouest

L'essentiel du commerce de GNL repose sur l'Algérie (13,8 % de la production mondiale), et le Nigeria (7,2 %). Le GNL est destiné à l'Espagne (10,5 % des importations mondiales), la France (6 %), la Turquie (2,2 %), la Belgique, l'Italie, la Grèce et le Portugal.

Des cargaisons complémentaires sont également reçues du Moyen Orient (Qatar, Abu Dhabi, Oman), de Libye, de Malaisie, etc.

■ En Amérique

Les Etats-Unis sont à la fois exportateur de GNL vers le Japon à partir de l'Alaska (1 %) et importateur de GNL sur la côte Est et dans le golfe du Mexique (10,3 %) en provenance principalement de Trinidad et Tobago (7,9 %), d'Algérie et d'autres fournisseurs (Nigeria, Qatar, Oman, Malaisie, Australie) pour de faibles quantités.

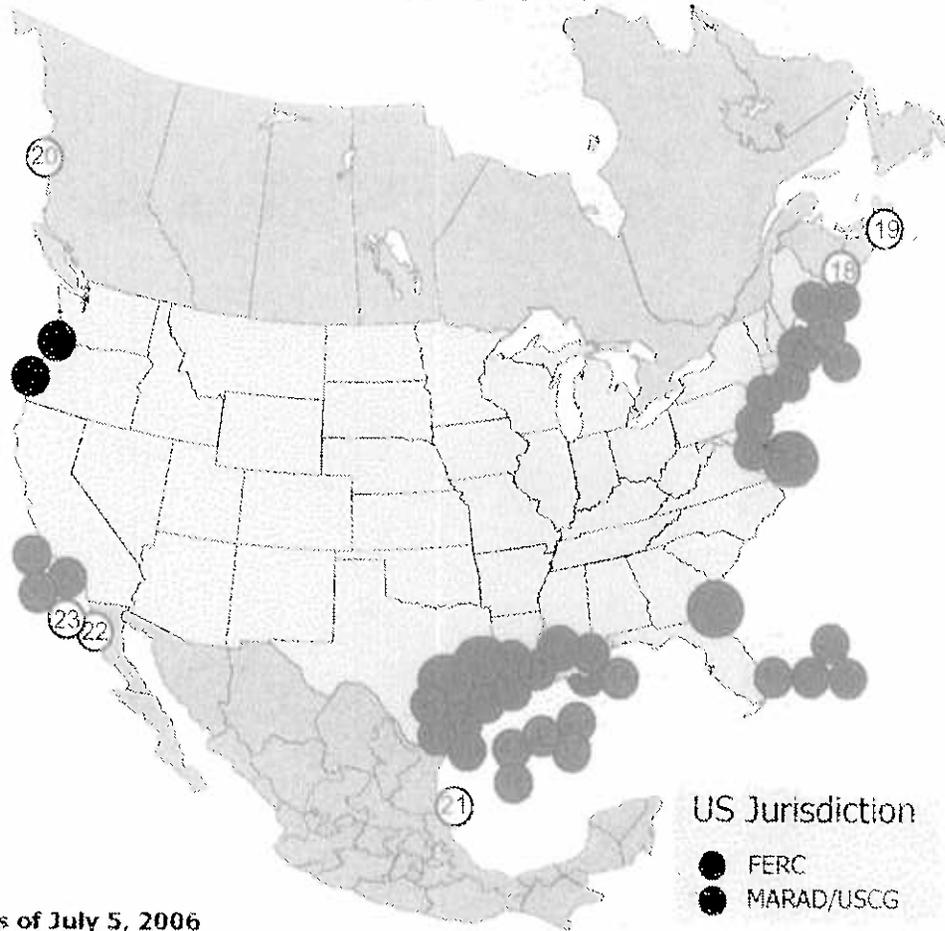
Porto-Rico et la République Dominicaine sont également importateurs de GNL.

De nombreuses installations en service dans le monde

- Il existe dans le monde 15 sites de production, répartis dans 12 pays.
La capacité annuelle de liquéfaction des sites varie de 1,1 milliard de m³ à 22 milliards de m³.
- La flotte mondiale de méthaniers comportait 173 navires fin 2004.
Le volume de GNL transporté par méthaniers est variable selon leur taille. Celle-ci s'échelonne aujourd'hui de 19 000 m³ pour les plus petits navires à 145 000 m³ pour les plus importants. Des navires de taille allant jusqu'à 217.000 m³ sont actuellement en construction.
- 47 terminaux méthaniers sont aujourd'hui en activité.
25 au Japon, 11 en Europe, 4 aux Etats-Unis, 3 en Corée, 1 à Taïwan, 1 en Inde, 1 à Porto-Rico et 1 en République Dominicaine.

FERC

Existing and Proposed North American LNG Terminals



As of July 5, 2006

* US pipeline approved; LNG terminal pending in Bahamas
** Construction suspended

Office of Energy Projects

CONSTRUCTED

- A. Everett, MA : 1.035 Bcfd (SUEZ/Tractebel - DOMAC)
- B. Cove Point, MD : 1.0 Bcfd (Dominion - Cove Point LNG)
- C. Elba Island, GA : 1.2 Bcfd (El Paso - Southern LNG)
- D. Lake Charles, LA : 2.1 Bcfd (Southern Union - Trunkline LNG)
- E. Gulf of Mexico: 0.5 Bcfd (Gulf Gateway Energy Bridge - Exceleerate Energy)

APPROVED BY FERC

- 1. Hackberry, LA : 1.5 Bcfd (Cameron LNG - Sempra Energy)
- 2. Bahamas : 0.84 Bcfd (AES Ocean Express)*
- 3. Bahamas : 0.83 Bcfd (Calypso Tractebel)*
- 4. Freeport, TX : 1.5 Bcfd (Cheniere/Freeport LNG Dev.)
- 5. Sabine, LA : 2.6 Bcfd (Sabine Pass Cheniere LNG)
- 6. Corpus Christi, TX : 2.6 Bcfd (Cheniere LNG)
- 7. Corpus Christi, TX : 1.1 Bcfd (Vista Del Sol - ExxonMobil)
- 8. Fall River, MA : 0.8 Bcfd (Weaver's Cove Energy/Hess LNG)
- 9. Sabine, TX : 2.0 Bcfd (Golden Pass - ExxonMobil)
- 10. Corpus Christi, TX : 1.0 Bcfd (Ingleside Energy - Occidental Energy Ventures)
- 11. Logan Township, NJ : 1.2 Bcfd (Crown Landing LNG - BP)
- 12. Port Arthur, TX : 3.0 Bcfd (Sempra)
- 13. Cove Point, MD : 0.8 Bcfd (Dominion)
- 14. Cameron, LA : 3.3 Bcfd (Creole Trail LNG - Cheniere (NG))
- 15. Sabine, LA : 1.4 Bcfd (Sabine Pass Cheniere LNG - Expansion)

APPROVED BY MARAD/COAST GUARD

- 16. Port Pelican: 1.6 Bcfd (Chevron Texaco)
- 17. Louisiana Offshore : 1.0 Bcfd (Gulf Landing - Shell)

CANADIAN APPROVED TERMINALS

- 18. St. John, NB : 1.0 Bcfd (Canaport - Irving Oil)
- 19. Point Tupper, NS : 1.0 Bcfd (Bear Head LNG - Anadarko)
- 20. Kitimat, BC : 0.61 Bcfd (Galveston LNG)

MEXICAN APPROVED TERMINALS

- 21. Altamira, Tamulipas : 0.7 Bcfd (Shell/Total/Mitsui)
- 22. Baja California, MX : 1.0 Bcfd (Energy Costa Aztl - Sempra)
- 23. Baja California - Offshore : 1.4 Bcfd (Chevron Texaco)

PROPOSED TO FERC

- 24. Long Beach, CA : 0.7 Bcfd (Mitsubishi/ConocoPhillips - Sound Energy Solutions)
- 25. Bahamas : 1.0 Bcfd (Seafarer - El Paso/FPL)
- 26. LI Sound, NY : 1.0 Bcfd (Broadwater Energy - TransCanada/Shell)
- 27. Pascagoula, MS : 1.5 Bcfd (Gulf LNG Energy LLC)
- 28. Bradwood, OR : 1.0 Bcfd (Northern Star LNG - Northern Star Natural Gas LLC)
- 29. Pascagoula, MS : 1.3 Bcfd (Casotte Landing - ChevronTexaco)
- 30. Port Lavaca, TX : 1.0 Bcfd (Calhoun LNG - Gulf Coast LNG Partners)
- 31. Freeport, TX : 2.5 Bcfd (Cheniere/Freeport LNG Dev. - Expansion)
- 32. Hackberry, LA : 1.15 Bcfd (Cameron LNG - Sempra Energy - Expansion)
- 33. Pleasant Point, ME : 2.0 Bcfd (Quoddy Bay, LLC)
- 34. Robbinston, ME : 0.5 Bcfd (Downeast LNG - Kestrel Energy)
- 35. Elba Island, GA : 0.9 Bcfd (El Paso - Southern LNG)
- 36. Baltimore, MD : 1.5 Bcfd (AES Sparrows Point - AES Corp.)
- 37. Coos Bay, OR : 1.0 Bcfd (Jordan Cove Energy Project)

PROPOSED TO MARAD/COAST GUARD

- 38. Offshore California : 1.5 Bcfd (Cabrillo Port - BHP Billiton)
- 39. Offshore California : 0.5 Bcfd (Clearwater Port LLC - Northernstar NG LLC)
- 40. Offshore Louisiana : 1.0 Bcfd (Main Pass McMoran Exp.)
- 41. Gulf of Mexico: 1.5 Bcfd (Beacon Point Clean Energy Terminal - ConocoPhillips)
- 42. Offshore Boston : 0.4 Bcfd (Neptune LNG - Tractebel)
- 43. Offshore Boston : 0.8 Bcfd (Northeast Gateway - Exceleerate Energy)
- 44. Gulf of Mexico: 1.4 Bcfd (Blenville Offshore Energy Terminal - TORP)
- 45. Offshore Florida: ? Bcfd (SUEZ Calypso - SUEZ LNG)



The New England Governors' Conference, Inc.

[About the NEG](#)

[About the Governors](#)

[Upcoming Events](#)

[Recent Publications](#)

[NEG Programs](#)

[NEG & Eastern
Canadian Premiers](#)

[State & Regional Links](#)

[Contact Us](#)



[Click here to visit the new
NEG/ECP Environmental Programs website](#)

A Non-Profit Association Promoting Economic Development in the Six-State Region Since 1937



Governor
Donald L. Carcieri
Rhode Island
Chairman



Governor
M. Jodi Rell
Connecticut



Governor
John Baldacci
Maine



Governor
Mitt Romney
Massachusetts



Governor
John Lynch
New Hampshire



Governor
Jim Douglas
Vermont



Governor signs law restricting LNG tankers from Narragansett Bay

PROVIDENCE, R.I. Rhode Island Governor Don Carlier has signed a law effectively banning liquefied natural gas tankers from Narragansett Bay.

Representative Raymond Gallison Junior says the law could hinder plans to build a 250-million dollar L-N-G terminal at Weaver's Cove in Fall River. The proposed site sits along the Taunton River.

Rhode Island and Massachusetts officials have called the project dangerous. They say an accident or an attack on an L-N-G tanker moving through coastal waters could cause a massive fire or explosion.

Under the law, tankers must keep hundreds of yards away from people, piers, waterfront facilities, flammable materials and other obstacles. Gallison says those restrictions will prevent tankers from even approaching the bay's entrance.

Copyright 2006 Associated Press. All rights reserved. This material may not be published, broadcast, rewritten, or redistributed.



Send questions and comments about this website to the [Eyewitness News Webmaster](#). All content © Copyright 2003-2006 WorldNow, WPRI, WNAC and Associated Press. All Rights Reserved.

For more information on this site, please read our [Privacy Policy](#) and [Terms of Service](#).

<http://www.eyewitnessnewstv.com/Global/story.asp?S=5141735&nav=F2D0>

New England governors form regional oceans council to manage environment

10:50 PM EST Mar 06

PROVIDENCE, R.I. (AP) - Gov. Don Carcieri, his eye on growing opposition to building liquefied natural gas terminals in New England, said Thursday he would prefer to see LNG piped in from Canada.

"They would be happy to host these terminals," Carcieri said, adding that building such plants in lightly populated areas of Canada would be an alternative to an LNG terminal now proposed for Fall River, Mass.. Opposition to the project among environmentalists and others has been growing.

Meanwhile, the Rhode Island governor hailed a deal reached by the New England states this week to create a regional oceans council to better manage the environment.

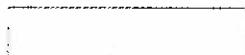
Each New England state will appoint a representative to the council, which will issue its recommendations by spring.

The states agreed on the plan this week during a meeting of New England governors and Canadian premiers. Carcieri, who co-chaired the event, said he would like to see Rhode Island continue its leadership in oceans management.

Carcieri said Canada has large reserves of natural gas and many LNG terminals. Storing LNG there and piping it through New England is "a better solution" than building new terminals in Rhode Island and Massachusetts, he said.

Tankers moving LNG to a planned terminal in Fall River would close Newport Harbor for at least 20 minutes several times a week, disrupting transportation and possibly discouraging tourism in the area, according to a report released last week.

© The Canadian Press, 2005



LE MARCHÉ NORD-AMÉRICAIN

Consommation projetée

CONSOMMATION ANNUELLE PROJETÉE (en Bcf – milliard de pieds cubes)

	2004	2015	2025	Δ/an 2004-2025
Québec	229	277	287	1,1 %
Ontario	1 130	1 264	1 425	1,1 %
Canada	3 316	4 084	4 350	1,3 %
Canada et États-Unis	24 945	32 342	35 144	1,6 %

Source : EEA 2005

Hausse continue de la demande de gaz naturel, principalement pour la production d'électricité à l'extérieur du Québec

Croissance appréciable au Canada à cause de l'exploitation des sables bitumineux

Croissance totale sur 20 ans de 40 %

