

Implantation d'un terminal méthanier à Lévis Étude d'impact sur l'environnement

Tome 2 Présentation du projet et du promoteur



SNC-LAVALIN
Environnement

Janvier 2006

NOTE AU LECTEUR

L'étude d'impact sur l'environnement relative à l'implantation d'un terminal méthanier à Lévis comprend les tomes suivants :

Tome 1 : Résumé

Tome 2 : Présentation du projet et du promoteur

Tome 3 : Terminal méthanier

Tome 4 : Gazoduc reliant le terminal à Saint-Nicolas

Ce tome a avantage à être lu et consulté en relation avec les annexes qui le complètent.

TABLE DES MATIÈRES

	Page
Table des matières sommaire de l'ensemble de l'étude	ix
Acronymes et unités de mesures	xiii
Symboles des unités de mesures et facteurs de conversion	xix
Propriétés physiques du GNL et de l'azote	xxii
1. INTRODUCTION.....	1.1
1.1 Présentation du projet Rabaska.....	1.1
1.2 Projets connexes.....	1.1
1.3 Rabaska et l'environnement.....	1.2
1.4 Calendrier de réalisation	1.2
1.5 Objectifs de l'étude.....	1.2
1.6 Consultants mandatés	1.3
1.7 Structure générale du rapport	1.3
1.8 Structure du tome 2.....	1.5
2. PRÉSENTATION DU PROMOTEUR ET DU PROJET	2.1
2.1 Présentation du promoteur.....	2.1
2.1.1 Les partenaires	2.1
2.1.2 Rôles des partenaires	2.2
2.2 Expérience des partenaires dans le secteur du GNL.....	2.3
2.2.1 Gaz Métro	2.3
2.2.2 Gaz de France	2.3
2.2.2.1 Premier importateur européen de GNL	2.3
2.2.2.2 Production et liquéfaction	2.4
2.2.2.3 Transport maritime.....	2.4
2.2.2.4 Terminaux méthaniers.....	2.5
2.2.2.5 Activités de recherche	2.5
2.3 Politique environnementale de Rabaska.....	2.6
2.3.1 Engagements environnementaux des partenaires	2.6
2.3.1.1 Gaz Métro	2.6
2.3.1.2 Enbridge	2.9
2.3.1.3 Gaz de France.....	2.11
2.3.2 Aperçu de la norme internationale ISO 14001	2.14
2.3.3 Politique et système de gestion environnementale de Rabaska	2.16
2.3.4 Rabaska et le développement durable	2.16
2.4 Présentation de l'industrie du GNL	2.19

TABLE DES MATIÈRES (suite)

	Page
2.4.1 Historique du GNL	2. 19
2.4.1.1 Premiers essais	2. 19
2.4.1.2 Essais à grande échelle.....	2.20
2.4.1.3 Débuts de l'industrialisation et du transport maritime	2. 20
2.4.1.4 Développement jusqu'à nos jours.....	2. 21
2.4.1.5 Quelques chiffres.....	2. 26
2.4.1.6 Autres utilisations du GNL	2. 26
2.4.2 Production, transport et consommation de gaz naturel	2. 27
2.4.3 Composantes de la chaîne GNL.....	2. 29
2.4.3.1 Usine de liquéfaction	2. 29
2.4.3.2 Navires méthaniers.....	2. 32
2.4.3.3 Terminal méthanier.....	2. 32
2.4.4 Évolution du coût de la chaîne GNL	2. 33
2.4.4.1 Usines de liquéfaction.....	2. 34
2.4.4.2 Méthaniers	2. 34
2.4.4.3 Terminaux méthaniers	2. 35
2.4.4.4 Efficacité énergétique	2. 35
2.4.4.5 Conclusion.....	2. 35
2.4.5 Caractéristiques des ententes contractuelles de la chaîne GNL	2. 35
2.5 Justification du projet	2. 37
2.5.1 Offre et demande de gaz naturel en Amérique du nord.....	2. 38
2.5.1.1 Offre.....	2. 38
2.5.1.2 Demande	2. 42
2.5.2 Coût du transport	2. 44
2.5.3 Équilibre du marché et prix du gaz naturel	2. 47
2.5.4 Offre gazière internationale.....	2. 48
2.5.5 Le projet Rabaska.....	2. 51
2.6 Solutions de rechange au projet	2. 53
2.6.1 Gaz naturel en provenance des provinces maritimes.....	2. 54
2.6.2 Approvisionnement additionnel provenant du golfe du Mexique transitant via Dawn	2. 57
2.6.3 Importation directe de GNL au Québec	2. 57
2.7 Conséquences de la non-réalisation du projet.....	2. 58
2.8 Localisation du projet	2. 59
2.9 Aperçu du projet.....	2. 59
2.10 Calendrier de réalisation	2. 60
3. CADRE RÉGLEMENTAIRE	3.1
3.1 Autorisations fédérales.....	3.1
3.2 Autorisations provinciales	3.1

TABLE DES MATIÈRES (suite)

	Page
3.3 Réglementation municipale.....	3.2
3.4 Autres autorisations	3.2
4. CHOIX DE LA ZONE D'IMPLANTATION DU PROJET.....	4.1
4.1 Critères de choix de site pour un terminal méthanier.....	4.1
4.1.1 Accès maritime adéquat pour les méthaniers.....	4.1
4.1.2 Présence d'un emplacement favorable à l'implantation des réservoirs de GNL et des équipements de regazéification	4.4
4.1.3 Proximité des marchés et du réseau de gazoducs de transport.....	4.4
4.2 Identification des zones d'implantation potentielles pour un terminal méthanier	4.5
4.3 Consultation des autorités locales, analyse préliminaire du zonage et de la propriété des terres.....	4.6
4.4 Études de préfaisabilité.....	4.9
4.5 Comparaison détaillée des sites de Lévis/Beaumont et de Gros Cacouna	4.12
4.5.1 Navigation	4.12
4.5.2 Autres facteurs.....	4.14
4.6 Conclusion	4.14
5. PROCESSUS DE CONSULTATION ET D'INFORMATION DU PUBLIC.....	5.1
5.1 Principes et buts du programme de consultation	5.1
5.1.1 Politique et vision de Rabaska à l'égard de la consultation	5.1
5.1.2 Principes et buts de la consultation	5.1
5.1.3 Conception d'un programme adapté à la nature du projet.....	5.2
5.1.3.1 Mise en contexte spécifique du projet – Phase I	5.3
5.1.3.2 Mise en contexte spécifique du projet – Phase II	5.5
5.1.3.3 Plan de communication – Phases III et IV	5.6
5.1.4 Revendications autochtones.....	5.7
5.2 Déroulement du processus de consultation – Volet terminal méthanier	5.8
5.2.1 Mise en œuvre du programme – Phase I	5.8
5.2.2 Résultats de la démarche de consultation – Phase I.....	5.11
5.2.2.1 Séances d'information publiques.....	5.12
5.2.2.2 Ligne téléphonique et courriels.....	5.12
5.2.2.3 Couverture médiatique	5.13
5.2.3 Autres aspects de la consultation	5.13
5.2.4 Mise en œuvre du programme – Phase II	5.14
5.2.4.1 Présentation du projet défini.....	5.14
5.2.4.2 Campagnes d'information sur le projet.....	5.15
5.2.5 Résultats de la démarche de consultation – Phase II.....	5.16
5.2.6 Les enjeux identifiés dans le cadre du processus de consultation	5.18
5.2.6.1 La sécurité et l'intégrité des biens et des personnes.....	5.18

TABLE DES MATIÈRES (suite)

	Page
5.2.6.2 La sélection des sites et la capacité d'insertion de Rabaska dans le milieu	5.20
5.2.6.3 La raison d'être du projet	5.21
5.2.6.4 Les impacts sociaux	5.23
5.2.6.5 Les retombées du projet	5.24
5.3 Déroulement du processus de consultation – Volet gazoduc	5.25
5.3.1 Mise en œuvre du programme	5.25
5.3.2 Résultats de la démarche de consultation	5.28
5.3.2.1 Rencontres avec les propriétaires terriens	5.28
5.3.2.2 Rencontres avec les élus	5.29
5.3.2.3 Rencontre avec les représentants de l'UPA	5.29
5.3.3 Les enjeux identifiés dans le cadre du processus de consultation	5.30
5.3.3.1 Le tracé privilégié pour la construction du gazoduc	5.30
5.3.3.2 Les effets des travaux de construction sur l'environnement	5.32
5.3.3.3 Le programme de compensation	5.33
5.3.3.4 Les caractéristiques techniques et les mesures de sécurité du projet	5.34
5.4 Consultation des autorités gouvernementales	5.35

BIBLIOGRAPHIE

LISTE DES ANNEXES

Annexe A	Équipe de travail
Annexe B	Directive provinciale
Annexe C	Directive fédérale
Annexe D	Tableaux de concordance entre l'étude d'impact environnementale et les directives
Annexe E	Enjeux environnementaux de projets de GNL au Canada et aux États-Unis
Annexe F	Complément au processus de consultation et d'information publique
Annexe F1	Présentation type – Phase I
Annexe F2	Présentation type – Phase II
Annexe F3	Présentation type – Rencontre des propriétaires – Volet gazoduc
Annexe F4	Comptes rendus des rencontres publiques
Annexe F5	Grille des enjeux soulevés lors d'appels et de courriels de citoyens
Annexe F6	Invitations types
Annexe F7	Sondage Léger Marketing
Annexe F8	Bulletins d'information
Annexe G	Répercussions des importations de GNL de Rabaska sur les marchés québécois et ontarien du gaz naturel

LISTE DES TABLEAUX

		Page
Tableau 2.1	Terminaux méthaniers de Gaz de France	2. 5
Tableau 2.2	Sites de production et d'importation en 1980	2. 21
Tableau 2.3	Part de chaque maillon de la chaîne GNL dans les coûts.....	2. 33
Tableau 2.4	Évolution du coût du GNL (chaîne GNL entre le Moyen-Orient et l'Extrême-Orient)	2. 36
Tableau 2.5	Demande et offre annuelles de gaz naturel au Canada et aux États-Unis.....	2. 38
Tableau 2.6	Consommation annuelle projetée pour le gaz naturel par secteur, Québec, Ontario, États-Unis et Canada	2. 44
Tableau 2.7	Importations de GNL par marché régional, 1993 et 2003	2. 49
Tableau 2.8	Impacts du projet Rabaska sur les prix du gaz au Québec et en Ontario (moyenne 2010-2025)	2. 52
Tableau 4.1	Critères généralement adoptés pour les opérations des méthaniers aux terminaux du bassin de l'Atlantique Nord	4. 2
Tableau 4.2	Principaux avantages ou inconvénients techniques et économiques des sites de Lévis / Beaumont, Pointe Saint-Denis et Gros Cacouna	4. 10
Tableau 4.3	Principaux avantages ou inconvénients environnementaux des sites de Lévis/Beaumont, Pointe Saint-Denis et Gros Cacouna.....	4. 11
Tableau 4.4	Caractéristiques du chenal et de la zone de manœuvre à Gros Cacouna et à Lévis	4. 12
Tableau 5.1	Calendrier des consultations, interventions et matériel distribué – Phase I	5. 9
Tableau 5.2	Calendrier des consultations, interventions et matériel distribué – Phase II	5. 15
Tableau 5.3	Résultats du sondage Léger marketing (février 2005)	5. 17
Tableau 5.4	Calendrier des consultations, interventions et matériel distribué - Volet gazoduc.....	5. 26
Tableau 5.5	Sommaire des démarches entreprises.....	5. 36

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1	Politique environnementale de Gaz Métro	2. 7
Figure 2.2	Traduction de la politique sur l'environnement, la santé et la sécurité d'Enbridge inc.....	2. 10
Figure 2.3	Charte environnementale de Gaz de France	2. 15
Figure 2.4	Politique environnementale de Rabaska	2. 16
Figure 2.5	Sites de production, sites d'importation et routes maritimes en 1980 et 2004	2. 23

LISTE DES FIGURES (suite)

	Page
Figure 2.6	Évolution du nombre de traversées (annuel et cumulé) depuis 19602. 25
Figure 2.7	Évolution et prévision de la demande mondiale de gaz2. 25
Figure 2.8	Modes de transport du gaz naturel.....2. 28
Figure 2.9	Différence des coûts entre le transport par gazoduc et la chaîne GNL.....2. 28
Figure 2.10	Répartition mondiale des réserves et de la consommation de gaz2. 29
Figure 2.11	Principe de la chaîne GNL2. 30
Figure 2.12	Schéma de principe du procédé de liquéfaction.....2. 31
Figure 2.13	Composition du gaz extrait des champs de production et du GNL2. 32
Figure 2.14	Représentation schématique d'un terminal méthanier2. 33
Figure 2.15	Productivité initiale des puits de gaz naturel du BSOC, 1990 – 20012. 40
Figure 2.16	Production prévue de gaz de méthane houiller dans le BSOC2. 40
Figure 2.17	Le réseau de transport gazier au Canada2. 45
Figure 2.18	Prix et volatilité du gaz naturel2. 47
Figure 2.19	Routes possibles pour le gaz naturel provenant des provinces maritimes.....2. 55
Figure 2.20	Localisation des infrastructures projetées2. 61
Figure 2.21	Calendrier général de réalisation du projet.....2. 63
Figure 4.1	Sites potentiels d'implantation d'un terminal méthanier 4.7
Figure 4.2	Fréquence des vents supérieurs à 25 nœuds4.13

IMPLANTATION D'UN TERMINAL MÉTHANIER À LÉVIS - ÉTUDE D'IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT

Table des matières sommaire de l'ensemble de l'étude

TOME 1 Résumé

1. Introduction
2. Présentation du promoteur et de la justification du projet
3. Description de l'environnement
4. Terminal méthanier
5. Gazoduc reliant le terminal à Saint-Nicolas
6. Impacts cumulatifs
7. Conclusion

TOME 2 Présentation du projet et du promoteur

1. Introduction
2. Présentation du promoteur et du projet
3. Cadre réglementaire
4. Choix de la zone d'implantation du projet
5. Processus de consultation et d'information du public

- Annexe A Équipe de travail
Annexe B Directive provinciale
Annexe C Directive fédérale
Annexe D Tableaux de concordance entre l'étude d'impact environnemental et les directives
Annexe E Enjeux environnementaux de projets de GNL au Canada et aux États-Unis
Annexe F Complément au processus de consultation et d'information publique
Annexe G Répercussions des importations de GNL de Rabaska sur les marchés québécois et ontarien du gaz naturel

TOME 3 Terminal méthanier

Volume 1 Rapport principal

1. Introduction
2. Description de l'environnement
3. Analyse et choix de variantes
4. Description technique du projet
5. Méthode d'analyse des effets environnementaux
6. Impacts environnementaux
7. Analyse des risques technologiques
8. Plan de gestion environnementale

Volume 2 Annexes

Annexe A	Figures
Annexe B	Informations complémentaires sur le milieu physique
Annexe C	Informations complémentaires sur le milieu biologique
Annexe D	Informations complémentaires sur le milieu humain
Annexe E	Fiches d'évaluation des impacts
Annexe F	Analyse des risques technologiques
Annexe G	Liste des personnes-ressources consultées
Annexe H	Modélisation de la conversion du NO en NO ₂
Annexe I	Milieu sonore
Annexe J	Fiches signalétiques
Annexe K	Principaux règlements, codes et normes techniques utilisés

TOME 4 Gazoduc reliant le terminal à Saint-Nicolas**Volume 1 Rapport principal**

1.	Introduction
2.	Description de l'environnement
3.	Étude de corridors
4.	Étude des variantes de tracé
5.	Description technique du projet
6.	Méthode d'analyse des effets environnementaux
7.	Évaluation des impacts environnementaux du tracé privilégié
8.	Analyse des risques technologiques
9.	Plan de gestion environnementale

Volume 2 Annexes cartographiques

Annexe A	Description de la zone à l'étude
Annexe B	Corridor à l'étude
Annexe C	Variantes de tracé

Volume 3 Autres annexes

Annexe A	Liste des personnes-ressources consultées
Annexe B	Codes de classification des potentiels agricole, forestier et faunique (sauvagine et ongulés)
Annexe C	Liste des oiseaux relevés dans le secteur de la zone à l'étude
Annexe D	Étude des variantes de tracé - Tableaux des résultats des comparaisons des variantes et sous-variantes
Annexe E	Cahier des mesures générales d'atténuation en milieu agroforestier
Annexe F	Fiches d'évaluation des impacts
Annexe G	Méthode de traversée des rivières Etchemin, Chaudière et Beaurivage en tranchée ouverte
Annexe H	Analyse des risques technologiques

Volume 4 Cartographie du tracé

Annexe A Photomosaïques à l'échelle approximative 1 : 5 000 et fiches synthèses des cours d'eau

Annexe B Inventaire de la flore à statut particulier, des amphibiens et reptiles et de l'avifaune

ACRONYMES ET UNITÉS DE MESURES

ACÉE	Agence canadienne d'évaluation environnementale
ACOA	Aire de concentration d'oiseaux aquatiques
ADEME	Agence de l'environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
AERES	Association des entreprises pour la réduction de l'effet de serre
AFQM	Association forestière Québec Métropolitain
AG	Azote gazeux
AL	Azote liquide
ALARP	As low as Reasonably Practicable (aussi faible que raisonnablement possible)
APQ	Administration du port de Québec
BAPE	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
Bcf/d	Billion cubic feet/day
BOG	Boil-off gas (gaz d'évaporation)
BP	Basse pression
BPC	Biphényles polychlorés
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
BST	Bureau de la sécurité des transports du Canada
BTU	British Thermal Unit (voir tableau suivant)
CAD cts/kWh	Cents canadiens par kilowatt / heure
CCME	Conseil Canadien des Ministres de l'Environnement
CDD	Colonne de distillation d'air
CDPNQ	Centre de données sur le patrimoine naturel du Québec
CET	Comité d'examen Tempol
CN	Canadien National
COSEPAC	Comité sur la situation des espèces en péril au Canada
COT	Carbone organique total
CPBSL	Corporation des pilotes du Bas Saint-Laurent
CPTA	Commission de protection des territoires agricoles
CRÉ	Conférence régionale des élus
CRE	Conseil régional de l'environnement
CRPIO	Corporation pour la restauration de la pêche à l'île d'Orléans
CSA	Canadian Standards Association

CSL	Centre Saint-Laurent
CTGN	Centre des technologies du gaz naturel
CVAA	Critère de vie aquatique pour la toxicité aigüe
CVAC	Critères de vie aquatique pour la toxicité chronique
DGPAC	Direction générale des pêches et de l'aquaculture commerciale
DGRP	Direction régionale des revendications territoriales
DNN	Débit normalement nul
DNV	Det Norske Veritas
DRG	Direction des revendications globales
DRT	Dispositif de résistance-température
EPOQ	Étude des populations d'oiseaux du Québec
ESD	Emergency Shutdown (arrêt d'urgence)
ESDMV	Espèce susceptible d'être désignée menacée ou vulnérable
FAPAQ	Société de la faune et des parcs du Québec
Gazoduc TQM	Gazoduc Trans Québec et Maritimes inc.
GE	Gaz d'évaporation
GES	Gaz à effet de serre
GIRAM	Groupe d'initiatives et recherches appliquées au milieu
Gm ³	Milliard (1 x 10 ⁹) de mètres cubes (giga)
GNL	Gaz naturel liquéfié
Gpi ³	Milliard (1 x 10 ⁹) de pieds cubes (giga)
HAP	Hydrocarbures aromatiques polycycliques
HAZID	Hazard Identification (Identification des dangers)
HLM	Habitations à loyer modique
IAC	Ingénierie-approvisionnement-construction
ISO	International Standardization Organization
ISPS	Code international pour la sûreté des navires et des installations portuaires
ITC	Inventaire des terres du Canada
KO SEP	Séparateur KO
kPa	Kilopascal (pression absolue, 1kPa = 0,145 livre par pouce carré)
kPag	Kilopascal 'gage' (pression relative)
kt	Mille tonnes (1 x 10 ³) (kilo tonnes)
LCEE	<i>Loi Canadienne sur l'évaluation environnementale</i>

LEP	<i>Loi sur les espèces en péril</i>
LGN	Liquide de gaz naturel
LII	Limite inférieure d'inflammabilité
LQE	<i>Loi sur la qualité de l'environnement</i>
LSI	Limite supérieure d'inflammabilité
MAINC	Ministère des affaires indiennes et du nord du Canada
MAPAQ	Ministère de l'agriculture, des pêcheries et de l'Alimentation du Québec
MCCQ	Ministère de la Culture et des Communications du Québec
MDDEP	Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec (antérieurement MENV)
MENV	Ministère de l'Environnement du Québec (qui porte désormais le nom de Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP))
MES	Matières en suspension
Mm ³	Million (1 x 10 ⁶) de mètres cubes
MMBtu	Million de British thermal units = (1 MMBtu = 293,1 kW/h)
MMscf/d	Million Standard cubic feet/day
MP/HP	Moyenne/haute pression
Mpc	Million (1 x 10 ⁶) de pieds cubes
MPCSJ	Million de pieds cubes standards par jour
Mpi ³	Million (1 x 10 ⁶) de pieds cubes
MPO	Ministère des Pêches et des Océans du Canada
MRC	Municipalité régionale de comté
MRN	Ministère des Ressources Naturelles du Québec
MRNF	Ministère des Ressources Naturelles et de la Faune
MRNFPQ	Ministère des Ressources Naturelles, Faune et Parcs du Québec
Mt	Million de tonnes
MTQ	Ministère des Transports du Québec
NC	Normale climatique
NFPA	National Fire Protection Association
NSD	Normalement sans débit
OCIMF	Oil Companies International Marine Forum
OER	Objectifs environnementaux de rejet
OMI	Organisation maritime internationale
ONÉ	Office national de l'Énergie

p.c.	Pied cube (voir tableau suivant)
PADD	Plan d'action pour le développement durable
PCAI	Programme canadien d'agro-infrastructure
PGA	Accélération horizontale maximale au sol
PGE	Plan de gestion environnementale
PGV	Vitesse horizontale maximale au sol
PJ	Pétajoule (une mesure d'énergie équivalente à un million de milliards (1×10^{15}) de joules ou environ 30 millions de kilowatt-heures)
PM ₁₀	Particules dont le diamètre moyen est inférieur à 10 microns
PM _{2.5}	Particules dont le diamètre moyen est inférieur à 2,5 microns
PST	Particules en suspension totale
PSU	Practical salinity unit
PVC	Polychlorure de vinyle
RP	Régulateur de pression
SA	Accélération spectrale
SAU	Système d'arrêt d'urgence
SCD	Système de contrôle distribué
SCF	Service canadien de la faune
SCI	Système de contrôle intégré
SCP	Système de contrôle du procédé
SD	Soupape de décharge
SEM	Seuil d'effets mineurs
SEN	Seuil d'effets néfastes
SFG	Système de détection de feu et gaz
SGE	Système de gestion environnemental
SGP	Société de conservation et de mise en valeur de la Grande Plée Bleue
SIFA	Système d'information sur la faune aquatique
SIGHAP	Système d'information pour la Gestion de l'habitat du poisson
SIGTTO	Society of International Gas Tanker and Terminal Operators
SIH	Système d'information hydrogéologique
SSE	Seuil sans effet
t éq. CO ₂	Tonne équivalente de gaz carbonique
TCSM	Transport Canada Sécurité maritime
Tpi ³	Mille milliards (1×10^{12}) de pieds cubes (tera)

UFC	Unité formant des colonies
ULCC	Super pétrolier (Ultra Large Crude Carrier)
UNT	Unité de turbidité néphélométrique
UPA	Union des producteurs agricoles
UPA	Unité de paysage à caractère agricole
UPF	Unité de paysage à caractère fluvial
UPV	Unité de paysage à caractère villageois
VAP	Vaporisateur
VLCC	Navire pétrolier de très grande capacité (Very Large Crude Carrier)
VTT	Véhicule tout-terrain
ZIP	Zone d'intervention prioritaire

SYMBOLES DES UNITÉS DE MESURES ET FACTEURS DE CONVERSION

Grandeur	Symbole	Unité	Conversion
Temps	S	seconde	-
	Min	minute	60 s
	H	heure	60 min ou 3 600 s
	J	jour	24 h ou 1 440 min
	a ou an	an	365 j ou 8 760 h
Angle	°	degré d'angle	0 à 360°
Longueur	M	mètre	-
	cm	centimètre	0,01 m ou (10 ⁻²)
	mm	millimètre	0,001 m (10 ⁻³)
	km	kilomètre	1 000 m (10 ³)
	M ou mille	mille nautique	1,852 km
	mille	mille	1,6093 km
	pi	piéd	0,3048 m
	po	pouce	2,54 cm
Surface	m ²	mètre carré	-
	ha	hectare	10 000 m ² (10 ⁴)
	km ²	kilomètre carré	1 000 000 m ² (10 ⁶)
	ac	acre	0,4047 ha
	pi ²	piéd carré	0,0929 m ²
Volume (liquide)	m ³	mètre cube	-
	l ou L	litre	0,001 m ³ (10 ⁻³)
	Mm ³	million de mètre cube (mégamètre cube)	1 000 000 m ³ (10 ⁶)
	Gm ³	milliard de mètre cube (gigamètre cube)	1 000 000 000 m ³ (10 ⁹)
	pi ³ ou pc	piéd cube	0,0283 m ³
	Mpi ³	million de piéd cube (mégapiéd cube)	1 000 000 pi ³ (10 ⁶)
	Gpi ³	milliard de piéd cube (gigapiéd cube)	1 000 000 000 pi ³ (10 ⁹)
Volume (gaz)	Sm ³ ou m ³ (1)	mètre cube standard (métrique) (2)	-
	Nm ³	mètre cube normal (3)	0,9479 Sm ³ (pour un gaz parfait)
	Am ³	mètre cube actuel (4)	volume réel (= volume de liquide)
	Mm ³ (1)	million de mètre cube (standard) (2)	1 000 000 Sm ³ (10 ⁶)
	Gm ³ (1)	milliard de mètre cube (standard) (2)	1 000 000 000 Sm ³ (10 ⁹)
	Spi ³ ou pi ³ (1)	piéd cube standard (métrique) (2)	0,0283 Sm ³
	MSpi ³ ou MPCS (ou MMPCS)	million de piéd cube standard (2)	1 000 000 Spi ³ (10 ⁶)
	Gpi ³ (1)	milliard de piéd cube (standard) (2)	1 000 000 000 Spi ³ (10 ⁹)

Grandeur	Symbole	Unité	Conversion
Température	K	kelvin	-
	°C	degré celsius	°C = K - 273,15
	°F	degré fahrenheit	°F = 9/5 °C + 32
Masse	kg	kilogramme	-
	g	gramme	0,001 kg (10 ⁻³)
	mg	milligramme	0,001 g (10 ⁻³)
	t	tonne (métrique) ou mégagramme	1 000 kg (10 ³)
	Mt	million de tonne (métrique) ou mégatonne	1 000 000 t (10 ⁶)
	lb	livre	0,4536 kg
	ton	tonne forte (impériale)	1 016,047 kg ou 2 240 lb
	ton ou tn	tonne courte (impériale)	907,1847 kg ou 2 000 lb
Pression	Pa	pascal	pression atmosphérique de référence = 101 325 Pa
	kPa	kilopascal (absolu)	1 000 kPa (10 ³)
	kPag	kilopascal « gage » (relatif)	kPag = kPa – pression atmosph.
	bar	bar	100 kPa
	lbf/po ² ou PSI	livre force par pouce carré ou « pound square inch »	6,8948 kPa
Débit massique	kg/h	kilogramme par heure	
	t/h	tonne par heure	1 000 kg/h (10 ³)
	t/an	tonne par an	8 760 t/h
	Mt/an	million de tonne par an	1 000 000 t/an (10 ⁶)
Débit volumique (liquide)	m ³ /h	mètre cube par heure	-
	m ³ /j	mètre cube par jour	24 m ³ /h
	m ³ /an	mètre cube par an	8 760 m ³ /h
	pi ³ /h	pié cube par heure	0,0283 m ³ /h
	pi ³ /j	pié cube par jour	0,6796 m ³ /h
	pi ³ /an	pié cube par an	248,0556 m ³ /h
Débit volumique (gaz)	Sm ³ /h ou m ³ /h (1)	mètre cube standard par heure (2)	-
	Nm ³ /h	mètre cube normaux par heure (3)	0,9479 Sm ³ /h (pour un gaz parfait)
	Am ³ /h	mètre cube actuel par heure (4)	débit réel (= débit de liquide)
	Sp ³ /h ou pi ³ /h (1)	pié cube standard par heure (2)	0,0283 Sm ³ /h
	Mspi ³ /j ou MPCSJ (ou MMPCSJ)	million pié cube standard par jour (2)	679 604,3 Sm ³ /h
Vitesse	m/s	mètre par seconde	3,6 km/h
	km/h	kilomètre par heure	-
	kn	nœud	1,852 km/h
Énergie	J	joule	-
	kJ	kilojoule	1 000 J (10 ³)
	GJ	gigajoule	1 000 000 000 J (10 ⁹)
	kW/h	kilowatt-heure	3 600 kJ

Grandeur	Symbole	Unité	Conversion
	Btu	« british thermal units » par pied carré	1,0551 kJ
	MBtu ou MMBtu	million de Btu	1,0551 GJ
Puissance	W	watt	-
	kW	kilowatt	1 000 W (10 ³)
Radiation thermique	W/m ²	watt par mètre carré	-
	kW/m ²	kilowatt par mètre carré	1 000 W/m ² (10 ³)
Pouvoir calorifique (volumique)	kJ/m ³	kilojoule par mètre cube	-
	Btu/pi ³ ou Btu/pc	« british thermal units » par pied cube	37,2823 kJ/m ³
Pouvoir calorifique (massique)	kJ/kg	kilojoule par kilogramme	-
	Btu/lb	« british thermal units » par livre	2,3261 kJ/kg
Tension électrique	V	volt	-
	kV	kilovolt	1 000 V (10 ³)
	VCA ou VAC	volt (courant alternatif)	-
	VCC ou VDC	volt (courant continu)	-
Fréquence	Hz	hertz	-
Eclairement	Lx	lux	-
	pi-b	pied-bougie	10,7639 lx
Densité	kg/m ³	kilogramme par mètre cube	-
Acidité	pH	acidité ou alcalinité	
Concentration massique	g/l	gramme par litre	
	mg/l	milligramme par litre	0,001 g/l (10 ⁻³)
	µg/m ³	microgramme par mètre cube	0,001 g/l (10 ⁻³)
	ppm	parties par million (mg/l)	
Poids moléculaire	g/mol	gramme par mole	
Concentration molaire	mol/l	mole par litre	
	% mol	pourcentage mole	
Préfixe multiplicateur	P	péta	10 ¹⁵
	T	téra	10 ¹²
	G	giga	10 ⁹
	M	méga	10 ⁶
	k	kilo	10 ³
	c	centi	10 ⁻²
	m	milli	10 ⁻³
	µ	micro	10 ⁻⁶

SI : Système international d'unités. Les unités n'appartenant pas au SI (unités impériales par exemple) sont séparées des autres unités par une ligne pointillée.

- (1) Par convention pour l'étude d'impact, lorsqu'aucun préfixe (S, N ou A) n'est précisé pour un volume de gaz, celui-ci est pris aux conditions standards (métriques).
- (2) Volume ou débit de gaz mesuré aux conditions standards métriques à 15°C et 101 325 Pa; à ne pas confondre avec les conditions standards impériales à 60 °F (15,556 °C) et 14,696 lbf/po² (101 325 Pa).
- (3) Volume ou débit de gaz mesuré aux conditions normales à 0°C et 101 325 Pa.
- (4) Volume ou débit de gaz mesuré indépendamment des conditions de pression et de température.

PROPRIETES PHYSIQUES DU GNL ET DE L'AZOTE

Propriétés	Unités	GNL (méthane pur)	Azote
Poids moléculaire	g/mol	16,043	28,013
Point d'ébullition à 101,325 kPa	°C	-161,48	-195,9
Densité du liquide au point d'ébullition	kg/m ³	422,91	808,61
Densité du gaz aux conditions standards (1)	kg/Sm ³	0,6799	1,185
Densité du gaz aux conditions normales (2)	kg/Nm ³	0,7175	-
Ratio volume gaz (aux conditions standards (1)) / liquide (au point d'ébullition)	-	622,1	691
Ratio volume gaz (aux conditions normales (2)) / liquide (au point d'ébullition)	-	589,4	-
Capacité calorifique du gaz aux conditions standards (1)	Btu/Spi ³	1 014,02	-
Capacité calorifique du gaz aux conditions normales (2)	kJ/Nm ³	39 870	-

(1) Conditions normales: 0°C et 101,325 kPa.

(2) Conditions standards métriques: 15°C et 101,325 kPa (à ne pas confondre avec conditions standards impériales à 60°F).

CHAPITRE 1

Introduction

1. INTRODUCTION

1.1 PRÉSENTATION DU PROJET RABASKA

Compte tenu de la demande croissante en gaz naturel et pour faire face à l'éloignement, la stagnation et même à la décroissance des sources traditionnelles d'approvisionnement, de nouvelles sources doivent être mises à contribution. Dans ce contexte, le projet Rabaska, mis de l'avant par une société regroupant Gaz Métro, Gaz de France et Enbridge, propose la construction d'un terminal méthanier d'une capacité d'expédition de 14,16 Mm³/j (500 Mpi³/j) de gaz. Celui-ci sera situé dans la région Chaudière-Appalaches, sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, plus précisément sur le territoire de l'arrondissement Desjardins de la Ville de Lévis, dans une zone ayant depuis plusieurs années une vocation industrialo-portuaire.

Le but du projet est de recevoir du gaz naturel liquéfié (GNL) qui sera regazéifié pour ensuite être transporté par gazoduc, principalement aux clients desservis par Gaz Métro et Enbridge au Québec et en Ontario. Le projet est constitué d'un terminal moderne équipé des meilleures technologies éprouvées. Il comprend une jetée maritime, deux réservoirs de GNL, des équipements de regazéification et un gazoduc d'environ 42 km pour le raccordement au réseau de transport existant. La mise en service du terminal est prévue pour l'été 2010.

Le projet est assujéti aux processus d'évaluation environnementale du Québec et du Canada. La présente étude d'impact sur l'environnement est soumise aux autorités concernées afin d'obtenir les autorisations gouvernementales requises pour réaliser le projet.

1.2 PROJETS CONNEXES

L'énergie électrique nécessaire au fonctionnement du terminal sera fournie au moyen de deux nouvelles lignes à 230 kV d'environ 1,5 km de longueur. La réalisation de ces lignes sera sous la responsabilité de TransÉnergie, la division responsable du réseau de transport d'énergie électrique chez Hydro-Québec. Ce projet fera l'objet d'études techniques et environnementales par Hydro-Québec et d'un processus d'autorisation distinct de celui des installations gazières.

Des installations additionnelles seront également requises sur le réseau de Gazoduc TQM et possiblement sur celui de TransCanada, pour transporter les volumes requis à partir de Saint-Nicolas. Les installations additionnelles sur le réseau de Gazoduc TQM comportent

entre autres l'ajout de deux postes de compression entre Québec et Montréal, la modification d'un troisième poste et le doublement de la conduite sous-fluviale entre Saint-Nicolas et Saint-Augustin-de-Desmaures. Ces installations additionnelles seront réalisées par Gazoduc TQM et s'il y a lieu par TransCanada. Ces sociétés devront obtenir les autorisations requises avant de procéder.

1.3 RABASKA ET L'ENVIRONNEMENT

Chacun des partenaires du projet Rabaska pratique une gestion environnementale rigoureuse. Aussi, ceux-ci ont-ils voulu se doter d'une politique environnementale commune pour encadrer le développement du projet au Québec. Ces engagements sont résumés dans la politique environnementale présentée au chapitre 2 du tome 2. En outre, au moment de la mise en exploitation, Rabaska mettra en place un système de gestion environnementale conforme à la norme internationale ISO 14 001.

1.4 CALENDRIER DE RÉALISATION

Les principales étapes du processus de réalisation du projet, franchies et à venir, sont les suivantes :

- avis de projet aux autorités printemps 2004
- ingénierie préliminaire 2005
- dépôt de l'étude d'impact hiver 2006
- obtention des autorisations gouvernementales fin 2006
- ingénierie détaillée et approvisionnement du terminal 2007-2009
- début des travaux du terminal début 2007
- construction du gazoduc 2008-2009
- mise en service du terminal été 2010

1.5 OBJECTIFS DE L'ÉTUDE

L'étude d'impact du projet vise à identifier, décrire et évaluer les effets du projet sur l'environnement au sens large c'est-à-dire sur les composantes physiques, biologiques et humaines de cet environnement. Initiée très tôt dans le processus de conception du projet, cette étude a permis d'intégrer les considérations environnementales aux différentes étapes de son élaboration, que ce soit lors du choix de site ou de l'analyse comparative des

différentes technologies. Elle a aussi permis d'élaborer les mesures d'atténuation nécessaires pour réduire au minimum les effets négatifs du projet et optimiser ses retombées positives. Il s'agit donc d'un outil de planification qui a été utilisé pour optimiser l'intégration du projet dans le milieu.

Cette étude est préparée conformément aux exigences de :

- la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (L. C., 1992, c. 37);
- la *Loi sur la qualité de l'environnement du Québec* (L.R.Q., c. Q-2);
- la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (L.R.C. 1985, c. N-7);
- et conformément aux exigences et règlements, guides ou directives adoptés en vertu de celles-ci.

Pour faciliter la vérification de la conformité de cette étude d'impact aux directives émises (annexes B et C), l'annexe D du tome 2 présente une table de concordance entre les informations requises et l'étude d'impact. Elle présente également une table de concordance avec les exigences de l'ONÉ.

1.6 CONSULTANTS MANDATÉS

La réalisation des études environnementales a été confiée à SNC♦LAVALIN Environnement inc. secondée par le Groupe Conseil UDA inc. pour le volet gazoduc du projet (tome 4). L'équipe chargée de la réalisation des études environnementales est présentée à l'annexe A du tome 2.

1.7 STRUCTURE GÉNÉRALE DU RAPPORT

Des méthodes reconnues permettant d'identifier et d'évaluer, au meilleur des connaissances actuelles, les impacts du projet sur l'environnement ont été utilisées pour préparer cette étude. La description du projet présentée au tome 3 pour le terminal méthanier, et au tome 4 pour le gazoduc, est basée sur les études techniques réalisées lors de l'ingénierie préliminaire et les informations transmises par les manufacturiers. Cette phase d'ingénierie qui a fait suite aux études de préfaisabilité, a nécessité environ 50 000 heures-hommes de travail étalées sur une période d'environ huit mois. Les informations présentées dans cette étude reflètent donc le degré d'avancement des travaux d'ingénierie réalisés au moment du dépôt de l'étude.

Il est possible que des modifications soient apportées au projet pendant la phase d'ingénierie détaillée qui sera effectuée suite à l'autorisation du projet. Rabaska s'assurera, le cas échéant, que ces modifications n'entraînent pas d'effet additionnel sur l'environnement. Les autorités fédérales et provinciales seront avisées de tout changement significatif (rencontres, demandes de certificats d'autorisation, etc.), et des autorisations spécifiques pourront être requises en fonction des exigences de la réglementation en vigueur. Toutefois, les paramètres utilisés pour évaluer les effets environnementaux du projet, tels que les émissions dans l'atmosphère, les niveaux de bruit et les caractéristiques des effluents sont établis sur la base des scénarios les plus défavorables. Il est par conséquent probable que les modifications à la conception qui seront apportées par la suite seront de nature à réduire les impacts environnementaux du projet.

Dans la mesure du possible, la présentation de l'étude respecte l'ordre des éléments des directives du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec et de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale. Toutefois, afin de faciliter la consultation des documents, l'analyse est présentée selon les deux principales composantes du projet, soit le terminal méthanier incluant les installations maritimes et terrestres de manutention du GNL, et le gazoduc qui relie le terminal au réseau de transport existant.

L'étude d'impact du projet Rabaska est ainsi subdivisée comme suit :

- Tome 1 : Résumé
- Tome 2 : Présentation du projet et du promoteur
- Tome 3 : Terminal méthanier
- Tome 4 : Gazoduc reliant le terminal à Saint-Nicolas

Les tomes 2, 3 et 4 sont complétés par des annexes afin d'alléger la lecture du document principal. Cette structure permet au lecteur de comprendre rapidement les principaux enjeux du projet tout en permettant aux spécialistes ou aux résidents concernés par une composante précise du projet de retrouver l'information pertinente.

Il faut noter que les termes « *effet environnemental* » et « *impact environnemental* » sont des synonymes pour les besoins de cette étude.

1.8 STRUCTURE DU TOME 2

Outre cette introduction, le tome 2 compte quatre chapitres. Leur contenu s'établit ainsi :

- le second chapitre présente le promoteur, la justification du projet et une description générale de celui-ci;
- le troisième chapitre porte sur le contexte réglementaire du projet aux niveaux fédéral, provincial et municipal;
- le quatrième chapitre décrit le processus de sélection de la région Lévis/Beaumont comme site d'implantation pour le projet;
- la procédure de consultation publique et d'information qui a été mise en place dans le cadre du projet ainsi que les résultats obtenus sont présentés au chapitre 5.

Présentation du promoteur et du projet

2. PRÉSENTATION DU PROMOTEUR ET DU PROJET

2.1 PRÉSENTATION DU PROMOTEUR

Le promoteur du projet est la Société en commandite Rabaska. Cette société est constituée directement ou via leurs filiales par Gaz Métro, Gaz de France et Enbridge.

2.1.1 Les partenaires

Gaz Métro

Avec plus de 2,5 milliards \$ d'actifs et plus de 1 500 employés au Québec, Gaz Métro est une grande entreprise énergétique québécoise et l'un des plus importants distributeurs de gaz naturel au Canada. Gaz Métro distribue 97 % du gaz naturel consommé annuellement au Québec, soit environ 200 Gpi³ (5,6 Gm³). La société établie depuis bientôt 50 ans, dessert quelque 164 000 clients québécois avec un réseau de conduites souterraines de près de 10 000 km. Une filiale, Vermont Gas Systems, dessert environ 36 000 clients aux États-Unis.

Gaz Métro détient par ailleurs des participations financières importantes dans deux entreprises de transport de gaz naturel (TQM et Portland Natural Gas Transmission System) et dans une entreprise spécialisée dans les réservoirs souterrains d'entreposage de gaz naturel (Intragaz). Gaz Métro vend également des biens et services, par l'entremise de diverses sociétés, notamment dans le domaine de l'énergie (Gaz Métropolitain Plus).

Chef de file du secteur énergétique canadien, Gaz Métro exploite depuis près de 35 années l'une des trois seules usines d'écroûtement de pointe du pays. Ses installations de gaz naturel liquéfié (GNL) sont situées dans l'est de l'île de Montréal.

Enbridge

Enbridge compte parmi les plus grandes sociétés de transport d'énergie en Amérique du Nord et exploite le plus long réseau de transport d'hydrocarbures liquides au monde. Son réseau de canalisations s'étend sur plus de 40 000 km et transporte plus de 2 millions de barils (318 000 m³) d'hydrocarbures liquides et plus de 10 Gpi³ (283 Mm³) de gaz naturel par jour. Elle a été impliquée dans le développement de plusieurs terminaux pétroliers à travers l'Amérique du Nord et ailleurs dans le monde. Elle exploite onze terminaux de pétrole brut et d'hydrocarbures liquides de même que trois parcs de réservoirs pétroliers.

Enbridge est par ailleurs propriétaire du plus grand distributeur de gaz naturel au Canada, soit Enbridge Gas Distribution Inc. Celui-ci dessert, directement ou via des filiales, environ 1,65 millions de clients en Ontario, dans le *nord* de l'État de New York et dans la région de l'Outaouais au Québec. Ce joueur majeur dans le domaine de l'énergie en Amérique du Nord qui emploie plus de 4 000 personnes, développe aussi présentement un réseau de distribution au Nouveau-Brunswick.

Gaz de France

Gaz de France est un groupe énergétique intégré qui joue un rôle majeur dans l'ensemble de la chaîne gazière. Il est actif dans les activités d'exploration et de production d'hydrocarbures ainsi que dans les activités de transport et de distribution de gaz naturel. Comptant parmi les plus importants acheteurs mondiaux de gaz naturel, Gaz de France s'approvisionne dans une multitude de pays producteurs et dessert quelque 20 millions de clients, principalement en France et en Europe.

Gaz de France participe depuis plus de 40 ans à la mise au point et à l'exploitation des technologies du GNL, et possède une expertise technique reconnue en conception, en construction et en exploitation de terminaux et de navires méthaniers. Le groupe affrète actuellement huit méthaniers et trois autres sont en construction. Il exploite deux terminaux de GNL en France et un troisième est en construction. Ce chef de file mondial dans le monde gazier compte plus de 35 000 employés, dont près du quart sont affectés à des activités internationales. Ses actifs totalisaient 38 milliards d'euros (57 milliards de dollars canadiens) au 30 juin 2005.

Les ressources combinées des trois partenaires assureront au projet Rabaska une très grande expérience au niveau de la conception, du développement et de l'exploitation du terminal ainsi que du gazoduc.

2.1.2 Rôles des partenaires

Le projet est mis de l'avant par la Société en commandite Rabaska (Rabaska) dont les associés commanditaires sont Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro), GDF Québec inc., filiale à part entière de Gaz de France S.A. (Gaz de France) et Enbridge Québec LNG inc., filiale à part entière de Enbridge inc. (Enbridge). Ces commanditaires sont désignés comme étant les partenaires du projet. Rabaska agit par l'entremise de son associé commandité, Rabaska inc., une société également détenue par des filiales à part entière des partenaires et constituée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par action*.

Les trois partenaires financeront conjointement les sommes nécessaires à la mise en œuvre du projet.

2.2 EXPÉRIENCE DES PARTENAIRES DANS LE SECTEUR DU GNL

2.2.1 Gaz Métro

Gaz Métro et ses employés possèdent plus de 35 ans d'expérience dans le domaine du GNL. Gaz Métro exploite depuis 1969 l'une des trois seules usines d'écrêtement de pointe au Canada. L'usine LSR (liquéfaction, stockage, regazéification) de Gaz Métro, située dans l'est de l'île de Montréal, est utilisée comme outil de gestion au niveau de l'approvisionnement gazier, au même titre que le sont, par exemple, les sites d'entreposage sous-terrain d'Intragaz. L'usine sert donc à entreposer du gaz lors de périodes de consommation moins importantes (notamment l'été) afin de pouvoir injecter un maximum de gaz dans le réseau lorsque la demande se fera sentir en période de pointe (hiver). On y procède à la liquéfaction, au stockage et à la regazéification de gaz naturel. L'usine possède un débit maximum de regazéification de 6,8 Mm³ par jour. Elle comprend deux réservoirs à double paroi de 46 m de diamètre et 45 m de hauteur qui totalisent une contenance totale 56 600 m³ de GNL (28 300 m³ par réservoir).

Au cours des années, des investissements et des efforts ont été déployés par Gaz Métro afin de maintenir et d'améliorer la sécurité des installations et des procédés. Les résultats de l'usine en matière de sécurité sont exemplaires. En effet, depuis son entrée en fonction en 1969, seulement deux incidents sont survenus, soit en 1972 et en 1982. Aucun événement significatif ne s'est produit au cours des 23 dernières années.

2.2.2 Gaz de France

Gaz de France fait partie des pionniers de l'industrie du GNL en débutant en 1958 des recherches techniques dans ce domaine. Depuis 1965, date à laquelle sa première chaîne commerciale fut mise en service entre l'Algérie et le Havre (France), Gaz de France a toujours joué un rôle majeur dans l'achat, le transport et l'importation de GNL. Aujourd'hui il est également présent dans la production et la liquéfaction de gaz.

2.2.2.1 Premier importateur européen de GNL

Gaz de France dispose du portefeuille d'approvisionnement en gaz le plus diversifié d'Europe, et commercialise du GNL en provenance d'Algérie, du Nigéria et depuis peu d'Égypte.

En 2004, Gaz de France était le cinquième acheteur mondial de GNL et l'un des premiers acteurs européens. Le GNL pourrait atteindre 30 % des approvisionnements du groupe en 2007, notamment par la livraison de GNL en provenance d'Égypte et de Norvège.

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

2.2.2.2 Production et liquéfaction

Depuis une dizaine d'années, Gaz de France est présent dans les domaines de l'exploration et de la production. En 2004, c'est 5,2 Gm³ de gaz qui ont été extraits des réserves détenues par Gaz de France. Dans le domaine de la liquéfaction, Gaz de France participe actuellement à deux grands projets de développement d'usine de liquéfaction : Idku en Égypte, dont la première cargaison a été livrée en juillet 2005, et Snøhvit en Norvège, dont la mise en service est prévue en 2006.

2.2.2.3 Transport maritime

Le groupe Gaz de France bénéficie de plus de 40 ans d'expérience dans la conception, l'armement, l'exploitation, l'entretien et la gestion des méthaniers, ce qui représente plus de 7 000 traversées.

Actuellement, Gaz de France exploite huit méthaniers, (dont 3 qui lui appartiennent) :

- quatre méthaniers d'une capacité de 40 000 à 71 000 m³ assurent l'approvisionnement du terminal de Fos Tonkin;
- quatre méthaniers d'une capacité de 126 000 à 145 000 m³ assurent les liaisons vers le terminal de Montoir de Bretagne.

De plus trois méthaniers sont actuellement en construction : un navire de 74 000 m³ et deux navires de 153 500 m³. Ces navires représentent une avancée technologique car ils sont équipés d'une propulsion diesel électrique, fonctionnant principalement au gaz naturel, qui offre de meilleurs rendements que la traditionnelle propulsion à vapeur et permet de réduire les émissions de polluants.

2.2.2.4 Terminaux méthaniers

Depuis le démantèlement du terminal du Havre, qui de 1965 à 1989 a émis 0,5 Gm³ de gaz par an, Gaz de France dispose de deux terminaux méthaniers, l'un à Fos-sur-Mer (Fos Tonkin) et l'autre à Montoir-de-Bretagne. Un troisième terminal méthanier est actuellement en construction à Fos-sur-Mer (Fos Cavaou), pour une mise en service prévue en 2007 (tableau 2.1).

Tableau 2.1 Terminaux méthaniers de Gaz de France

	Fos Tonkin	Montoir-de-Bretagne	Fos Cavaou
Mise en service	1972	1980	Prévue en 2007
Capacité de stockage de GNL	150 000 m ³	360 000 m ³	330 000 m ³
Capacité d'émission de gaz	5,5 Gm ³ /an	10 Gm ³ /an	8,25 Gm ³ /an
Nombre de navires (2004)	123	95	-

Note : La capacité unitaire des navires reçus à Fos-sur-Mer est limitée à environ 75 000 m³ en raison d'un faible tirant d'eau.

Les terminaux méthaniers sont exploités suivant un système de gestion globale de la qualité, de la santé, de la sécurité et de l'environnement.

2.2.2.5 Activités de recherche

Grâce à son centre de recherche, Gaz de France a contribué dès la fin des années 50 à mettre au point de nombreuses technologies GNL, et notamment la technologie de cuve à membrane pour les méthaniers. Ce centre a également contribué à l'avancée des connaissances sur le comportement du GNL et la modélisation des phénomènes physiques, afin de toujours mieux évaluer et maîtriser les risques. Enfin les terminaux de Gaz de France ont souvent contribué et contribuent encore à valider des nouvelles technologies à l'échelle industrielle.

A travers ces différentes expériences acquises en plus de 40 ans d'activités, Gaz de France a accumulé un savoir-faire qui en fait un acteur reconnu dans l'industrie du GNL. Ses chercheurs, ingénieurs et exploitants sont fréquemment sollicités pour des expertises, consultations et formations de par le monde.

2.3 POLITIQUE ENVIRONNEMENTALE DE RABASKA

Cette section présente les principaux engagements environnementaux de chacun des trois partenaires, suivis de la politique environnementale de Rabaska.

Les composantes du système de gestion environnementale de Rabaska qui permettront de s'assurer spécifiquement de l'atteinte des performances environnementales et de la mise en œuvre des mesures d'atténuation prévues dans l'étude d'impact sont décrites au tome 3, chapitre 8 pour ce qui concerne le terminal, et au tome 4, chapitre 9 pour ce qui concerne le gazoduc. Ces composantes comprennent notamment les programmes de surveillance et de suivi environnementaux.

2.3.1 Engagements environnementaux des partenaires

2.3.1.1 Gaz Métro

A) Politique environnementale

La politique environnementale de Gaz Métro, telle qu'adoptée au conseil de gestion de septembre 2004 et approuvée par M. Robert Tessier, président et chef de la direction est reproduite à la figure 2.1.

B) Système de gestion environnementale

Gaz Métro a mis en place un système de gestion qui permet à l'entreprise de s'assurer de la mise en application efficace de sa politique environnementale et de l'atteinte de ses objectifs environnementaux. Ce système est certifié conforme à la norme internationale ISO 14001 depuis octobre 2000 et enregistré auprès du Bureau de normalisation du Québec.

Les actions menées par Gaz Métro dans le cadre de son SGE comportent notamment un plan d'efficacité énergétique et un plan de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Gaz Métro entend poursuivre ces actions à l'avenir. Elles sont brièvement résumées aux sections C et D ci-après.

C) Programmes résidentiels et commerciaux d'efficacité énergétique

En matière d'efficacité énergétique, Gaz Métro agit comme conseiller auprès de sa clientèle dont une partie fait face à des barrières techniques et financières lors de rénovations ou lorsqu'elle cherche à réduire sa consommation de gaz naturel. Le Plan global en efficacité énergétique vise entre autres à remédier à ces problèmes. Dans le cadre de ce Plan, une série de 22 programmes ont été mis en place en novembre 2000.

Ces programmes destinés à la clientèle des secteurs résidentiel, commercial, industriel, institutionnel et multi locatif s'articulent autour de deux grands axes : le service-conseil et l'innovation technologique. Ils offrent aux consommateurs la possibilité de gérer leur demande énergétique de façon efficiente et, par conséquent, d'avoir une facture énergétique moindre. Ils proposent des mesures d'efficacité ayant un impact durable.

Au 30 septembre 2004, les 22 programmes de Gaz Métro ont ainsi permis d'éviter la consommation de plus de 47 Mm³ de gaz naturel depuis 2000. Chaque année, le Plan est revu et de nouveaux objectifs de réduction sont adoptés. Pour le plan triennal 2004-2007, Gaz Métro prévoit des économies d'énergie équivalant à une réduction d'émissions de près de 800 000 tonnes éq. CO₂ sur l'ensemble de la durée de vie des mesures.

D) Plan volontaire de réduction des GES

Depuis 1995, Gaz Métro présente des Plans volontaires de réduction des GES dans le cadre du programme canadien Défi-climat (Mesures volontaires et registre). Ce programme est géré par l'Association canadienne de normalisation et a pour objectif principal d'offrir aux participants de tous les secteurs de l'économie et de toutes les régions du Canada de documenter les actions qu'ils prennent qui contribuent à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il s'agit d'un registre accessible au public qui comprend, pour les établissements inscrits, les niveaux de référence (émissions avant les réductions), les objectifs, ainsi que les réductions de gaz à effet de serre effectivement obtenues. Gaz Métro a reçu plusieurs distinctions pour sa participation à ce programme.

En 1996, Gaz Métro s'est engagée à stabiliser pour l'an 2000 ses émissions de gaz à effet de serre à leur niveau de 1990. En 2000, l'objectif fixé a été dépassé puisque les émissions de GES sont passées de 77 534 à 58 770 tonnes éq. CO₂, soit une réduction de 24, %. Gaz Métro a, au cours de l'année 2003 et pour la treizième année consécutive, réussi à diminuer les émissions de gaz à effet de serre dues à ses activités

par rapport à 1990. La réduction globale sur treize ans est de 21,9 kt éq. CO₂. Les émissions de 2003 sont ainsi de 55 646 tonnes éq. CO₂ soit 28,2 % de moins qu'en 1990.

Afin de pouvoir continuer à favoriser l'utilisation du gaz naturel par ses clients, et de contribuer ainsi à la réduction de leurs émissions, l'engagement de Gaz Métro quant aux GES a été revu en 2004 pour être formulé en termes relatifs (émissions par m³ de gaz naturel livré) plutôt qu'absolus (émissions totales annuelles en t). Il consiste maintenant à limiter, jusqu'en 2008, l'intensité des émissions de gaz à effet de serre à 20 % en deçà de leur niveau de 1990 (ce niveau était de 14,58 t éq. CO₂ par million de mètres cubes livrés).

Par ailleurs, Gaz Métro est un partenaire important dans le *Centre des technologies du gaz naturel* (CTGN) de Boucherville qui a été fondé en collaboration avec Gaz de France. Ce centre effectue de la recherche et du développement concernant de nouvelles technologies gazières qui permettent d'accroître l'efficacité énergétique et donc de réduire les émissions de GES par unité d'énergie thermique produite.

2.3.1.2 Enbridge

A) Politique environnementale

Enbridge inc. s'est dotée en 2002, d'une politique environnementale qui vise à faire en sorte que l'entreprise ne cause aucun dommage à l'environnement et s'améliore de façon continue. Une traduction du texte de la politique sur l'environnement, la santé et la sécurité de Enbridge inc., politique qui a été approuvée par M. Patrick P. Daniel, président et chef de la direction, est présentée à la figure 2.2.

B) Autres actions

Chaque unité d'affaire d'Enbridge fait appel à un système de gestion qui précise notamment les objectifs en environnement, et en santé et sécurité au travail et vise à réduire les impacts de ses activités sur l'environnement et la santé ainsi qu'à mesurer les progrès effectués dans ces domaines.

Enbridge participe à une série d'actions visant à réduire les émissions atmosphériques de contaminants et de GES, ainsi que les fuites accidentelles et les déversements provenant de ses installations.

Figure 2.2 Traduction de la politique sur l'environnement, la santé et la sécurité d'Enbridge inc.

	<p>Politique sur l'environnement, la santé et la sécurité</p> <p>Enbridge s'engage à protéger la santé et la sécurité de ses employés et du public et à agir de façon responsable en matière environnementale. Nous croyons que prévenir les accidents et les blessures et protéger l'environnement est profitable pour tous et augmente la valeur de nos activités pour nos actionnaires, nos clients et nos employés.</p> <p>Notre objectif est de parvenir à n'avoir aucun accident et à ne causer aucun dommage à l'environnement. Pour y parvenir, nous :</p> <ul style="list-style-type: none">• Consulterons ouvertement nos clients, nos voisins, nos employés et nos partenaires dans le but de promouvoir des pratiques responsables en matière d'environnement, de santé et de sécurité;• Chercherons à nous améliorer de manière continue. Dans ce but toutes les unités d'affaires de Enbridge établiront des politiques sur l'environnement, la santé et la sécurité compatibles avec cette politique, se donneront des objectifs mesurables et feront rapport sur leurs performances. <p>Le respect de cet engagement relève de la responsabilité commune de l'entreprise, de ses filiales, de ses employés et de ses sous-traitants. Dans ce cadre :</p> <ul style="list-style-type: none">• Enbridge conduira ses affaires en considérant la protection de la santé et la sécurité comme, des éléments inhérents à ses activités et en promouvant la prévention de la pollution et la conservation des ressources afin de favoriser une gestion durable de l'environnement;• Une saine gestion de l'environnement, de la santé et de la sécurité constitue une responsabilité première des employés dans leurs activités quotidiennes. <p>Original (en anglais) signé par Patrick D. Daniel, président et chef de la direction.</p>
---	---

Les filiales canadiennes du groupe participent notamment au programme Défi-climat en tant que membre fondateur et soumettent chaque année un bilan de leurs émissions et un plan de réduction de celles-ci.

Dans le cadre de ce programme, les filiales canadiennes de Enbridge appliquent des mesures visant à réduire les émissions provenant directement ou indirectement de leurs opérations¹, animent des programmes de gestion de la demande visant à réduire les émissions chez les utilisateurs de gaz et font des investissements dans le domaine des énergies renouvelables.

Les chiffres qui suivent illustrent les résultats obtenus par Enbridge :

- en 2003, la quantité totale d'énergie fournie par Enbridge à ses clients était de 6 219 PJ, ce qui représente, par rapport à 1990, des augmentations de 23 % pour le gaz naturel et de 34 % pour les hydrocarbures liquides. Les émissions directes de GES étaient de 309 000 t éq. CO₂ en 2003, soit 14 % de moins qu'en 1990. L'objectif pour 2010 est de porter ce pourcentage de réduction à 20 %. Toujours en 2003, les émissions provenant de la production par des tiers de l'énergie électrique utilisée dans les installations de Enbridge étaient de 933 000 t, soit 4 % de plus qu'en 1990. L'intensité des émissions totales (émissions directes et indirectes par unité d'énergie fournie aux clients) a ainsi baissé de 26 % par rapport à 1990, pour s'établir à 200 t éq. CO₂ par PJ;
- Enbridge estime que ses programmes de réduction des émissions directes et indirectes ont ainsi permis d'éviter respectivement 93 000 t et 749 000 t éq. CO₂ en 2003;
- Enbridge a 1 650 000 clients utilisateurs de gaz naturel, qui ont consommé 12 034 millions de m³ en 2003, produisant ainsi des émissions de 24,1 millions t éq. CO₂ de GES. L'entreprise estime que sans les programmes de gestion de la demande et d'incitation à l'utilisation du gaz naturel à la place de combustibles à plus fort taux d'émission, ces émissions auraient été de 5,25 millions t éq. CO₂ plus élevées.

2.3.1.3 Gaz de France

A) Politique environnementale et de développement durable

¹ Les émissions qui proviennent directement des opérations sont celles des installations de Enbridge (par exemple, les fuites provenant des réseaux de distribution de gaz naturel qu'elle exploite). Les émissions indirectes sont principalement celles qui proviennent de la production par des tiers de l'électricité qui est utilisée par Enbridge.

En avril 2003, Gaz de France a signé la déclaration du Pacte mondial des Nations Unies, s'engageant à adopter et promouvoir neuf principes universels, sur les Droits de l'homme, les normes de travail et l'environnement, dans l'esprit d'un "développement responsable et durable". Les trois principes de ce pacte qui concernent l'environnement sont les suivants :

- les entreprises devraient adopter une démarche fondée sur le principe de précaution en matière d'environnement;
- elles devraient prendre des initiatives pour promouvoir une plus grande responsabilité environnementale;
- elles devraient encourager le développement et la diffusion de technologies respectueuses de l'environnement.

Depuis 1993, l'action de Gaz de France en faveur de l'environnement est formalisée dans des plans environnement d'entreprise. En 2003, le dernier plan environnement a été relayé par un plan d'actions pour le développement durable (PADD). Le PADD 2004-2006 est en cours de réalisation.

Gaz de France s'est doté d'une charte environnementale qui a été approuvée en 2002 par Pierre Gadonneix, alors président du groupe. Cette charte est reproduite à la figure 2.3 ci-après.

B) Système de gestion environnementale

Gaz de France a adopté le système de gestion ISO 14001 comme référence pour ses activités d'exploration, de production, de transport et de distribution de gaz naturel, ainsi que pour ses activités de service et de recherche; en particulier, ses terminaux de GNL sont certifiés. L'approche utilisée intègre les considérations relatives à la sécurité, aux risques et à l'environnement.

C) Lutte contre les changements climatiques

Deux enjeux majeurs guident les actions de Gaz de France en matière de protection de l'environnement et de saine gestion des ressources naturelles : la lutte contre les changements climatiques et la préservation de la ressource gaz naturel. Pour y répondre, Gaz de France mène une politique active en faveur de la maîtrise de l'énergie, de la promotion de solutions énergétiques performantes, et développe le couplage gaz naturel-énergies renouvelables.

Gaz de France s'est engagé auprès de l'Association française des entreprises pour la réduction de l'effet de serre (AERES) à maîtriser ses émissions directes de gaz à effet de serre, avec pour objectif de réduire, d'ici 2007, les émissions de GES de ses réseaux de 10 %. Le groupe a lancé une opération pilote de séquestration de CO₂ aux Pays-Bas. En association avec Charbonnages de France, il participe à une opération de recyclage de gaz de mines dans le *nord* de la France. Gaz de France est membre fondateur d'un partenariat, Écopal, dans le domaine nouveau de l'écologie industrielle.

L'objectif que Gaz de France s'était fixé pour l'année 2000 – intégrer la maîtrise de la demande d'énergie et les énergies renouvelables dans ses offres afin de favoriser la réduction des émissions provenant des installations de ses clients et la conservation de l'énergie – est aujourd'hui atteint à travers ses différentes marques :

- Gaz de France energY® pour les grands clients industriels : les clients industriels et tertiaires d'Europe peuvent bénéficier d'audits énergétiques pour réduire leurs consommations d'énergie et optimiser le rendement de leurs équipements. En 2003, Expertgaz, filiale de Gaz de France, a traité près de 350 demandes d'industriels. La mise en oeuvre des recommandations de Gaz de France leur a permis de réduire leur consommation d'énergie et leurs émissions de CO₂ de l'ordre de 50 000 tonnes;
- Gaz de France DolceVita® pour les particuliers : des partenariats avec des professionnels de la filière permettent d'optimiser le fonctionnement des chaudières et, de manière plus générale, contribuent à rendre les utilisations du gaz naturel plus économes et plus respectueuses de l'environnement;
- Gaz de France Énergies Communes® pour les collectivités locales : sous cette marque Gaz de France propose aux collectivités locales différents moyens d'identification de paramètres d'efficacité énergétique, et développe, en partenariat avec les fonctionnaires territoriaux, le logiciel Energie Territoria. En collaboration avec l'ADEME², Gaz de France aide les gestionnaires de chaufferies collectives à réduire leurs coûts d'exploitation. Un logiciel de gestion des diagnostics de la qualité des installations pour les organismes d'HLM (habitation à loyer modique) est également utilisé.

² Agence (française) de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie.

2.3.2 Aperçu de la norme internationale ISO 14001

ISO 14001 est la principale norme internationale sur les systèmes de management environnemental³. La norme ISO 14001 a fait l'objet d'une révision importante en 2004, et la nouvelle version (ISO 14001 : 2004) a été définitivement adoptée le 15 novembre 2004. Cette nouvelle version remplace celle de 1996 qui était en usage jusque-là. Elle a été adoptée sans modification comme norme nationale du Canada par le Conseil canadien des normes sous la désignation CAN/CSA-ISO 14001 : 04. Bien que l'utilisation de la norme se fasse sur une base volontaire, celle-ci connaît un grand succès puisque dans le monde, plus de 50 000 entreprises, établissements ou institutions sont aujourd'hui enregistrés comme conformes.

La norme ISO 14001 fixe des exigences minimales quant au système de gestion de l'environnement de l'entité qui s'y assujettit. Ainsi, doit-il y avoir une politique environnementale qui reflète l'engagement de la haute direction vis-à-vis de la prévention de la pollution, de la protection de l'environnement et de l'amélioration continue des performances environnementales. Cet engagement doit comprendre la conformité à toutes les lois et réglementations applicables ainsi qu'aux autres exigences auxquelles l'entreprise a souscrit. L'entreprise doit se tenir à jour au sujet de la réglementation applicable. Elle doit avoir des procédures et critères pour s'assurer de la conformité de ses activités avec toutes les exigences applicables.

L'entreprise doit avoir des objectifs environnementaux précis et documentés, ainsi que des mécanismes pour s'assurer qu'elle les atteint. Elle doit connaître les impacts de ses activités et mettre en œuvre les moyens nécessaires (programme de suivi) pour tenir à jour cette connaissance.

L'entreprise doit établir, mettre en œuvre et tenir à jour les procédures nécessaires pour identifier les situations d'urgence et les accidents potentiels qui peuvent avoir des impacts sur l'environnement et établir comment y répondre.

Un responsable des questions environnementales doit être nommé par la haute direction. Ce responsable doit, entre autres, veiller à la mise en œuvre du système de management environnemental et rendre compte à la direction.

³ Il est à noter qu'après des discussions à ce sujet, les membres du comité international chargé de la rédaction de la version française des normes de la série ISO 14000 ont décidé d'employer l'expression « système de management » plutôt que « système de gestion ». Dans ce rapport d'impact, les deux expressions sont employées de façon interchangeable.

L'entreprise doit sensibiliser tous ses employés et former ceux dont les activités peuvent avoir une incidence sur les performances environnementales.

L'ensemble du système de management environnemental (politique, objectifs, procédures, partage des responsabilités, programmes de formation et de sensibilisation, etc.) doit être documenté de manière rigoureuse de façon à faciliter vérifications et audits.

L'entreprise doit avoir un programme de vérification de la conformité avec ses engagements environnementaux et toutes les non-conformités, y compris celles qui concernent les procédures, doivent faire l'objet de mesures correctives. Des revues périodiques par la haute direction du système de management environnemental et des résultats obtenus doivent être réalisées. La certification ISO 14001 et son maintien exigent en outre des audits externes par des auditeurs accrédités.

2.3.3 Politique et système de gestion environnementale de Rabaska

La politique environnementale de Rabaska signée par M. Glenn Kelly, président et chef des opérations est montrée à la figure 2.4. Bien que cette politique environnementale rappelle l'importance des questions relatives à la sécurité dans la philosophie d'affaires de Rabaska, elle ne vise pas à résumer les engagements de Rabaska à cet égard. Ceux-ci sont décrits au chapitre 7 du tome 3.

La politique environnementale et les éléments concernant la phase de construction des plans de gestion environnementale décrits aux chapitres 8 du tome 3 et 9 du tome 4 seront appliqués rigoureusement dès le début des travaux de construction. Par la suite, lorsque le projet approchera de sa phase exploitation, Rabaska entreprendra la mise en place d'un système de gestion environnementale conforme aux principes de la norme ISO 14001, l'objectif étant que le système soit entièrement conforme à la norme dans l'année qui suivra la mise en service commercial.

2.3.4 Rabaska et le développement durable

La directive du MDDEP rappelle que :

« Le développement durable vise à répondre aux besoins essentiels du présent sans compromettre la capacité des générations futures de répondre aux leurs. Ses trois objectifs sont le maintien de l'intégrité de l'environnement, l'amélioration de l'équité sociale et l'amélioration de l'efficacité économique. Un projet conçu dans une telle perspective doit viser une intégration et un équilibre entre ces trois objectifs dans le processus de planification et de décision et inclure la participation des citoyens... ».

L'efficacité économique vise à faire en sorte que les ressources (ressources humaines, capitaux, ressources naturelles) soient utilisées de façon optimale. L'équité sociale consiste à assurer une répartition équitable, entre les personnes et les communautés, des fruits du développement.

La protection de l'environnement a pour but d'éviter la dégradation de la biosphère et d'assurer ainsi le bon fonctionnement à long terme des écosystèmes qui contrôlent les grands équilibres naturels.

Dans les sociétés modernes et dans la société québécoise en particulier, l'énergie constitue un service de base essentiel qui contribue directement à la qualité de vie et à la sécurité des personnes. Elle est nécessaire pour se chauffer, pour produire et cuire les aliments, pour fabriquer les objets que nous utilisons, pour se déplacer et pour faire fonctionner l'économie, créant ainsi emplois et richesse.

Or, comme cela est exposé à la section 2.5, le gaz naturel a un rôle important à jouer dans l'approvisionnement en énergie du Québec, de l'Ontario et du reste de l'Amérique du Nord au cours des prochaines décennies. Si le gaz devenait rare, cela se traduirait par des augmentations de son coût et des incertitudes au niveau de la fiabilité de l'approvisionnement; les consommateurs et certains secteurs de l'économie en souffriraient; de plus, le manque de gaz ou son coût plus élevé amèneraient certains utilisateurs à se tourner vers des combustibles plus polluants et plus émetteurs de gaz à effet de serre (mazout, et même charbon pour la production d'électricité). Il en résulterait une contribution accrue aux changements climatiques, au smog et aux précipitations acides.

En diversifiant les sources d'approvisionnement en gaz naturel et en contribuant ainsi à permettre de disposer de la bonne énergie au bon endroit, le projet Rabaska contribuera à l'efficacité économique et à une utilisation optimale des ressources naturelles.

En contribuant à améliorer le choix des sources d'énergie des consommateurs ayant des besoins de chauffage, en engendrant des retombées économiques importantes dans la région où il sera implanté, en créant des emplois et en engendrant des revenus pour la municipalité de Lévis, le projet contribuera à l'équité sociale. Les mesures qui seront prises pour compenser les propriétaires situés autour du terminal (voir la section 6.3.2 du tome 3) permettront d'éviter que ceux-ci ne puissent se trouver dans une situation qu'ils pourraient percevoir comme inéquitable.

Comme le montrent le chapitre 6 du tome 3 et le chapitre 7 du tome 4, les impacts négatifs du projet sur l'environnement local seront globalement faibles grâce à des choix appropriés de site pour le terminal et de tracé pour le gazoduc, aux mesures de protection de

l'environnement intégrées dans la conception et aux mesures d'atténuation des impacts résiduels. De plus, après plusieurs décennies, à la fin de la vie utile du projet, le site sera remis en état.

Le projet a été élaboré en tenant compte des résultats des activités de consultation menées par Rabaska dont un résumé figure au chapitre 5. De plus, les processus d'autorisation auxquels il est assujéti font une large place à la consultation et aux audiences publiques; ils contribueront ainsi à compléter l'intégration des préoccupations du public dans le projet.

Ainsi le projet Rabaska contribuera à l'efficacité économique, l'équité sociale et la protection de l'environnement. Il contribuera donc à satisfaire des besoins des générations actuelles sans compromettre la capacité des générations futures à répondre aux leurs et favorisera un développement durable.

2.4 PRÉSENTATION DE L'INDUSTRIE DU GNL

2.4.1 Historique du GNL

2.4.1.1 Premiers essais

Au cours du 19^e siècle plusieurs chercheurs travaillèrent sur la liquéfaction des gaz, en particulier l'Anglais Faraday qui parvint à liquéfier la quasi-totalité des gaz, à l'exception de l'oxygène, de l'azote, de l'hydrogène et du méthane. C'est en 1877 que le Français Cailletet et le Genevois Pictet, parvinrent presque simultanément à liquéfier l'oxygène. Poursuivant leurs travaux, l'Allemand Olzewski réussit en 1883 à liquéfier le méthane, l'azote, le monoxyde de carbone et l'hydrogène, en utilisant l'ancêtre du procédé dit « à cascade », encore utilisé aujourd'hui pour produire le GNL.

En 1895, en Allemagne, Karl Von Linde déposait ses premiers brevets concernant la liquéfaction industrielle de l'air et fondait la société qui porte toujours son nom. Quelques années plus tard, en 1901, les recherches du Français Georges Claude aboutissent à une machine de réfrigération offrant de meilleurs rendements; la société « Air Liquide » est créée pour exploiter les brevets correspondants.

La première installation de liquéfaction de gaz naturel fut construite en Virginie de l'Ouest en 1912, mais ne commença son activité qu'en 1917. Le GNL était alors stocké dans des réservoirs sous pression atmosphérique.

2.4.1.2 Essais à grande échelle

La première usine d'écrêtement de pointe fut construite en 1941 à Cleveland (Ohio). À cette époque, il n'était pas encore question de terminaux ou de transport par mer, le but de cette usine était de liquéfier le gaz disponible en été pour le stocker, puis l'hiver, lorsque la demande est plus forte, le restituer en le vaporisant.

Trois stockages sphériques de 2 400 m³ ont été réalisés. Ils étaient constitués d'une double paroi métallique; l'espace interparoi, renfermant un isolant, était parcouru par un courant d'azote. Les matériaux utilisés étaient de l'acier à 3,5 % de nickel et du liège.

Les résultats ayant été jugés positifs, un quatrième réservoir fut construit. Ce réservoir de 4 500 m³ avait des caractéristiques sensiblement différentes dont notamment sa forme. Les deux parois étaient toujours en acier à 3.5 % de nickel mais l'isolant avait été remplacé par de la laine minérale.

Le 20 octobre 1944, une fuite sur ce réservoir a conduit à la catastrophe de Cleveland qui a dramatiquement marqué l'histoire du GNL, en provoquant la mort de 128 personnes et en blessant plusieurs centaines d'autres personnes. L'enquête du Bureau des Mines a mis en cause plusieurs points de conception (en particulier, acier inadapté aux températures cryogéniques et système de rétention secondaire de capacité insuffisante), et a conduit à un ensemble de prescriptions qui sont toujours en vigueur dans la réglementation d'aujourd'hui.

Il faut bien noter que cette catastrophe a eu une très grande importance sur l'évolution de l'emploi du gaz naturel liquéfié, dont elle a pratiquement bloqué le développement pendant une quinzaine d'années, tant pour l'écrêtement de pointe que pour le transport maritime. Elle a profondément marqué les acteurs de cette industrie et les a incités à consacrer des moyens importants à la sécurité.

2.4.1.3 Début de l'industrialisation et du transport maritime

En 1959, le premier navire expérimental (Methane Pioneer) transporte la première cargaison de GNL entre Lake Charles (Louisiane) et Canvey Island (Royaume-Uni). Quelques voyages expérimentaux seront effectués dans les mois suivants, mais le développement commercial du transport maritime du GNL débute lorsque d'immenses gisements de gaz naturel sont découverts dans le sous-sol algérien. L'exploitation et la commercialisation de ce gaz conduisent à envisager les deux premières chaînes commerciales de GNL vers l'Angleterre et la France. La première usine de liquéfaction pour l'exportation, l'usine Camel (Arzew), est construite en Algérie. Un mois après son démarrage en 1964, la première cargaison en provenance d'Algérie est déchargée à

Canvey Island (British Gas Council); quelques mois plus tard c'est le terminal méthanier du Havre (Gaz de France) qui reçoit sa première livraison.

2.4.1.4 Développement jusqu'à nos jours

L'industrie du GNL se développe rapidement jusqu'au début des années 1980. Le Japon (Negishi 1969) puis les États-Unis (Boston 1971) reçoivent leurs premières cargaisons de GNL. À cause des investissements très importants, des contrats lient les fournisseurs et les acheteurs sur de longues périodes (section 2.4.5) segmentant le marché du GNL en deux zones : le bassin atlantique et le bassin pacifique. Le tableau 2.2 et la figure 2.5 ci-dessous illustrent la situation du marché du GNL en 1980. À cette date, il existe neuf sites de production de GNL et 16 terminaux méthaniers (dont 7 au Japon); environ 48 méthaniers assurent le transport à l'intérieur des deux bassins d'échange.

Tableau 2.2 Sites de production et d'importation en 1980

Terminaux méthaniers (date de mise en service)			Sites de production de GNL (date de mise en service du premier train)		
Bassin atlantique					
1964	Canvey Island	Royaume-Uni	1964	Arzew	Algérie
1965	Le Havre	France	1970	Marsa el Brega	Lybie
1969	Barcelona	Espagne	1972	Skikda	Algérie
1969	Panigaglia	Italie	1978	Bethioua	Algérie
1971	Everett	États-Unis			
1972	Fos sur mer	France			
1978	Cove Point	États-Unis			
1978	Elba Island	États-Unis			
1980	Montoir de Bretagne	France			
<i>(en construction : Lake Charles, États-Unis)</i>					
Bassin pacifique					
1969	Negishi	Japon	1969	Kenai	États-Unis
1972	Senboku I	Japon	1973	Lumut	Brunei
1973	Sodegaura	Japon	1977	Bontang	Indonésie
1977	Senboku II	Japon	1977	Das Island	Abu Dhabi
1977	Tobata	Japon	1978	Arun	Indonésie
1978	Chita Joint	Japon			
1979	Himeji	Japon			

À partir des années 1980, le commerce du GNL progresse peu dans le bassin atlantique. Aux États-Unis notamment, l'augmentation de la production domestique concurrence directement les importations de GNL. De plus, des désaccords commerciaux avec les producteurs (liés en partie à l'absence de contrat à long terme) conduisent finalement à la mise sous cocon de deux terminaux aux États-Unis; les deux autres terminaux américains

sont utilisés en dessous de leur capacité. En Europe du Nord, les importations de GNL progressent lentement, en raison notamment de la concurrence des importations par gazoduc depuis la Sibérie et la Mer du Nord. Par contre, le bassin pacifique continue à se développer, du fait de la forte demande du Japon, suivi par la Corée et Taïwan. Entre 1980 et 1993, deux nouveaux sites de production sont construits (des sites existants sont agrandis), 16 terminaux méthaniers sont mis en service (dont 10 au Japon), et 28 nouveaux méthaniers viennent grossir la flotte mondiale. Le terminal du Havre est démantelé en 1989 pour des raisons économiques. Celui de Canvey Island cesse de recevoir du GNL en 1990, puis est converti en terminal de GPL (propane/butane).

Durant cette période, la capacité des unités de production et des navires augmente progressivement, ce qui conduit à une réduction des coûts de la chaîne GNL (section 2.4.4). Au milieu des années 1990, cette baisse des coûts coïncide avec une nette augmentation de la demande de gaz, en particulier pour la production électrique. Aux États-Unis, l'augmentation des coûts de la production domestique et du transport par gazoduc, ainsi que l'arrivée de nouveaux producteurs de GNL sur le bassin atlantique et au Moyen-Orient, relance l'intérêt pour le GNL. En Europe, la volonté de réduire les gaz à effet de serre à la suite des accords de Kyoto, et la méfiance vis-à-vis du nucléaire, conduisent à une forte demande de gaz naturel pour la production électrique.

Dans un contexte de déréglementation, le GNL apparaît rapidement comme un moyen de transport plus souple que le transport par gazoduc; il permet de renforcer la concurrence entre les différentes sociétés gazières au sein de la Communauté économique européenne. En Asie, le Japon, la Corée et Taiwan sont les principaux importateurs de GNL, mais le développement économique de nombreux autres pays conduit à une augmentation de la demande énergétique. Le gaz naturel est là encore souvent privilégié pour la production électrique, et en particulier le GNL qui permet d'acheminer facilement de grandes quantités d'énergie au plus près des besoins. Ainsi, l'Inde a reçu sa première livraison de GNL en 2004 (Dahej). Entre 1994 et 2004, quatre nouveaux sites de production sont construits (de nombreux autres sont agrandis), 17 terminaux méthaniers (dont 8 au Japon) et 97 méthaniers sont mis en service.

La figure 2.5 illustre l'évolution des échanges entre 1980 et 2004, en particulier l'allongement des routes maritimes et l'effacement progressif des deux bassins historiques au profit d'un commerce mondial.

La figure 2.6 et la figure 2.7 ci-dessous démontrent l'intensification des échanges au cours des années 90 où ceux-ci ont doublé.

2.4.1.5 Quelques chiffres

À la fin de 2004, on dénombrait (GIIGNL, L'industrie du GNL, 2004) :

- 15 sites de production en activité, répartis dans 12 pays, représentant 69 trains de liquéfaction; la capacité annuelle de liquéfaction des sites s'étend de 0,6 à 22,2 Mt/an, pour un total de 144,8 Mt/an (soit environ 318 Mm³ de GNL); la capacité totale des réservoirs des usines de liquéfaction est de 5,0 Mm³ de GNL répartie entre 61 réservoirs cryogéniques;
- 173 navires en activité, dont 86 de type membrane, 82 de type sphère et 5 d'autres techniques; la capacité des méthaniers varie de 19 000 m³ pour les plus petits navires à 145 000 m³ pour les plus gros, pour un total de 20,6 Mm³ de GNL; ils ont effectué 2 743 voyages en 2004, et plus de 40 000 depuis le début de l'industrie du GNL;
- 47 terminaux méthaniers en activité : 25 au Japon, 11 en Europe, 4 aux États-Unis, 3 en Corée, 1 à Taiwan, 1 en Inde, 1 à Porto-Rico et 1 en République Dominicaine; la capacité annuelle de regazéification de ces terminaux s'échelonne entre 0,2 (« micro terminaux ») et 37,8 Gm³ de gaz, pour un total de 436,1 Gm³ de gaz (soit environ 727 Mm³ de GNL); la capacité totale des réservoirs des terminaux méthaniers est de 22,7 Mm³ de GNL répartie sur 248 réservoirs cryogéniques.

En 2004, les quantités échangées ont atteint 131,2 Mt ou 287,7 Mm³ de GNL.

2.4.1.6 Autres utilisations du GNL

Stations d'écêtement de pointe

Ces stations comprennent des installations de liquéfaction de gaz naturel, de stockage et de regazéification du GNL. Elles permettent de liquéfier et de stocker du GNL pendant les périodes de faible consommation (généralement l'été) et de restituer ce gaz pendant les périodes de forte demande (le plus souvent l'hiver). Elles sont généralement installées dans des lieux proches des points de consommation, en particulier les régions dont les caractéristiques géologiques ne permettent pas de créer de stockage souterrain de gaz.

En 2004, on dénombrait de par le monde 82 stations d'écêtement de pointe dont 62 aux États-Unis. La capacité moyenne de stockage s'échelonne de 7 000 à 200 000 m³, avec une moyenne de 53 000 m³. Typiquement, elle peut être remplie en 200 jours et vidée en une dizaine de jours.

Une de ces stations est exploitée dans l'est de Montréal par Gaz Métro depuis 35 ans.

Stations satellites

Dans des régions non connectées aux réseaux de transport de gaz ou connaissant des pointes de consommation de très courte durée (fréquentation touristique de fin de semaine par exemple), il est parfois nécessaire de disposer d'installations de stockage et de regazéification de GNL, alimentées par camion depuis les réservoirs de GNL d'un terminal méthanier ou d'une station d'écrêtement de pointe. Ces installations sont appelées « stations satellites de GNL ». Il y en a environ 120 dans le monde. La capacité de stockage moyenne est de l'ordre de 5 000 m³ et représente quelques jours d'autonomie en émission de pointe.

Des camions-citernes, équipés de vaporiseurs atmosphériques, peuvent également être utilisés depuis un terminal méthanier ou une station d'écrêtement de pointes pour alimenter une distribution publique temporairement isolée du réseau de transport (lors de travaux par exemple).

Le GNL carburant

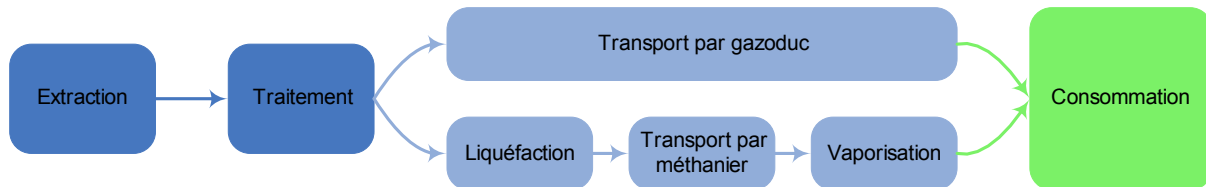
Les qualités environnementales du gaz naturel en font un carburant de choix. Dans les flottes de véhicules où les évaporations continues du GNL peuvent être contrôlées de façon appropriée, l'utilisation de GNL au lieu de gaz naturel comprimé présente un avantage en termes de compacité et de poids des réservoirs des véhicules, ainsi que de débit d'emplissage. Dans d'autres cas, le gaz est stocké et comprimé sous forme liquide puis vaporisé juste avant d'être injecté dans le réservoir du véhicule; seul l'avantage de débit d'emplissage demeure dans ce cas. Plusieurs milliers de véhicules (camions, autobus, voire locomotives) sont ainsi équipés de par le monde, notamment aux États-Unis, à titre plus ou moins expérimental. A la fin 1998 il y avait 1 500 véhicules en service (700 poids lourds et 800 bus) et 500 en commande. Cinquante « stations-service » existaient à la fin de 1998 pour les alimenter. La capacité de stockage est généralement limitée à quelques dizaines de mètres cubes.

2.4.2 Production, transport et consommation de gaz naturel

Comme le pétrole, le gaz naturel est extrait de champs de production situés sur terre ou en mer. Il est ensuite transporté par canalisations jusqu'aux usines de traitement où il est débarrassé de ses condensats liquides, déshydraté, désacidifié (suppression du CO₂ et de l'H₂S) et aussi débarrassé des autres sous-produits pouvant réduire son pouvoir calorifique ou être potentiellement néfastes aux infrastructures de transport. De nos jours (figure 2.8), deux modes de transport sont possibles vers les lieux de consommation :

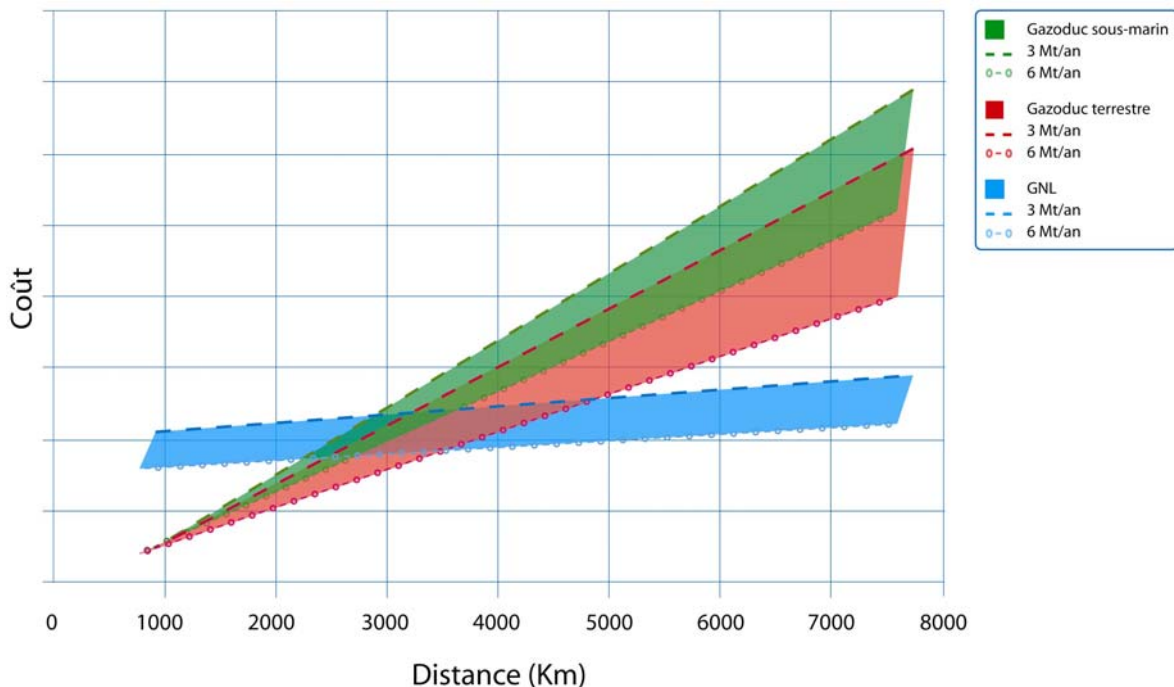
- par gazoduc terrestre ou sous-marin, sous forme gazeuse et sous pression;
- par mer sous forme liquide (GNL) et à pression atmosphérique (le volume du gaz est alors réduit par 600 environ).

Figure 2.8 Modes de transport du gaz naturel



L'éloignement entre les points de production et les points de consommation est déterminant dans le choix du mode de transport. Diverses études montrent que le coût de la chaîne GNL devient compétitif par rapport au transport par gazoduc (terrestre ou sous-marin) au-delà de quelques milliers de kilomètres (figure 2.9). Cette tendance se renforce encore lorsque des contraintes géographiques ou géopolitiques rendent la pose de gazoduc difficile, voire impossible.

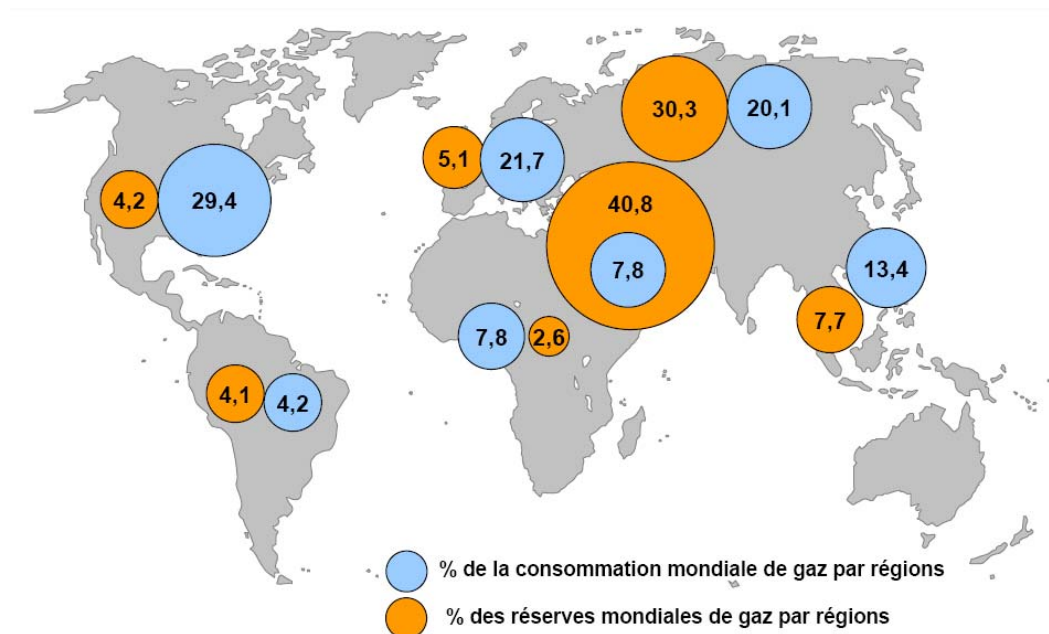
Figure 2.9 Différence des coûts entre le transport par gazoduc et la chaîne GNL



Source : Groupe de travail 3.4 – 21^e Conférence mondiale du gaz – Nice, 2000.

Comme le montre la figure 2.10 ci-dessous, les plus grandes réserves prouvées sont localisées au Moyen-Orient et en Russie, alors que les principaux lieux de consommation se trouvent en Amérique du Nord, en Europe, en Russie et au Japon. Pour les lieux de consommation les plus éloignés, comme l'Amérique du Nord, le GNL est aujourd'hui le seul moyen de rétablir le déséquilibre entre l'offre et la demande.

Figure 2.10 Répartition mondiale des réserves et de la consommation de gaz



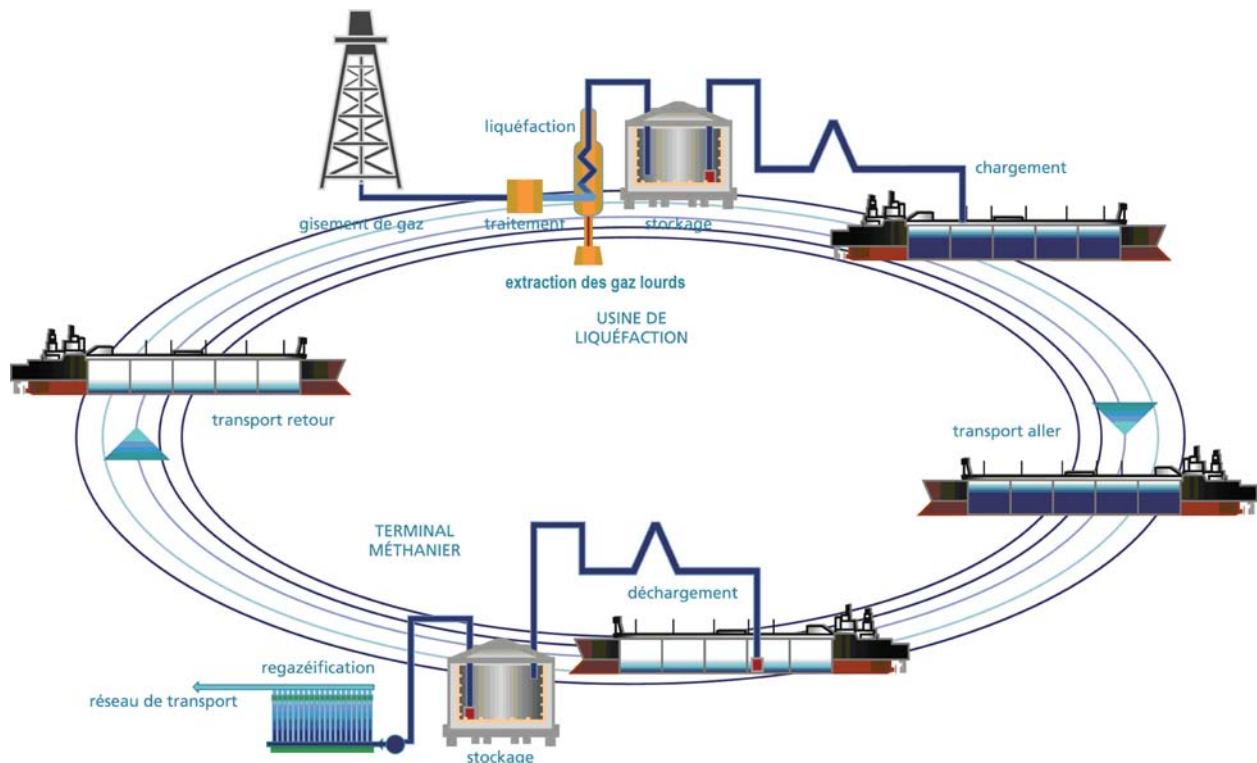
2.4.3 Composantes de la chaîne GNL

La chaîne GNL permet de transporter sur de grandes distances du gaz naturel sous forme liquide (à environ -160 °C) jusqu'aux lieux de consommation. La figure 2.11 illustre son fonctionnement.

Elle comprend trois maillons essentiels : l'usine de liquéfaction, le transport par méthaniers et le terminal de regazéification.

2.4.3.1 Usine de liquéfaction

Une usine de liquéfaction se compose de plusieurs trains, plus ou moins indépendants, chaque train mettant en œuvre un procédé complet de liquéfaction.

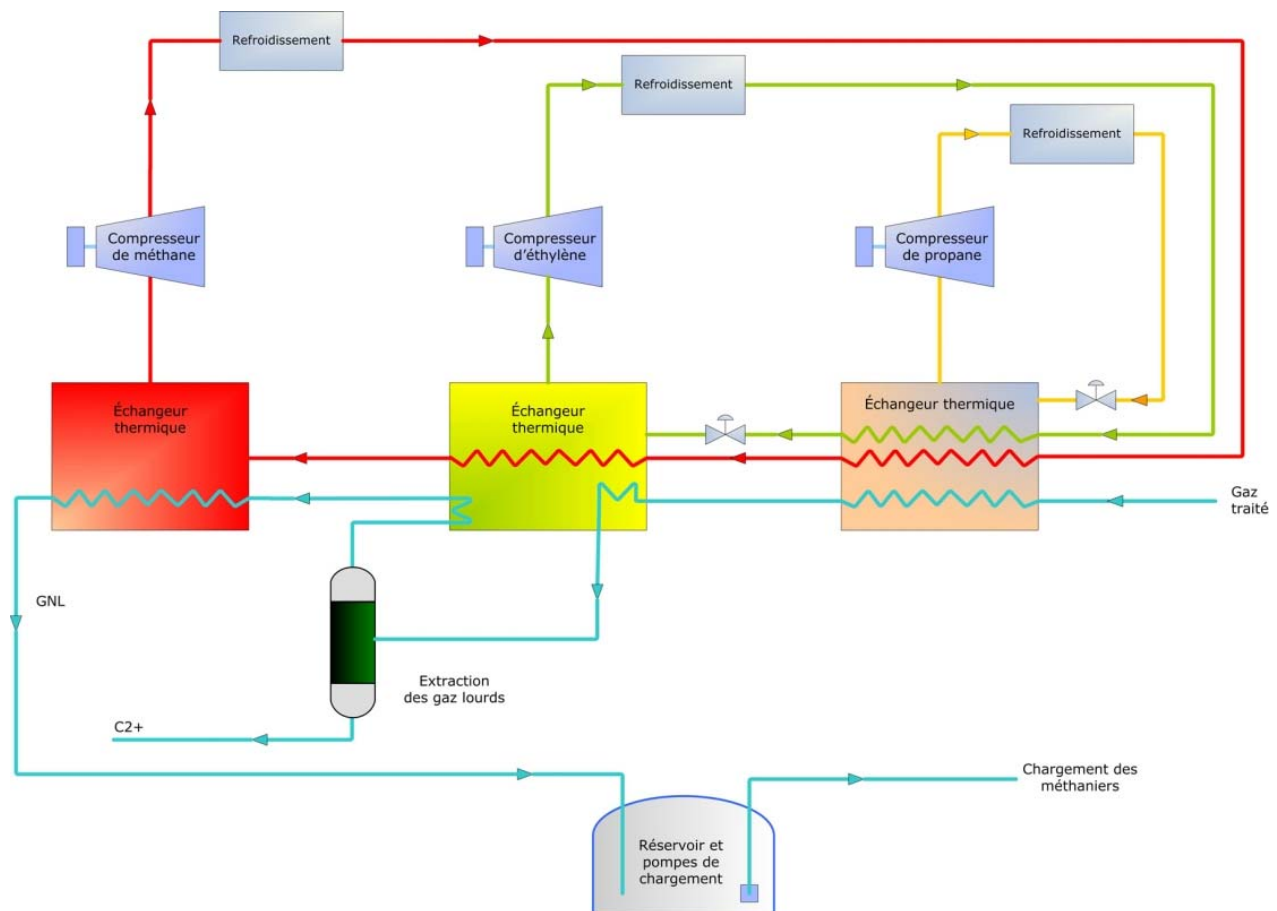
Figure 2.11 Principe de la chaîne GNL

Différents procédés de liquéfaction existent. Ils consistent en des échanges thermiques successifs entre le gaz naturel et un ou des fluides réfrigérants subissant des cycles frigorifiques, jusqu'à atteindre sa température de liquéfaction d'environ -160 °C sous pression atmosphérique (figure 2.12).

Un des procédés les plus classiques utilisés dans les premières usines de liquéfaction est le procédé Cascade décrit ci-dessous et illustré à la figure 2.15.

Après traitement et purification du gaz naturel, la première étape utilise du propane comme fluide réfrigérant dans un cycle frigorifique. Le propane subit d'abord une compression qui entraîne son échauffement. On le refroidit ensuite généralement avec de l'eau de mer. Enfin, lors d'une détente rapide au travers d'une vanne, le propane se refroidit brusquement pour atteindre une température de -42 °C à laquelle il se liquéfie en partie. Ce liquide est acheminé vers un échangeur thermique pour communiquer ses frigorifiques au gaz naturel. Cet échange entraîne une regazéification du propane, qui est renvoyé en début de cycle.

Figure 2.12 Schéma de principe du procédé de liquéfaction



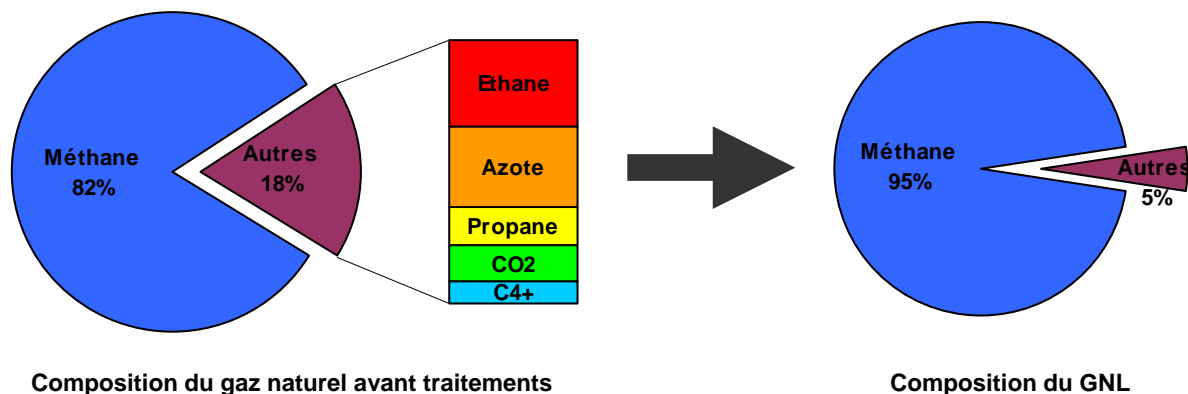
Les fluides employés dans les cycles frigorifiques suivants sont de l'éthylène (température de liquéfaction de $-102\text{ }^{\circ}\text{C}$), puis du méthane.

Le GNL obtenu est envoyé dans des réservoirs spécialement conçus à cet effet sous pression atmosphérique pour être ensuite chargé dans les cuves d'un méthanier.

Au cours des différentes étapes, les hydrocarbures plus lourds que le méthane se condensent et peuvent ainsi être en partie extraits du gaz naturel lorsque celui-ci est encore à l'état gazeux.

Les procédés utilisés dans les usines récentes optimisent le cycle ci-dessous pour augmenter les capacités de production et diminuer le coût d'investissement.

Le GNL ainsi obtenu, après traitements et cycles de réfrigération, est donc très riche en méthane (voir figure 2.13 ci-dessous).

Figure 2.13 Composition du gaz extrait des champs de production et du GNL

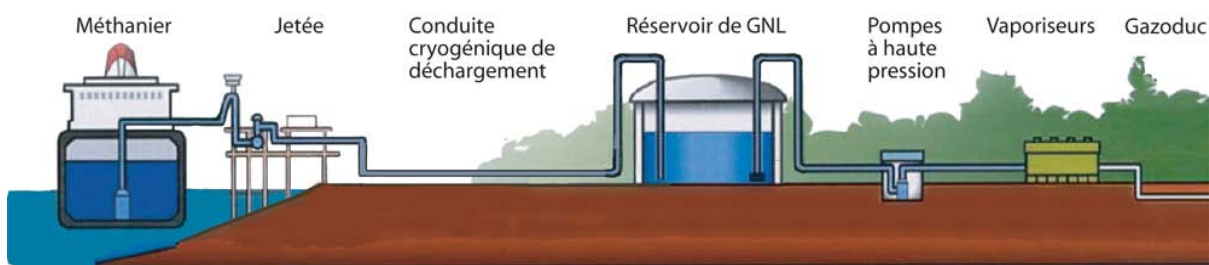
2.4.3.2 Navires méthaniers

Le transport de grandes quantités de gaz naturel liquéfié sur de longues distances et dans des conditions optimales de sécurité requiert une haute technicité. Il s'agit notamment d'assurer la meilleure isolation possible afin de limiter tant le réchauffement du GNL que la mise en froid excessive de la coque du navire. De ce fait ces navires ne sont construits que dans des chantiers navals spécialisés.

Les méthaniers sont des bateaux à double coque spécialement conçue et isolée pour éviter les fuites ou la rupture. Le GNL est stocké à l'intérieur d'une cuve sous pression atmosphérique et isolée thermiquement. Le système de propulsion traditionnel des méthaniers est basé sur l'utilisation de turbines à vapeur alimentées par des chaudières fonctionnant principalement au gaz naturel. Ils sont de ce fait moins polluants que les navires de même gabarit à propulsion conventionnelle.

2.4.3.3 Terminal méthanier

Un terminal d'importation de GNL est un port en eau profonde conçu pour permettre l'accostage des méthaniers. La figure 2.14 ci-dessous en illustre le principe. Le GNL y est déchargé dans des réservoirs cryogéniques similaires à ceux d'une usine de liquéfaction. Le liquide est ensuite amené à la pression du gazoduc grâce à des pompes haute pression avant d'être envoyé vers des vaporiseurs où il retrouvera sa forme gazeuse. Le gaz peut alors être envoyé vers le gazoduc pour être finalement acheminé aux consommateurs.

Figure 2.14 Représentation schématique d'un terminal méthanier

2.4.4 Évolution du coût de la chaîne GNL

Le GNL est une industrie nécessitant des capitaux très importants⁴. Depuis la liquéfaction jusqu'à la regazéification, une chaîne GNL représente un investissement de l'ordre de 4 milliards de dollars américains.

Comme l'illustre le tableau 2.3, la liquéfaction et le transport maritime en représentent la plus grande part.

Tableau 2.3 Part de chaque maillon de la chaîne GNL dans les coûts

Maillons	« petite » chaîne GNL 2 500 km/5 Gm ³ par an	« grande » chaîne GNL 8 000 km/10 Gm ³ par an
Liquéfaction	60 %	50 %
Transport maritime	25 %	40 %
Regazéification	15 %	10 %

Note 1 : 1 Gm³ de gaz naturel équivaut à environ 1,6 Mm³ de GNL ou 0,75 Mt de GNL.

Note 2 : à titre d'information, le projet Rabaska se situe entre ces deux exemples (environ 5 000 km et 5 Gm³/an).

Depuis le début des années 80, l'industrie du GNL est devenue de plus en plus compétitive en réduisant les coûts de chaque maillon de la chaîne. Cette diminution s'explique notamment par l'expérience acquise dans cette industrie depuis ses débuts, ce qui a contribué à améliorer la conception des installations ainsi que la standardisation des phases d'ingénierie, de construction et de démarrage. De plus, le renforcement de la

⁴ Les informations dans cette section sont pour l'essentiel tirées d'une publication de Cedigaz, TotalFinaElf et Gaz de France au 18^e congrès du Conseil mondial de l'énergie (« World LNG prospects: Favorable parameters for a new growth era » - Buenos Aires, 2001). Des compléments proviennent de l'IFP (Panorama 2005), de GIIGNL (L'industrie du GNL 2004) et de sources Gaz de France.

concurrence a permis une baisse des prix chez les fournisseurs de procédés et les fabricants. Mais la source de diminution la plus importante provient certainement des économies d'échelle liées à l'augmentation de la taille des installations, en particulier dans les usines de liquéfaction.

2.4.4.1 Usines de liquéfaction

La capacité des nouveaux trains qui était de 1 à 1,5 Mt/an dans les années 1970, est passée à 1,5 – 2,5 Mt/an dans les années 80, puis à 2,5 – 3,5 Mt/an dans les années 1990, et se situe entre 3,5 et 5 Mt/an pour les trains mis en service en 2004-2005. Des trains géants d'une capacité de 7,8 Mt/an seront mis en service au Qatar en 2007.

Parallèlement, les coûts d'investissement sont passés de 550 \$ US par t/an de capacité dans les années 60, à 350 \$ US/t/an dans les années 1970-1980, puis à 250 \$ US/t/an à la fin des années 1990 et encore aujourd'hui. On s'attend à voir ce coût tomber aux environs de 200 \$ US/t/an d'ici la fin de la décennie.

2.4.4.2 Méthaniers

Depuis les premiers méthaniers, d'une capacité avoisinant les 40 000 m³ de GNL, la taille de 130-140 000 m³ a rapidement été atteinte vers la fin des années 1970 et constitue aujourd'hui la gamme standard pour les méthaniers. Les plus grands navires actuellement en service peuvent transporter 145 000 m³ de GNL. Des innovations technologiques (isolation et propulsion) permettent aujourd'hui d'espérer une réduction sensible des coûts de transport (trois navires dotés de ces innovations sont actuellement en construction pour Gaz de France); deux de ces navires seront les plus grands méthaniers au monde avec une capacité de 153 000 m³ de GNL. Enfin, une commande de vingt méthaniers de 215 000 m³ a été annoncée pour les usines du Qatar.

Le coût des méthaniers dépend beaucoup de la conjoncture et du taux d'occupation des chantiers navals capables de construire ces navires. Une baisse sensible a globalement été observée depuis la fin des années 1970 où un méthanier de 135 000 m³ coûtait 300 à 350 millions de dollars US, pour tomber à 200 millions de dollars US à la fin des années 80. Des hausses et des baisses ont été observées dans les années 1990 pour une moyenne de 250 M\$ US. Le niveau de prix en 2004 se situait aux environs de 170 M\$ US. Les économies d'échelle et les innovations technologiques devraient permettre de réduire encore le coût des méthaniers dans les années à venir.

2.4.4.3 Terminaux méthaniers

Bien que la réduction des coûts soit moins sensible pour les terminaux méthaniers, des économies d'échelle sont survenues notamment du fait de l'augmentation de la taille des réservoirs (les plus grands ont aujourd'hui une capacité de 200 000 m³) qui constituent une grande part du coût d'un terminal. Cependant, ces économies sont parfois contrebalancées par l'aménagement d'infrastructures portuaires plus grandes, des coûts de main-d'œuvre élevés, et par l'augmentation des coûts liés aux normes de sécurité et de protection de l'environnement de plus en plus sévères.

2.4.4.4 Efficacité énergétique

L'autoconsommation énergétique de l'ensemble de la chaîne GNL a aussi remarquablement baissé. Alors qu'elle pouvait représenter en moyenne 15 à 20 % du gaz transitant par la chaîne GNL dans les années 60-70, et 12 à 15 % dans les années 1980, elle ne dépasse pas 8 à 10 % pour les projets les plus récents, engendrant une diminution des émissions atmosphériques et une réduction des coûts d'exploitation.

2.4.4.5 Conclusion

L'exemple présenté au tableau 2.4 ci-dessous, basé sur une chaîne GNL entre le Moyen-Orient et l'Extrême-Orient, montre une baisse du coût du GNL de l'ordre de 20 % en 10 ans, dont une grande part est attribuable aux améliorations dans la liquéfaction et le transport.

Cette diminution a permis à l'industrie du GNL de répondre de manière compétitive à l'accroissement de la demande mondiale en gaz naturel.





Les tendances observées dans les années précédentes devraient se poursuivre. Des innovations technologiques continuent d'améliorer l'efficacité de l'ensemble de la chaîne et l'apparition de nouveaux standards de grande capacité, pour tous les maillons, laisse entrevoir de futures économies supplémentaires. Différentes estimations montrent que les coûts d'investissement de la chaîne GNL pourraient encore baisser de 5 à 10 % d'ici 2010, et de 15 à 20 % d'ici 2020.

2.4.5 Caractéristiques des ententes contractuelles de la chaîne GNL

Le développement de l'industrie du GNL n'a été possible que par la mise en place de contrats de longue durée (20 ans en moyenne) entre producteurs et acheteurs, garantissant l'enlèvement de quantités de GNL définies à l'avance (généralement sur une base

annuelle). Ces contrats sont assortis de clauses de type « *Take or Pay* » obligeant l'acheteur à payer les quantités prévues, même s'il ne dispose pas des capacités nécessaires pour les recevoir ou le cas échéant les transporter. Ces contrats ont permis de garantir le financement des énormes investissements requis pour la mise en place d'une chaîne GNL, en particulier pour la construction des usines de liquéfaction. Ils imposent une grande fiabilité à l'ensemble de la chaîne GNL et une grande régularité à la rotation des navires entre l'usine de liquéfaction et le terminal méthanier.

Tableau 2.4 Évolution du coût du GNL (chaîne GNL entre le Moyen-Orient et l'Extrême-Orient)

	Début des années 1990	Début des années 2000
PRODUCTION 	0,5 - 0,8	0,5 - 0,8
LIQUÉFACTION 	1,3 - 1,4	1,0 - 1,1
TRANSPORT MARITIME 	1,2 - 1,3	0,9 - 1,0
REGAZÉIFICATION 	0,5 - 0,6	0,4 - 0,5
TOTAL	3,5 - 4,1	2,8 - 3,4

Note : En \$ US/MMBtu.

Sources : TotalFinaElf, Gaz de France et Cedigaz, 18^e congrès du Conseil mondial de l'énergie, 2001.

Le début des années 90 a cependant vu l'apparition de cargaisons « spot » et de contrats court terme. Ces échanges sont généralement le fruit d'opportunités liées à des

impossibilités d'enlèvement (clause de « *Take or Pay* »), des retards de mises en service ou des conjonctures économiques particulières. En 2004, ces échanges ont représenté 11,6 % des échanges mondiaux (GIIGNL, L'industrie du GNL 2004). Ils devraient cependant rester limités, car ils ne sont pas de nature à garantir le financement d'une chaîne GNL. On estime qu'ils ne dépasseront pas 15 % des échanges mondiaux dans les années à venir.

2.5 JUSTIFICATION DU PROJET

L'objectif du projet Rabaska consiste à offrir au Québec et à l'Ontario une source alternative d'approvisionnement gazier par l'importation de GNL par méthanier. Le gaz naturel représente au Québec 12 % du bilan énergétique et cette proportion est de 34 % en Ontario. Le projet Rabaska contribuera à accroître la sécurité et la compétitivité de ces régions, d'un point de vue énergétique. Ce projet fait partie intégrante d'une stratégie de diversification énergétique, telle que proposée par le gouvernement du Québec.

« La plus grande diversification des formes d'énergie auxquelles nous avons accès constitue un autre enjeu important. Elle fait partie de la sécurité des approvisionnements » (MRNFP, 2004).

« La construction d'un terminal portuaire destiné à accueillir les méthaniers permettrait d'offrir une certaine diversification des sources d'approvisionnement gazier en plus d'accroître la capacité de stockage de gaz naturel au Québec. Une telle infrastructure serait de nature à limiter la croissance prévue des prix face à la demande nord-américaine » (MRNFP, 2004).

En effet, le contexte énergétique nord-américain, et plus spécifiquement québécois et ontarien, justifie la réalisation du projet Rabaska pour des raisons tant économiques qu'environnementales. L'accès au terminal méthanier Rabaska viendra appuyer le rétablissement d'un équilibre plus adéquat dans le marché du gaz naturel aussi bien au niveau du prix de la ressource que de son coût de transport.

Le prix du gaz naturel est celui payé par les sociétés de distribution locale et les grands utilisateurs pour le gaz acheté auprès des producteurs ou des vendeurs, tandis que le coût du transport par gazoduc représente le coût d'acheminement du gaz naturel de la source jusqu'au réseau du distributeur local. Avec le tarif de distribution locale, le prix du gaz naturel et le coût de transport forment les trois principales composantes de la facture d'un consommateur de gaz.

Depuis 2001, de fortes variations du prix du gaz naturel et du coût de transport engendrent des conséquences importantes pour le Québec et l'Ontario. Les sous-sections suivantes illustrent l'évolution de ces facteurs, leurs conséquences et le rôle clé que pourrait jouer le terminal méthanier Rabaska dans ce contexte.

2.5.1 Offre et demande de gaz naturel en Amérique du nord

2.5.1.1 Offre

En 2004, la production de gaz naturel en Amérique du Nord équivalait à peu de chose près à la demande nord-américaine. Toutefois, alors que la demande devrait connaître une croissance soutenue, il est prévu un certain plafonnement de la production de gaz naturel, tel que le démontre le tableau 2.5.

Tableau 2.5 Demande et offre annuelles de gaz naturel au Canada et aux États-Unis

(en Tpi ³)	2004	2010	2015	2020	2025
• DEMANDE	24,9	28,6	32,3	34,2	35,1
• OFFRE – PRODUCTION					
Bassins traditionnels	20,5	19,4	18,5	17,4	16,6
Bassins frontaliers	4,6	6,3	8,7	9,4	10,0
Sous-total	25,1	25,7	27,2	26,8	26,6
• IMPORTATIONS NETTES DE GNL	0,6	3,2	5,9	7,8	9,0
• OFFRE TOTALE	25,7	28,9	33,1	34,6	35,6
• SOLDE (échange avec le Mexique, entreposage et divers)	-0,8	-0,3	-0,8	-0,4	-0,1

1 Tpi³ = 28,4 Gm³.

Source : D'après EEA, 2005.

À l'heure actuelle, les bassins traditionnels de production du Canada et des États-Unis produisent environ 20,5 Tpi³ (583 Gm³) de gaz naturel par année. Cependant, les données récentes sur la production de ces bassins indiquent que celle-ci devrait diminuer de manière importante d'ici 2025. Durant la même période, la production des bassins frontaliers, tels ceux de l'Alaska et du delta du MacKenzie, devrait plus que doubler sans toutefois que cela soit suffisant pour répondre à la demande croissante qui devra être comblée par l'importation de GNL.

Le Québec et l'Ontario possèdent des réserves de gaz naturel très limitées. À l'heure actuelle, l'offre de gaz naturel disponible au Québec et dans l'est de l'Ontario provient d'une

seule source, soit le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). Dans une perspective continentale, le BSOC répond pratiquement à tous les besoins domestiques du Canada et répond également à environ 15 % de la consommation totale des États-Unis.

À cet égard, l'Office national de l'énergie (ONÉ) décrit la situation de la façon suivante :

« C'est dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) que l'on produit la quasi-totalité du gaz naturel au pays et environ 23 % du gaz naturel en Amérique du Nord. [...] Au cours des dernières années, la production de gaz naturel du BSOC semble avoir plafonné, et ce, après de nombreuses années d'augmentation, ce qui accroît l'incertitude quant à la capacité de l'industrie d'y augmenter ou d'y maintenir sa production à long terme » (ONÉ, 2004 a).

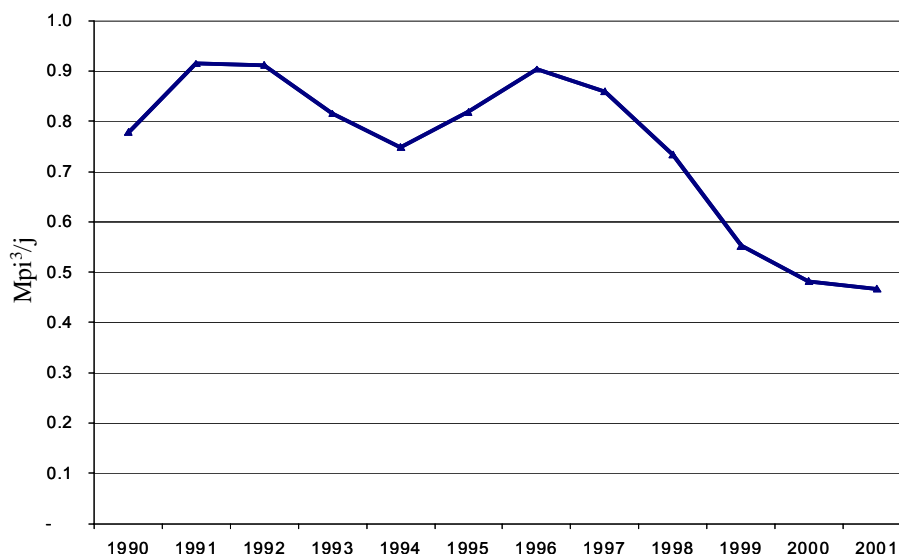
En effet, « les données récentes au sujet des activités de forage et de production laissent entrevoir une éventuelle maturité du BSOC » (ONÉ, 2003). Devant la productivité décroissante des puits (figure 2.15), les producteurs gaziers de la région ont dû accroître l'activité de forage. Si durant l'année 2000, le forage de 9 703 puits a été nécessaire afin d'extraire 6 000 Gpi³ (170 Gm³) de gaz naturel, en 2003, ce sont plus de 15 165 puits qui ont été forés pour obtenir le même niveau de production (ONÉ, 2004 c). Davantage de puits sont donc requis pour assurer le maintien de l'offre gazière canadienne, ce qui implique une croissance des coûts de production et ultimement un impact sur le prix de la ressource. Une situation similaire est apparue dans plusieurs régions nord-américaines sur une période de temps relativement brève.

Malgré les efforts consentis pour conserver le niveau de production de gaz naturel stable, les prévisions de l'ONÉ indiquent un déclin de la production du BSOC. Celle-ci passerait d'environ 17 Gpi³/j (480 Mm³/j) par jour actuellement à 13 Gpi³/j (368 Mm³/j) en 2025, selon le scénario le plus optimiste. De son côté, EEA entrevoit une tendance similaire bien que situant la production gazière de ce bassin sous les 12 Gpi³/j en 2025 (EEA, 2005, annexe G).

Ces prévisions tiennent compte du développement intensif de la production de gaz naturel à partir de gisements de méthane houiller (GMH) du BSOC. La production actuelle se situe à environ 375 Mpi³/j (ONÉ, 2003). Les scénarios de l'ONÉ estiment que cette production pourrait atteindre entre 2,4 et 4 Gpi³/j (68 et 113 Mm³/j) d'ici 2025; celle-ci viendra pallier une diminution trop abrupte de la production classique (ONÉ, 2003). Les analyses de EEA viennent corroborer les résultats de l'ONÉ en situant la production ultime entre 2020 et 2025 à un niveau variant entre 2,5 et 3,0 Gpi³/j (71 et 85 Mm³/j) (figure 2.16).

Étant donné la croissance prévue de la demande de gaz naturel au Canada, spécialement à des fins de production électrique et pétrolière (sables bitumineux) à l'ouest du Québec, une réduction de la production gazière dans le BSOC soulève un questionnement. En effet, dans la perspective où le BSOC demeurerait la seule source d'approvisionnement du Québec et de l'est de l'Ontario, des doutes planent sur sa capacité à répondre à leurs besoins sur un horizon de 20 ans. Cette crainte est d'autant plus justifiée que la demande de gaz naturel est partout croissante en Amérique du Nord.

Figure 2.15 Productivité initiale des puits de gaz naturel du BSOC, 1990 – 2001



SOURCE : EEA, 2005.

C'est ainsi que des efforts sont en cours sur plusieurs plans pour tenter d'accroître l'offre de gaz naturel sur le continent et ainsi être en mesure de satisfaire la demande de manière plus adéquate.

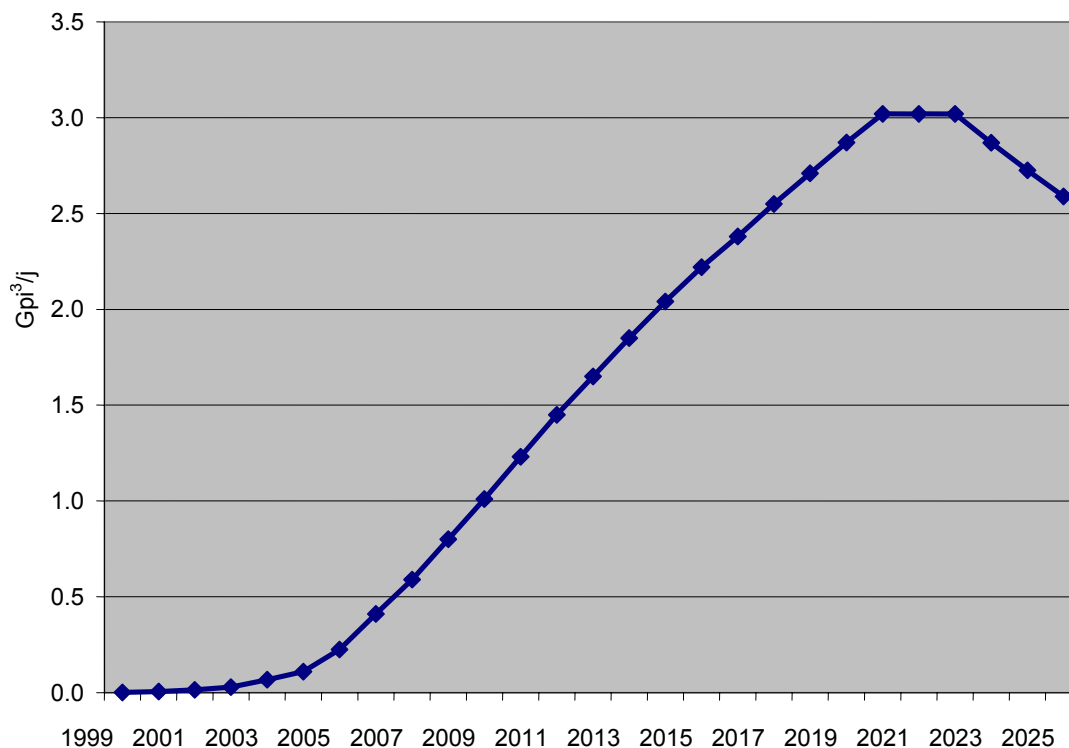
Dans la partie *ouest* du Canada, des activités sont engagées depuis plusieurs années dans le but d'exploiter les gisements du delta du MacKenzie qui pourraient d'ici 2015 produire 1,9 Gpi³ (53,8 Mm³) de gaz naturel par jour (ONÉ, 2003). Selon l'opinion d'un grand nombre d'intervenants de l'industrie gazière :

« du gaz des régions nordiques provenant du delta du Mackenzie pourrait se greffer à la production générale canadienne d'ici 2010. Cependant, [...] il ne faut pas supposer que ce gaz sera disponible beaucoup avant la fin de la décennie, compte tenu de l'importance des ressources ainsi que du temps requis dans le

contexte des processus réglementaires et pour la construction, après approbation éventuelle » (ONÉ, 2004 b).

De la même façon, on estime que les réserves de gaz naturel de l'Alaska pourront être acheminées vers le Sud d'ici une dizaine d'années, ce qui représente un volume d'environ 4 Gpi³/j (113,6 Mm³) (EEA, 2005).

Figure 2.16 **Production prévue de gaz de méthane houiller dans le BSOC**
(en milliard de pieds cubes par jour)



* 1 Gpi³ = 28,4 Mm³.

SOURCE : EEA, 2005.

Même avec ces développements, EEA estime qu'à l'exception des deux années qui suivront la mise en exploitation du pipeline de gaz de l'Alaska, le volume total de gaz naturel qui sera disponible pour exportation à partir de l'Ouest canadien sera dans l'avenir plus bas qu'aujourd'hui et ira continuellement en déclinant.

Rappelons en outre que selon EEA (voir tableau 2.5), la production de gaz au Canada et aux États-Unis tend à plafonner malgré le développement des bassins des régions frontalières. En effet, elle était de 25,1 Tpi³ en 2004 et sera seulement de 26,6 Tpi³ en 2025, soit à peu de chose près le même niveau.

2.5.1.2 Demande

La maturation des gisements de gaz naturel, au Canada et en Amérique du Nord, coïncide avec un accroissement important de la demande de gaz naturel. Déjà depuis quelques années, la croissance de la demande a dépassé la croissance de l'offre et tout porte à croire que cette tendance se poursuivra dans l'avenir. Dans son rapport publié en janvier 2005, le « Groupe de travail nord-américain sur l'énergie » décrit la situation de la demande globale aux États-Unis, au Canada et au Mexique :

« Based on data from the three countries' energy ministries, natural gas demand in North America will continue to increase significantly. Demand is expected to rise from 72.6 Bcf per day in 2001 (26 Tcf/y) (U.S. accounting for 82 percent of total, Canada 11 percent of total, Mexico 7 percent of total) to 93.8 Bcf per day in 2012 (34 Tcf/y) [...]. North America will require an additional 21.2 Bcf per day of natural gas supply by 2012 » (North American Energy Working Group, 2005).

Pour sa part, l'ONÉ prévoit au Canada une croissance de la demande de 45 % d'ici 2025, soit un taux annuel moyen de 2,25 % (ONÉ 2003). Pour les États-Unis et le Canada, EEA prévoit que la consommation totale passerait de 25 Tpi³ par an (708 Gm³/an) à 35 Tpi³ par an (1 019 Gm³/an) en 2025, soit une croissance de 40 % (voir tableau 2.5). Bien que l'on observe des variations dans les prévisions, il n'empêche qu'un consensus peut être dégagé sur l'ampleur de la croissance de la consommation de gaz naturel qui attend l'Amérique du Nord durant les deux prochaines décennies.

Outre l'accroissement normal de la demande liée à la croissance démographique et économique, deux éléments significatifs viennent appuyer la pression de la demande sur l'offre gazière, particulièrement au Canada.

D'une part, le processus d'intégration des marchés gaziers nord-américains a contribué depuis 2000 à maintenir un niveau élevé d'exportations gazières vers les États-Unis. Aujourd'hui, les exportations canadiennes destinées aux marchés de consommation américains sont de l'ordre de 9,6 Gpi³/j (272 Mm³/j). Par le fait même, le processus d'intégration a amené à un nivellement du prix de la ressource à travers le Canada et les États-Unis :

« The gap between Canadian wholesale prices and U.S. spot prices narrowed significantly in 1999 because of the expansion of export capacity from natural gas producing centres in Western Canada to the U.S. market. This eliminated the excess supply conditions that prevailed in that region and therefore pushed

Canadian wholesale gas prices upwards. In 1999, these prices rose 42 per cent compared to an 8 per cent increase in U.S. spot prices.» (Chacra, M. 2002).

D'autre part la popularité du gaz naturel comme combustible de base pour la production énergétique se fait croissante. Aux États-Unis et au Canada, la production d'énergie au gaz naturel (génération électrique et exploitation des sables bitumineux), constitue la plus large part de la croissance de la demande prévue pour l'avenir. Rappelons à ce titre, qu'entre 1998 et 2004, ce sont plus de 200 GW de nouvelle capacité électrique au gaz naturel qui ont été ajoutés au Canada et aux États-Unis. La firme EEA prévoit pour sa part une augmentation de la demande gazière à des fins de production électrique de l'ordre de 4,4 % annuellement de 2004 à 2025 (EEA,2005), soit deux fois plus que la croissance de la demande globale (voir tableau 2.6).

La popularité du gaz naturel trouve aussi son explication dans le fait qu'il permet de réduire de manière importante les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques lorsqu'il remplace tout autre combustible fossile. Une présentation plus détaillée des avantages du gaz naturel en termes de production de gaz à effet de serre est fournie à la section 6.1.2 du tome 3.

Au Québec et en Ontario, la croissance de la demande de gaz naturel suit une tendance similaire bien qu'à un rythme un peu moins élevé que dans le reste du continent. Au tableau 2.6, il apparaît que la demande gazière totale devrait s'accroître d'environ 1 % par an dans les deux provinces durant la période 2004-2025.

Dans les deux cas, les secteurs de consommation finale (résidentiel, commercial, industriel) subiront de faibles hausses annuelles (résidentiel : 0,7 % et 0,5 %; commercial : 1,3 % et 0,6 %), sinon une diminution dans le cas du secteur industriel (environ -0,6 %). Cette dernière diminution est une conséquence des prix élevés de la ressource gazière sur les marchés nord-américains (tableau 2.6) (EEA, 2005). Une bonne part de cette diminution reflète le remplacement de gaz naturel par des combustibles fossiles plus polluants et implique donc une augmentation des gaz à effet de serre et de contaminants atmosphériques.

En Ontario comme dans l'ensemble de l'Amérique du Nord, le facteur le plus stimulant de la demande est lié à la production d'électricité à partir du gaz naturel et ce à moyen et long termes. Ce phénomène est beaucoup moins important au Québec : en fait, la croissance de la demande à cet égard est principalement liée à la mise en exploitation prochaine de la centrale de cogénération de TransCanada à Bécancour. Par la suite, EEA anticipe une faible croissance jusqu'en 2025.

Tableau 2.6 Consommation annuelle projetée pour le gaz naturel par secteur, Québec, Ontario, États-Unis et Canada

Gpi ³ (1)									
Québec					2004-2015			2004-2025	
Secteur	2004	2010	2015	2020	2025	Delta	Croissance annuelle %	Delta	Croissance annuelle %
Résidentiel	27	27	28	30	31	1	0,3 %	4	0,7 %
Commercial	68	71	78	85	90	10	1,3 %	22	1,3 %
Industriel	126	116	122	97	105	-3	-0,3 %	-20	-0,8 %
Production d'électricité	0	36	42	49	57	42	N/A	57	N/A
Autres	8	6	7	6	5	-1	-1,2 %	-3	-2,2 %
Consommation totale	229	256	277	267	287	48	1,7 %	58	1,1 %

Ontario					2004-2015			2004-2025	
Secteur	2004	2010	2015	2020	2025	Delta	Croissance annuelle %	Delta	Croissance annuelle %
Résidentiel	356	339	358	379	393	2	0,1 %	37	0,5 %
Commercial	205	195	209	223	231	4	0,2 %	26	0,6 %
Industriel	349	327	335	295	313	-14	-0,4 %	-36	-0,5 %
Production d'électricité	169	228	311	344	445	142	5,7 %	276	4,7 %
Autres	51	49	51	47	43	0	0,0 %	-8	-0,8 %
Consommation totale	1 130	1 137	1 264	1 288	1 425	134	1,0 %	295	1,1 %

Amérique du Nord					2004-2015			2004-2025	
Secteur	2004	2010	2015	2020	2025	Delta	Croissance annuelle %	Delta	Croissance annuelle %
Résidentiel	5 519	5 963	6 261	6 609	6 772	742	1,0 %	1 253	1,0 %
Commercial	3 509	3 698	3 895	4 106	4 199	386	1,0 %	690	0,9 %
Industriel	8 532	8 373	8 595	8 760	9 278	63	0,0 %	746	0,4 %
Production d'électricité	4 953	8 085	10 954	12 073	12 319	6 001	7,0 %	7 366	4,4 %
Autres	2 432	2 499	2 637	2 622	2 576	205	1,0 %	144	0,3 %
Consommation totale	24 945	28 618	32 342	34 170	35 144	7 397	2,0 %	10 199	1,6 %

¹ 1 Gpi³ = 28,4 Mm³.

Source : (EEA, 2005).

2.5.2 Coût du transport

Le coût du transport au Canada représente le coût encouru pour transporter le gaz naturel à partir de la source vers les réseaux de distribution locale tels que ceux de Gaz Métro et d'Enbridge. Il est traditionnellement fondé sur les droits et les tarifs de transport du gaz naturel par gazoduc établis par les compagnies de transport et qui doivent être approuvés par l'ONÉ.

Le réseau principal de transport au pays est détenu et exploité par TransCanada. Ce réseau comprend six zones tarifaires pour les services de transport intérieur à grande distance. Ces zones intérieures sont la Saskatchewan, le Manitoba, l'Ouest, le Nord, le Sud-Ouest (ZSO) et l'Est (figure 2.17). Les limites des zones ont été définies en fonction de l'étendue géographique et de considérations d'ordre politique, économique, opérationnel et commercial (ONÉ, RH-3-2004, ch. 3, p. 11). La ZSO, créée en 2003, inclut les points de livraison sur le Gazoduc de TransCanada entre St. Clair et Dawn. La zone de l'Est comprend les points de livraison au Québec ainsi que dans la partie est de l'Ontario qui comprend Toronto.

Figure 2.17 Le réseau de transport gazier au Canada



Source : <http://www.neb.gc.ca>

Les droits de transport à grande et à courte distance sont tous calculés en fonction des coûts unitaires moyens communs du réseau, lesquels incluent des composantes fixes et variables.

Coût de transport au Québec et dans l'est de l'Ontario

La figure 2.17 présente bien la situation du Québec et de l'est ontarien relativement au réseau de transport interprovincial canadien. Pour ces régions, l'accès à un seul réseau capable d'acheminer le gaz naturel à leurs marchés indique qu'elles sont présentement en état de captivité face à un transporteur et une seule source d'approvisionnement, soit le BSOC. Par conséquent, un seul transporteur possède une position prédominante dans le portefeuille de contrats d'approvisionnement du Québec, situation pour laquelle il n'existe à l'heure actuelle aucune alternative valable.

Au cours des dernières années, une série de facteurs, dont la mise en place de certaines alternatives à destination de Dawn pour les marchés du *centre* et de l'*ouest* de l'Ontario, ont eu pour effet de modifier le marché gazier canadien. En effet, plusieurs expéditeurs ont choisi de délaissier graduellement le transport ferme longue distance en provenance de l'Alberta. Il s'agit d'une option dont ne pouvait se prévaloir Gaz Métro pour des raisons économiques liées à la structure des taux de transport. Rappelons que, quelle que soit l'option choisie par Gaz Métro pour transporter son gaz de l'Alberta jusqu'en Ontario, elle n'a d'autre choix que d'utiliser le réseau de TransCanada pour amener son gaz naturel de l'Ontario jusqu'au Québec. C'est ainsi que Gaz Métro est devenue le principal client de TransCanada avec 40 % de tous les volumes fermes contractés depuis Empress vers la Zone de l'Est, ainsi que le plus gros payeur de droits fermes sur le réseau depuis l'année 2003, soit environ 13 % du coût de service du transporteur.

Cette condition de captivité par rapport aux alternatives offertes ailleurs au Canada ou dans le *nord-est* des États-Unis, n'est pas sans préoccuper la clientèle de la Zone de l'Est. En effet, cette clientèle gazière, majoritairement industrielle en ce qui concerne le Québec, est particulièrement vulnérable aux augmentations du coût livré du gaz naturel.

« Un certain nombre d'intervenants du marché de l'énergie sont préoccupés par les droits exigés sur le réseau de TransCanada [...]. Certains croient que l'on fait supporter une part disproportionnée des coûts et des risques à la clientèle captive aux points d'expédition et de réception du gazoduc. » (ONÉ, 2002)

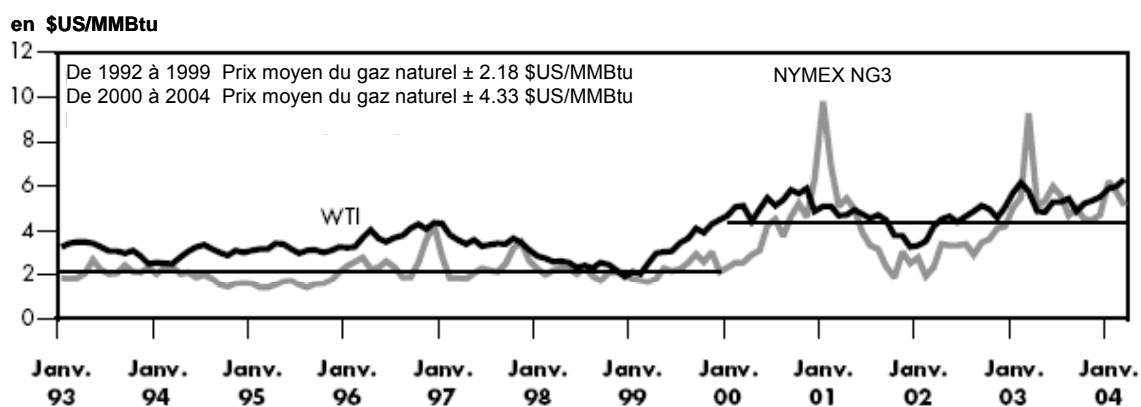
Enfin, le fait de ne pas avoir d'alternative n'a pas seulement un impact économique, mais signifie une vulnérabilité certaine liée au bon fonctionnement des infrastructures en tout temps. Or, comme le signale EEA, celles-ci sont utilisées à leur limite les jours froids d'hiver. Le tronçon entre Dawn (*sud-ouest* de l'Ontario) et Montréal est un bon exemple de cette situation.

2.5.3 Équilibre du marché et prix du gaz naturel

Prises conjointement, la diminution prévue de la productivité et de la production des gisements de gaz naturel classiques et la poursuite de la croissance de la demande, dont on ne prévoit pas l'essoufflement pour les 20 prochaines années, continueront de créer un équilibre tendu entre l'offre et la demande en gaz naturel au Canada comme dans l'ensemble de l'Amérique du Nord.

Cette situation comporte des inconvénients qui doivent être pris en considération. Avant tout, un coût économique important est associé à l'incertitude des marchés qui donne lieu à des hausses et des fluctuations de prix significatives. Dans les années récentes (2000-2004), les prix du gaz naturel ont atteint des pointes à plus de 6,00 \$ US/MMBtu, et une moyenne supérieure à 4,00 \$ US/MMBtu. Avant 2000, la moyenne des prix se situait environ à 2,00 \$ US/MMBtu, sans grande variation (figure 2.18). En ce qui concerne l'horizon 2005 – 2025, les prévisions de l'ONÉ établissent un niveau de prix se situant entre 3,50 \$ et 4,00 \$ US/MMBtu selon le scénario privilégié (ONÉ, 2004 a). Le scénario de base de EEA sur 20 ans situe le prix de la ressource à un niveau beaucoup plus élevé soit environ 6,00 \$ US/MMBtu en termes réels (EEA., 2005). À court terme, le manque de capacité de production excédentaire continuera de contribuer à des niveaux de prix et de volatilité bien au-dessus de la moyenne historique. On a pu le constater de façon encore plus apparente en 2005 alors que le prix du gaz naturel a atteint 14 \$ US/MMBtu.

Figure 2.18 Prix et volatilité du gaz naturel



Source : ONÉ, 2003.

Note 1 MMBtu équivaut à mille pieds cubes de gaz (1 mpc).

Le niveau des prix, tout comme leurs fluctuations, affecte la compétitivité d'une économie ou d'une entreprise et leur capacité à faire des choix énergétiques efficaces. Des prix élevés et fluctuants peuvent en effet décourager l'utilisation du gaz naturel.

À cet effet, dans ses consultations, l'ONÉ arrive à un constat dont les conséquences sur les plans économique et environnemental ne peuvent être négligées :

« Certaines industries ont été en mesure d'atténuer les effets de prix du gaz plus élevés en substituant d'autres combustibles. [...] D'autres industries ont plutôt adopté le charbon ou le mazout, lorsque possible. Cependant, certaines ont dû ralentir leurs activités ou y mettre temporairement un terme compte tenu des prix élevés du gaz. » (ONÉ, 2004 a).

En ce qui concerne le remplacement du gaz par le mazout, l'année 2001 constitue un exemple de l'impact que peut avoir le prix relatif du gaz naturel sur les objectifs environnementaux du Québec. Face à la hausse et la volatilité des prix du gaz naturel, de grands clients industriels ont opté pour une substitution de combustibles. Ainsi, 20 Gpi³ (566 Mm³) de gaz naturel ont été remplacés par du mazout n° 6, soit l'équivalent d'environ 10 % des volumes distribués par Gaz Métro. L'impact le plus direct de cette substitution pour le Québec a été l'émission additionnelle de près de 540 000 tonnes de GES et de plus de 9 600 tonnes d'oxydes de soufre annuellement.

Par ailleurs, les besoins en gaz naturel pourraient se voir amplifier par les mesures de lutte contre les changements climatiques. Ces mesures rendent en effet plus pressante la nécessité pour les grands consommateurs d'énergie de réduire leurs émissions de GES en abandonnant l'emploi de combustibles plus polluants (mazout, charbon). Cependant, ils ne pourront y parvenir tout en demeurant compétitifs sur la scène internationale que dans la mesure où le gaz naturel restera disponible à prix concurrentiel.

2.5.4 Offre gazière internationale

À l'échelle internationale, des ressources en gaz naturel importantes sont présentes sur d'autres continents et largement disponibles à l'exportation à des prix plus faibles que ceux retrouvés en Amérique du Nord. En effet, l'Amérique du Nord ne détient que 4,2 % des réserves du globe tandis qu'elle consomme environ 30 % de la demande mondiale (figure 2.10). Ce déséquilibre a pour effet d'influencer les marchés et l'évolution des prix continentaux comparativement à d'autres régions du monde.

À cet égard, le commerce international du gaz naturel connaît actuellement une profonde mutation. Ce marché, essentiellement régional dans le passé, s'élargit rapidement pour devenir un espace international. Par exemple, en 2003, 14 pays ont importé 5 900 Gpi³ (167,1/Gm³) de gaz naturel sous forme liquide, tandis qu'en 1993, 8 pays étaient engagés

dans l'importation de moins de 3 000 Gpi³ (85/Gm³), ce qui équivaut presque à un doublement des volumes annuels commercialisés en dix ans (tableau 2.7).

Le transport de GNL par méthanier étant le mode de transport le plus apte à répondre à la croissance des échanges gaziers internationaux sur de longues distances, cette industrie se situe dans une phase de développement majeur. Cela n'est pas surprenant quand on considère la localisation des réserves de gaz naturel par rapport aux régions de grande consommation et le fait que la chaîne GNL soit devenue de plus en plus accessible et performante, comme il a été démontré à la section précédente.

Tableau 2.7 Importations de GNL par marché régional, 1993 et 2003

Importateurs (Gpi ³ /an)**	1993	2003
Amérique du Nord	81,69	506,9
É.U.	81,69	506,52
Mexique	---	0,38
Amérique centrale / du sud	---	36,73
Puerto Rico	---	26,13
République Dominicaine	---	10,59
Europe de l'Ouest	657,35	1 390,35
Belgique	155,99	118,98
France	300,71	319,21
Grèce	---	19,6
Italie	10,24	233,71
Portugal	---	19,25
Espagne	190,42	518,53
Turquie	---	161,07
Asie/Océanie	2257,26	3 977,61
Japon	1939,46	2 823,55
Corée du Sud	223,3	896,22
Taiwan	94,5	257,83
Total	2996,3	5 911,59

* Source : Energy Information Agency, U.S.

** 1 Gpi³ = 28,4 Mm³

Du côté de la capacité de liquéfaction à l'échelle mondiale, diverses estimations récentes indiquent qu'elle devrait pratiquement doubler d'ici la fin de la décennie en passant d'environ 20 Gpi³/j à 40 Gpi³/j (Currie et Fleischmann, 2003 et Cedigaz, 2004). La

croissance de cette capacité est liée de près à la tendance observée de la demande internationale.

L'accroissement du potentiel commercial du GNL a eu un effet stimulant sur les avancées technologiques de cette industrie. La multiplication des infrastructures nécessaires pour mener à bien le commerce du GNL a engendré des économies d'échelle importantes.

Ainsi, de nombreux projets de terminaux méthaniers sont envisagés à travers le monde dont une cinquantaine sur le continent nord-américain. L'industrie du gaz naturel, par l'entremise du GNL, est donc appelée à devenir une composante majeure des échanges commerciaux internationaux, au même titre que le pétrole au siècle dernier, fournissant toutefois une énergie au potentiel d'efficacité plus élevé, moins riche en carbone et moins polluante.

L'ONÉ estime, à cet égard, que le GNL « *devrait contribuer beaucoup à combler tout écart au niveau de l'offre, au Canada et même dans toute l'Amérique du Nord...* » (ONÉ, 2003). Les scénarios développés par EEA confirment également l'impact bénéfique et significatif de l'introduction de volumes de GNL sur le marché nord-américain. Ainsi les prévisions de EEA montrent que pour l'ensemble Canada – États-Unis, les importations de GNL qui représentaient 2,3 % de l'offre totale en 2004 en représenteront plus de 25 % en 2025 (tableau 2.5).

En offrant une nouvelle alternative d'approvisionnement et de transport, Rabaska donne donc l'occasion à la clientèle du Québec et de l'est de l'Ontario de mieux se positionner en termes de coûts et de sécurité d'approvisionnements dans les années à venir, en profitant de la présence du terminal méthanier proposé sur le territoire de la municipalité de Lévis.

Le site proposé pour l'établissement du terminal méthanier Rabaska se situe approximativement à 3 500 km de la Norvège, à 5 100 km de l'Égypte et 5 250 km du Nigeria. Ces trois pays constituent des sources d'approvisionnement potentielles parmi les plus importantes. De plus, la position géographique du Québec lui offre une proximité relative de ces sources qui lui est favorable comparativement à d'autres localisations en Amérique du Nord.

Par ailleurs, l'avantage stratégique qu'offre le fleuve Saint-Laurent, un fleuve en eau profonde pénétrant loin dans les terres, constitue un autre avantage important qui devrait être considéré lors de l'implantation d'un terminal au Québec. Ainsi, le projet de terminal méthanier Rabaska à Lévis exploite pleinement le bénéfice de situer la source d'approvisionnement à proximité des marchés.

2.5.5 Le projet Rabaska

En important du gaz naturel liquéfié jusqu'à Lévis, le projet Rabaska offre une nouvelle source d'approvisionnement aux utilisateurs de gaz naturel du Québec et de l'Ontario. Du point de vue du transport du gaz naturel, il libère cette région de sa captivité vis-à-vis du réseau de TransCanada. Ensuite Rabaska vient augmenter l'offre de gaz naturel dans un marché serré.

La firme spécialisée EEA (Energy and Environmental Analysis) a effectué une analyse détaillée de l'impact du projet Rabaska sur le marché nord-américain du gaz. L'analyse s'est attardée à mesurer la contribution spécifique de ce projet sur l'équilibre entre l'offre et la demande de gaz et les prix de marché. Le modèle de EEA s'occupe des grandes tendances dans le marché sur de longues périodes pour les grandes régions de l'Amérique du Nord. Il permet également de voir l'évolution des flux gaziers interrégionaux. Il ne saurait cependant anticiper les mouvements saisonniers ou épisodiques dans le marché ni non plus servir à une analyse très fine du marché dans une région déterminée à un moment spécifique. Le scénario Rabaska a été intégré aux prévisions de base de EEA pour la période 2005-2025. EEA postule donc que le terminal sera réalisé et opérationnel en 2010. Les profils d'offre, de demande et de prix du scénario Rabaska ont ensuite été comparés à deux scénarios de rechange : i) aucun autre terminal de GNL ne remplacerait le projet Rabaska dans l'éventualité où ce dernier projet n'était pas réalisé; ii) une installation comparable au projet Rabaska serait ajoutée dans le Golfe du Mexique advenant la non-réalisation du projet.

L'ajout d'une nouvelle source d'approvisionnement de gaz contribue évidemment à atténuer les pressions à la hausse sur les prix du gaz naturel. Cet effet est d'autant plus important que le niveau des approvisionnements se révèle particulièrement serré sur l'horizon 2010-2025 à cause de la demande de gaz naturel qui demeure importante et croissante en Amérique du Nord. Les prix du gaz risquent ainsi de rester très sensibles à tout changement dans les conditions du marché. L'impact de cet équilibre tendu se reflète dans les divers scénarios de prix prévus selon que le projet Rabaska se réalise ou non, et selon que se réalise ou non un terminal équivalent dans le Golfe du Mexique.

Le tableau 2.8 présente les résultats de l'analyse de EEA. En augmentant l'offre de gaz naturel, le projet Rabaska exercera des pressions à la baisse sur les prix du gaz des marchés de l'est de l'Ontario et du Québec; cette réduction atteindra, en moyenne durant la période de 2010 à 2025, 0,46 \$/MMBtu, soit l'équivalent de 5,4 % (en \$ CA 2004) du prix du gaz naturel avec Rabaska par rapport à un marché où le projet Rabaska ne serait ni réalisé,

ni remplacé. Si l'on compare plutôt la situation avec Rabaska par rapport à une situation où ce projet est remplacé par une installation additionnelle équivalente dans le Golfe du Mexique, la baisse de prix générée par Rabaska est plus faible, mais demeure. Dans un tel cas, les prix du gaz seraient plus bas de 0,20 \$/MMBtu, soit 2,4 % du prix du gaz naturel au Québec avec Rabaska.

Le projet aura également des répercussions dans la partie centrale de l'Ontario quoique de façon moindre étant donné l'éloignement de cette région par rapport au terminal. EEA estime que la réalisation de Rabaska permettra une réduction de prix de 0,41 \$/MMBtu en moyenne durant la période 2010-2025, comparativement à une situation où Rabaska n'est ni réalisé ni remplacé.

Tableau 2.8 Impacts du projet Rabaska sur les prix du gaz au Québec et en Ontario (moyenne 2010-2025)

(EN \$ CA 2004)	Gain généré par le projet par rapport	
	Aucun autre terminal	Terminal équivalent dans le Golfe du Mexique
Québec et l'est de l'Ontario		
Variation absolue des prix (en \$/MMBtu)	0,46 \$	0,20 \$
Variation relative des prix (en %)	5,4 %	2,4 %
Région centrale de l'Ontario		
Variation absolue des prix (en \$/MMBtu)	0,41 \$	0,13 \$
Variation relative des prix (en %)	4,9 %	1,6 %

Source: Analyse réalisée par EEA, 2005.

En somme, le projet Rabaska contribuera à réduire de façon permanente les prix du gaz sur les marchés québécois et ontarien. Au cours des premières années d'exploitation, cet impact sera encore plus important alors que le gaz naturel émis par Rabaska devra prendre sa place sur le marché. La réduction pourra alors atteindre près de 10 % du prix du gaz.

Si on rapporte cette réduction de prix à la consommation prévue sur les prochaines années au Québec et en Ontario, les économies générées pour les utilisateurs de gaz naturel deviennent très significatives. Ainsi, la réduction de prix prévue par EEA se traduit par des économies monétaires cumulatives sur la période 2010-2025 oscillant entre 3,4 milliards \$, si le projet Rabaska remplace une installation équivalente localisée dans le Golfe du Mexique, et 8,2 milliards \$ si aucun autre terminal ne le remplaçait (en \$ CA 2004).

Cette évolution sera très bénéfique pour les consommateurs de gaz. Par exemple, les principaux secteurs industriels utilisateurs de gaz, soit Fontes et affinage, Pâtes et papiers et Produits métalliques, sont tous confrontés à des pressions concurrentielles majeures et toute source d'économies peut les aider à maintenir ou accroître leurs parts de marché. En outre, c'est le marché le plus proche du terminal qui profitera le plus de la baisse de prix donc d'abord le marché du Québec puis celui de l'Ontario. En d'autres mots, les compétiteurs nord-américains localisés hors de la zone Québec/Ontario ne profiteront pas autant de la détente de prix liée à l'implantation du terminal au Québec. La situation inverse se produit évidemment si le terminal est situé dans le Golfe du Mexique.

Par ailleurs, il ne faut pas négliger également les bénéfices monétaires pour les entreprises du secteur commercial, les institutions, ou encore, les individus. En particulier, il importe de noter que les économies du secteur institutionnel profiteront particulièrement aux autorités gouvernementales, car les secteurs public et parapublic représentent une grande partie de la consommation de cette catégorie d'utilisateurs de gaz.

Dans une situation de marché serré, il s'agit donc d'un gain appréciable pour les consommateurs et les entreprises du Québec et de l'Ontario. Quoique cet impact puisse varier dans le temps, il n'en reste pas moins que cette nouvelle source d'approvisionnement rendra de façon permanente le marché plus compétitif, en plus de sécuriser davantage les approvisionnements énergétiques. Il offre à cet égard une alternative au réseau de transport de TransCanada.

C'est dans ce contexte que s'inscrit la volonté de Rabaska d'implanter un port méthanier à Lévis. Cette diversification des sources de gaz naturel au Québec, avec les volumes additionnels alors disponibles, offre un potentiel de stabilisation, sinon de réduction, des prix du gaz naturel. Enfin, elle présente l'occasion d'accroître la sécurité énergétique, la compétitivité économique et la possibilité de choix énergétiques offrant un potentiel de réduction des émissions atmosphériques pour le Québec et l'Ontario. Ces réductions sont discutées plus en détail à la section 6.1.2 du tome 3.

2.6 SOLUTIONS DE RECHANGE AU PROJET

Depuis plusieurs années, compte tenu des circonstances décrites dans les sections précédentes (maturité des gisements de l'Ouest et augmentation des prix), Gaz Métro cherchait à diversifier ses sources d'approvisionnement en gaz naturel.

Dans ce contexte, Gaz Métro avait envisagé de se raccorder aux réserves de l'Île au Sable par gazoduc, mais cette solution s'est révélée infructueuse puisque les quantités de gaz naturel trouvées dans ce bassin se sont avérées inférieures à ce qui était espéré.

La possibilité d'importer du GNL a alors été regardée. En effet, les récents développements dans les technologies de liquéfaction, de transport et de regazéification ont abaissé les coûts des infrastructures propres à cette technologie. Ce facteur, combiné à l'augmentation du prix du gaz naturel sur les marchés nord-américains a rendu cette solution prometteuse.

Des solutions faisant appel à des terminaux situés à l'extérieur du Québec susceptibles d'entrer en service dans la même période que Rabaska et la possibilité d'alimenter le Québec en gaz naturel par d'autres sources d'approvisionnement ont alors été examinées. Les solutions qui ont été considérées sont présentées ci-dessous.

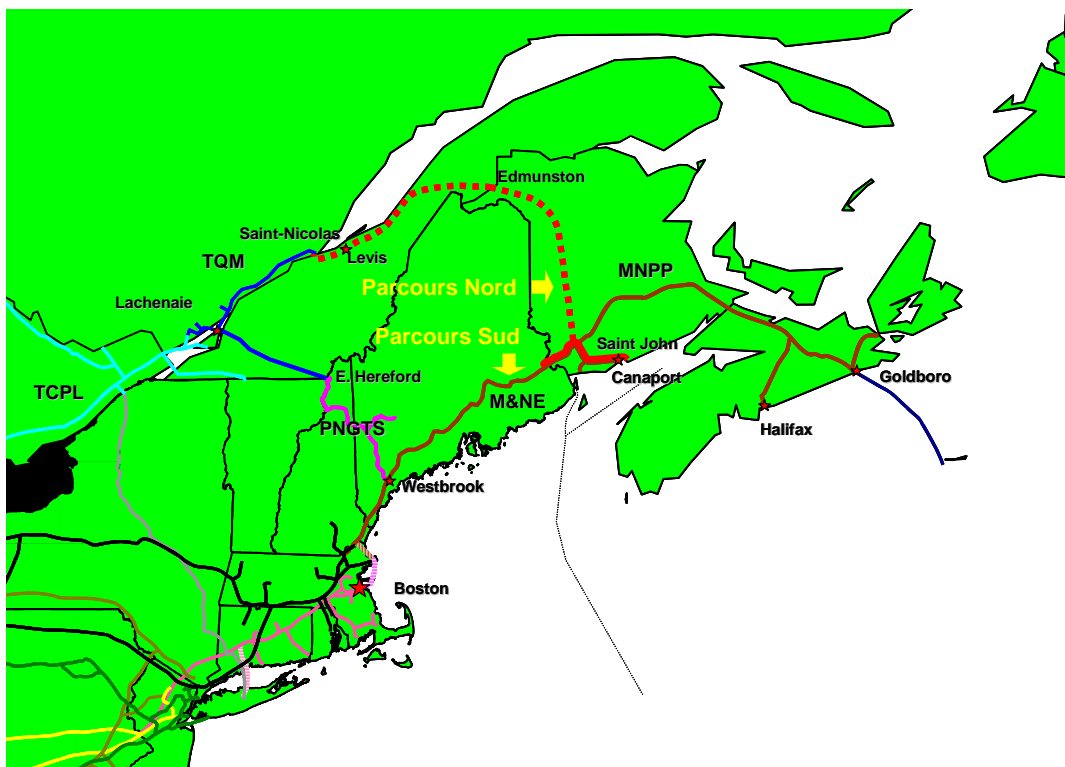
2.6.1 Gaz naturel en provenance des provinces maritimes

Une solution de rechange impliquant du gaz naturel en provenance des provinces maritimes verrait à satisfaire les besoins croissants des marchés du Québec et de l'Ontario à même les volumes de GNL importés au projet Canaport situé à Saint-Jean au Nouveau-Brunswick et parrainé par Irving Oil et Repsol YPF. Ce projet dont la mise en service était planifiée pour 2008, prévoit la construction de trois réservoirs de 160 000 m³ chacun et comporte une capacité nominale d'expédition s'élevant à 28,3 Mm³/j (1 Gpi³/j).

Tel qu'il appert de la figure 2.19, deux parcours peuvent être envisagés pour expédier le gaz provenant de ce terminal vers les marchés du Québec et de l'Ontario. Le gaz pourrait dans un premier temps transiter par les composantes canadiennes et américaines du réseau de Maritimes & North-East (M&NE) jusqu'au point de jonction au réseau Portland Natural Gas Transmission (PNGTS) situé à Westbrook au Maine, puis remonter ce réseau jusqu'aux installations de Gazoduc TQM situées à la frontière canado-américaine pour ensuite rejoindre le réseau de TransCanada via celui de Gazoduc TQM (parcours sud). Le deuxième parcours comporterait la construction d'un nouveau gazoduc entre Saint-Jean au Nouveau-Brunswick et l'extrémité est du réseau existant de Gazoduc TQM situé à Saint-Nicolas près de Québec (parcours nord). Il est manifeste que ces deux parcours font en sorte que le gaz transiterait sur des distances beaucoup plus longues que celles découlant du projet Rabaska pour atteindre les marchés ciblés. Ces distances, s'élevant respectivement à 920 et 870 km pour le premier et le deuxième parcours, sont en effet sensiblement plus longues que les 280 km séparant le terminal Rabaska des installations de Gazoduc TQM à Lachenaie.

Ni l'un ni l'autre des parcours ne pourrait être utilisé sans l'ajout d'installations additionnelles. L'usage du premier parcours (parcours sud) entraînerait en effet l'ajout de capacité sur le réseau de M&NE sur toute la distance de 475 km séparant le terminal Canaport du point de jonction au réseau PNGTS. Il serait également nécessaire d'accroître la capacité des réseaux de PNGTS et de Gazoduc TQM afin de permettre le transit, entre Westbrook et Lachenaie, de 14,2 Mm³/j (500 Mpi³/j) de gaz additionnel. Le deuxième parcours (parcours nord) comportant la construction d'un nouveau gazoduc entre Canaport et Saint-Nicolas au Québec nécessiterait la construction de nouvelles installations entre ces deux points sur une distance de quelque 640 km.

Figure 2.19 Routes possibles pour le gaz naturel provenant des provinces maritimes



Ni l'un ni l'autre de ces parcours ne paraît économiquement viable notamment en raison du fait que le gaz naturel se vend dans le *nord-est* des États-Unis à des prix plus élevés que ceux exigés dans les marchés du Québec et de l'Ontario et que les coûts de transport pour rejoindre ces marchés seraient plus élevés que dans le cas du projet Rabaska. Pour rendre les fournisseurs de gaz indifférents financièrement, il faudrait dans le cas du premier parcours que les acheteurs du Québec et de l'Ontario acceptent de payer une prime additionnelle pour acheter leur gaz à Westbrook en plus d'absorber les coûts additionnels

de transport sur les réseaux de PNGTS, Gazoduc TQM et TransCanada. Il s'ensuit que le coût du gaz livré en Ontario et au Québec via ce parcours serait plus élevé que le coût du gaz provenant du terminal Rabaska. La seule façon de rendre ce parcours économiquement viable, scénario qui ne semble pas réaliste, serait de faire en sorte que les fournisseurs du projet Canaport acceptent de vendre leur gaz aux marchés du Québec et de l'Ontario à un prix inférieur à celui qu'ils pourraient autrement obtenir des marchés du *nord-est* américain.

Les producteurs de GNL utilisant le deuxième parcours obtiendraient un rendement légèrement supérieur à celui qu'ils obtiendraient s'ils vendaient leur gaz à partir d'un nouveau terminal ou d'un terminal en expansion situé le long du golfe du Mexique en raison notamment des coûts moindres de transport terrestre et maritime entre le point de production et les marchés. Malgré ce rendement légèrement supérieur, l'usage de ce parcours ne semble pas économiquement viable. Il faudrait dans un premier temps que le coût du transport via le nouveau gazoduc entre Saint-Nicolas et Saint-Jean soit inférieur au coût de transport sur le réseau de M&NE de PNGTS et de Gazoduc TQM résultant de l'expansion des tronçons canadien et américain de ce réseau. Il faudrait en second lieu que l'écart entre ces deux coûts de transport soit suffisant pour éliminer les avantages découlant du différentiel entre les prix exigés dans le marché du *nord-est* des États-Unis et ceux des marchés du Québec et de l'Ontario, ce qui serait difficilement le cas. Il ne faut pas par ailleurs perdre de vue que l'usage de l'un ou l'autre de ces parcours demeure improbable en raison du fait que Repsol a annoncé publiquement qu'elle avait signé un protocole d'entente avec M&NE pour acheminer ses volumes de gaz sur le réseau de cette dernière.

Si dans des circonstances difficilement imaginables aujourd'hui, il était envisagé de desservir le Québec et l'est de l'Ontario à partir de telles sources, cette avenue ne serait sûrement pas optimale pour ces régions. En effet, comparativement à Rabaska, le Québec et l'est de l'Ontario seraient situés beaucoup plus loin de la source d'approvisionnement et, d'autre part, ils seraient en compétition directe avec des marchés où les prix sont historiquement plus élevés.

Il s'en suit que ni l'un ni l'autre des parcours visant à acheminer du gaz naturel en provenance du terminal Canaport pour desservir les marchés du Québec et de l'Ontario ne semble constituer une solution de rechange économiquement viable au projet Rabaska. Au niveau environnemental, l'usage du parcours *nord* engendrerait la construction de plusieurs centaines de kilomètres additionnels de canalisations comparé au projet Rabaska et l'usage du parcours sud requiert d'importants travaux de renforcement de réseau pour desservir les mêmes marchés.

2.6.2 Approvisionnement additionnel provenant du golfe du Mexique transitant via Dawn

Puisque le développement d'une nouvelle source d'approvisionnement nord-américaine pour ravitailler les marchés du Québec et de l'Ontario n'est pas prévu d'ici 2010, la seule façon de prévoir un approvisionnement additionnel en provenance de Dawn serait de faire l'hypothèse que le gaz serait acheminé à cet endroit à partir d'un nouveau terminal ou d'un terminal existant en expansion situé le long du golfe du Mexique. Cette solution ne serait viable que dans la mesure où les gazoducs américains reliant un tel terminal à Dawn⁵ étaient disposés à offrir des rabais importants sur leur droit de transport afin d'être concurrentiels à Dawn et dans les marchés du Québec et de l'Ontario situés en aval de ce point. Eu égard aux expansions majeures qui seraient requises pour transporter un tel volume de gaz jusqu'à Dawn, il est peu probable que ces gazoducs soient en mesure d'offrir de tels rabais. Il faut également tenir compte du fait que d'autres marchés américains seraient intéressés par cette nouvelle source d'approvisionnement et seraient vraisemblablement disposés à payer des droits de transport plus élevés que les marchés du Québec et de l'Ontario. Cette solution comporterait également la nécessité d'ajouter de la capacité sur le réseau de TransCanada en aval de Parkway et forcerait TransCanada à augmenter la capacité qu'elle détient sur le réseau de Union Gas entre Dawn et Parkway. Le coût de telles expansions des réseaux de Union Gas et de TransCanada dépasserait largement le coût des expansions requises sur les réseaux de TransCanada et de Gazoduc TQM pour acheminer le gaz vers les mêmes marchés en partance de Saint-Nicolas.

2.6.3 Importation directe de GNL au Québec

Pour importer du gaz sous forme de GNL, deux choix technologiques sont envisageables:

- un terminal méthanier classique comprenant un poste de déchargement situé en bordure du littoral et des installations terrestres de regazéification. Dans cette approche le GNL est donc déchargé sous forme liquide;
- des technologies dites « offshore ». En 2002, diverses technologies offshores étaient proposées, mais aucune n'avait encore été mise en œuvre, la plus avancée étant celle des méthaniers regazéifieurs.

⁵ La ville de Dawn est située au sud du Lac Érié.

Dans ce cadre, en 2002, Gaz Métro a examiné la possibilité d'employer la technologie Energy Bridge⁶ mise en service pour la première fois en 2005 aux installations de Gulf Gateway Energy Bridge dans le golfe du Mexique. Cette technologie utilise des méthaniers munis des équipements nécessaires pour la regazéification et la pressurisation du gaz à bord des navires. Les installations de déchargement sont constituées d'une bouée d'amarrage de type APL⁷ déjà en usage en mer du Nord pour des pétroliers, reliée au réseau de pipeline par une conduite sous-marine. Cette bouée est immergée sauf pendant les opérations de déchargement. Le méthanier vient s'amarrer à la bouée et y reste le temps nécessaire à la regazéification de toute sa cargaison (environ 6 jours pour 135 000 m³ de GNL). Quand le méthanier a terminé, un autre méthanier vient le remplacer. La bouée d'amarrage est située au large et pendant leur déchargement, les navires peuvent tourner autour de celle-ci en fonction des vents et des courants. Il doit donc y avoir un espace libre de profondeur suffisante (30 à 100 m) d'environ 500 m autour de la bouée et les conditions de glace, de vent et de courant doivent être telles que la fiabilité des opérations y soit constamment assurée. Comme il n'y a pas de réservoir de GNL sur le littoral, il est nécessaire d'installer deux postes de déchargement (donc deux bouées ayant chacune leur raccordement au réseau de gazoduc) pour pouvoir fournir du gaz naturel au réseau de façon continue. Il est également nécessaire, pour une même capacité annuelle de livraison au réseau, d'augmenter le nombre de méthaniers, puisque le temps d'escale étant multiplié par six, chaque navire fait moins de voyages par an.

Gaz Métro a fait faire des études sur les glaces à des sites suffisamment dégagés (donc situés dans une zone où le fleuve est suffisamment large) pour se prêter à cette technologie. Il s'agissait des sites de l'île Verte, de Gros Cacouna et d'un site situé près de Pointe-aux-Orignaux. Toutefois, l'évaluation de la technologie Energy Bridge a montré qu'elle ne convenait pas à une implantation dans le fleuve Saint-Laurent, autant pour des raisons techniques qu'économiques (fiabilité non démontrée en présence de glaces, et performance économique incertaine dans ce contexte). Gaz Métro s'est orienté à compter de l'été 2002, vers une approche plus traditionnelle comprenant un terminal méthanier muni d'un poste de déchargement relié à la rive par une jetée ainsi que des réservoirs tampon et des installations de regazéification en terre ferme.

2.7 CONSÉQUENCES DE LA NON-RÉALISATION DU PROJET

⁶ « Energy Bridge » est une marque de commerce de Exceletrate Energy.

⁷ « APL » est une marque de commerce.

À cause de l'augmentation du prix du gaz au cours des dernières années, GazMétro a assisté à l'érosion d'une partie de sa clientèle, notamment au niveau de ses clients industriels qui ont converti leurs chaudières vers des combustibles liquides dont le prix est inférieur au prix du gaz. Comme cela a été démontré dans les sections précédentes, cette érosion risque de continuer en l'absence d'une nouvelle source d'approvisionnement en gaz naturel à un prix concurrentiel. Un tel scénario entraînera des émissions accrues de contaminants atmosphériques (SO₂, NO_x, particules, etc.) et de gaz à effet de serre liés à l'utilisation de combustibles fossiles plus polluants (principalement huiles lourdes ou charbon).

Si le projet Rabaska n'est pas réalisé, le Québec et l'est de l'Ontario demeureront captifs d'une source unique et éloignée d'approvisionnement en gaz et devront de ce fait payer des prix plus élevés pour un approvisionnement dont la fiabilité serait moindre que si le projet était réalisé. Cette situation affectera la compétitivité de leurs économies et les coûts de chauffage pour une partie des consommateurs. Les résidents du Québec et particulièrement ceux de la région où est situé le projet perdraient par ailleurs les bénéfices économiques résultant d'investissements majeurs dans leur économie.

2.8 LOCALISATION DU PROJET

Localisé à proximité de la région métropolitaine de Québec, le terminal projeté est situé à l'extrémité est de l'arrondissement Desjardins, dans la Ville de Lévis. Le terminal sera relié par un gazoduc au réseau de transport de gaz naturel existant à Saint-Nicolas à l'extrémité ouest de la Ville de Lévis. Le gazoduc décrira donc un crochet pour contourner par le sud les secteurs urbains de Lévis.

La figure 2.20 précise le secteur d'implantation du projet.

2.9 APERÇU DU PROJET

Le projet comprend le terminal méthanier et le gazoduc.

Les principales composantes du terminal sont les suivantes (elles sont décrites plus en détail au tome 3) :

- les installations maritimes de déchargement des navires constituées d'une jetée capable de recevoir des méthaniers dont la capacité varie entre 65 000 m³ et 160 000 m³, de bras de déchargement, de pompes et toutes les infrastructures accessoires pour décharger le GNL du navire;

- les canalisations cryogéniques pour acheminer le GNL de la jetée aux installations terrestres;
- deux réservoirs de GNL d'une capacité de 160 000 m³ chacun;
- les installations de vaporisation, de mesurage et d'injection dans le gazoduc d'une capacité de 500 Mpi³/j (14,2 Mm³/j).

La figure 2.14 présente schématiquement les principales composantes du projet.

Le gazoduc qui transportera le gaz naturel regazéifié du terminal jusqu'au gazoduc existant de Gazoduc TQM à Saint-Nicolas, aura une longueur d'environ 42 km, un diamètre de 610 mm et fonctionnera à une pression maximale d'exploitation de 9 930 kPa (voir tome 4).

L'approvisionnement en GNL proviendra d'usines de liquéfaction situées dans des pays producteurs du bassin de l'Atlantique (ex : Algérie, Nigéria, Norvège, Égypte, etc.).

Le GNL sera livré au terminal par des méthaniers de type réservoir à membrane ou réservoirs sphériques d'une capacité maximale de 160 000 m³. Il y aura environ 60 livraisons par année.

2.10 CALENDRIER DE RÉALISATION

Tel que mentionné à la section 1.4, les démarches d'autorisation ont été entreprises au printemps 2004, avec le dépôt des avis de projet et informations complémentaires auprès des autorités concernées (MDDEP, ACÉE, ONÉ). En réponse à ces démarches, le MDDEP a émis, en mai 2004, sa directive pour la réalisation de l'étude d'impact (annexe B). L'ACÉE a également émis des directives. La version finale de celles-ci a été reçue le 8 avril 2005 (annexe C). Si les autorisations gouvernementales sont obtenues comme prévu au 4^{ième} trimestre de 2006, les travaux de construction pourront commencer au 1^{er} trimestre de 2007 et la mise en service commerciale aura alors lieu à l'été 2010. La figure 2.21 illustre le calendrier prévu de réalisation.

La construction du terminal nécessitera donc une période d'un peu plus de trois ans. La construction des réservoirs de GNL nécessitera à elle seule trois années complètes, alors que la construction des autres installations et infrastructures s'effectuera selon un échéancier permettant une fin de travaux qui coïncide avec la mise en service des réservoirs de GNL. Ainsi, les travaux sur la jetée commenceront dès le printemps 2007, alors que les travaux sur le gazoduc ne débiteront qu'à l'automne 2008.

CHAPITRE 3

Cadre réglementaire

3. CADRE RÉGLEMENTAIRE

L'implantation du projet est assujettie à l'obligation d'obtenir l'autorisation de certaines instances gouvernementales tant au niveau de la législation fédérale que de la législation provinciale. L'évaluation des impacts environnementaux du projet constitue dans la plupart des cas une condition préalable à l'exercice du pouvoir d'approbation de ces instances gouvernementales. Eu égard aux caractéristiques du projet, l'évaluation environnementale de ses impacts doit tenir compte des exigences de la *Loi sur la qualité de l'environnement* du Québec (L.R.Q., c. Q-2), de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (L.C. (1992), c. 37) ainsi que de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (L.R.C. (1985), c. N-7). Il est prévu que les processus découlant de l'application de ces lois seront harmonisés dans le cadre de *l'Entente de collaboration Canada-Québec en matière d'évaluation environnementale*, conclue au printemps 2004. Rabaska a de plus soumis le projet au *Processus d'examen technique des terminaux maritimes et des sites de transbordement* mieux connu sous l'acronyme TERMPOL et administré par Transports Canada en collaboration avec Pêches et Océans Canada.

3.1 AUTORISATIONS FÉDÉRALES

Les principales autorisations requises au niveau de la législation fédérale sont :

- l'approbation en vertu de la partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*;
- la délivrance d'une licence ou d'un permis en vertu de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, autorisant l'importation de GNL au Canada;
- l'autorisation du ministre des Pêches et des Océans en vertu du paragraphe 35(2) de la *Loi sur les Pêches* (L.R.C. (1985), c. F-14) à l'égard des composantes du projet ayant un impact sur l'habitat du poisson;
- l'approbation du ministre des Transports en vertu du paragraphe 5(1) de la *Loi sur la protection des eaux navigables* (L.R.C. (1985), c. N-22) autorisant la construction d'ouvrages dans les eaux navigables.

3.2 AUTORISATIONS PROVINCIALES

Les principales autorisations découlant de la législation provinciale sont :

- l'approbation du gouvernement en vertu de l'article 31(5) de la *Loi sur la qualité de l'environnement*;

- le certificat d'autorisation du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*;
- l'autorisation du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs en vertu de l'article 32 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* à l'égard de l'alimentation en eau et de la gestion des eaux usées sur le site du terminal;
- l'autorisation de la Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTA) en vertu de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles* (L.R.Q., c. P-41) :
 - a) pour l'exclusion de la zone agricole permanente de la partie du site située au sud de la route 132;
 - b) pour permettre l'usage de l'emprise du gazoduc à des fins autres qu'agricoles;
- l'autorisation du ministre des Ressources naturelles et de la Faune en vertu de l'article 128(7) de la *Loi sur la conservation et la mise en valeur de la Faune* (L.R.Q., c. C-61(1)) à l'égard des composantes du projet ayant pour effet de modifier un habitat faunique.

3.3 RÉGLEMENTATION MUNICIPALE

Si l'on exclut les permis de construction requis pour commencer à exécuter les travaux de construction du terminal et de ses diverses composantes, la réalisation du projet n'a pas à faire l'objet d'une autorisation en vertu de la réglementation municipale. Le projet doit toutefois être conforme à cette réglementation incluant plus particulièrement les règles de zonage applicable au site retenu pour la réalisation du projet. La délivrance selon le cas d'un certificat de conformité ou de non-contravention à cette réglementation, constitue une condition préalable au dépôt d'une demande devant la CPTAQ et à l'approbation du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs en vertu l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

3.4 AUTRES AUTORISATIONS

D'autres autorisations accessoires ou complémentaires seront également requises. Rabaska devra par exemple dans le cadre de la construction de la jetée, s'assurer de l'octroi par le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs et le ministre des Ressources naturelles et de la Faune, d'un bail autorisant l'occupation du lit du fleuve Saint-Laurent conformément à l'article 2 de la *Loi sur le régime des eaux* (L.R.Q., c. R-13). L'approbation de l'Office national de l'énergie pour le croisement d'installations de services publics conformément à l'article 108 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* sera également nécessaire. Certaines autres autorisations pourraient s'avérer nécessaires durant la phase de construction. Rabaska devra par exemple suivre la procédure décrite

dans la *Loi sur les biens culturels* (L.R.Q., c. B-4), dans le cas de découvertes archéologiques ou si le projet devait impliquer la restauration, la rénovation, la modification ou le déplacement d'un bien culturel classé.

Choix de la zone d'implantation du projet

4. CHOIX DE LA ZONE D'IMPLANTATION DU PROJET

4.1 CRITÈRES DE CHOIX DE SITE POUR UN TERMINAL MÉTHANIER

Pour qu'un site permette l'implantation d'un terminal de GNL qui soit sécuritaire, qui ait des impacts réduits sur l'environnement et qui soit économiquement viable, il doit répondre à une série de critères qui reflètent les facteurs suivants :

4.1.1 Accès maritime adéquat pour les méthaniers

Les caractéristiques maritimes du lieu d'implantation des installations de déchargement sont un facteur fondamental du choix de site pour un terminal de GNL. Les méthaniers doivent en effet pouvoir accéder aux installations toute l'année. Ils doivent être en mesure, dans des conditions assurant la sécurité des équipements, des équipages et du public, de parvenir jusqu'au terminal, d'y décharger leurs cargaisons et de repartir, et cela avec la plus grande régularité et le minimum de risques de retard dû aux conditions météorologiques (vents, vagues, glaces). En effet, la capacité d'assurer de façon ininterrompue l'approvisionnement en gaz naturel des clients de Rabaska est un facteur clé du succès du projet. De plus en raison de l'importance des investissements dans les chaînes de GNL, et particulièrement des coûts élevés des usines de liquéfaction, les contrats d'achat-vente de GNL sont généralement des contrats à long terme comprenant des clauses obligeant les acheteurs à payer la cargaison même s'ils n'en prennent pas livraison à la date prévue.

Pour que les méthaniers puissent desservir le terminal de manière régulière et sécuritaire, il faut notamment que les voies maritimes qui y mènent présentent des chenaux et des zones de manoeuvre, de largeur et de profondeur adéquates. Il faut de plus qu'il y ait une distance suffisante entre l'axe du chenal et le poste d'amarrage. Ces critères sont notamment établis d'après les stipulations du document TERMPOL TP743 F et de ses annexes, en tenant compte des caractéristiques spécifiques des méthaniers qui seront utilisés. L'analyse intègre aussi les recommandations du document d'information No 14 de SIGTTO (*Site Selection and Design for LNG Ports and Jetties*).

Les dimensions maximales des méthaniers retenues pour les fins de ces études de site sont les suivantes :

- longueur hors tout : 300 m;
- largeur : 50 m;
- tirant d'eau : 11,8 m.

La largeur du chenal doit ainsi être de 350 m ou plus (pour une utilisation en double sens), la profondeur de la zone de manœuvre doit être d'au moins 13,57 m et doit pouvoir contenir un cercle de 750 m de diamètre et la distance entre l'axe de la circulation maritime et le poste d'amarrage doit être d'au moins 300 m.

Pour que les méthaniers puissent assurer une desserte régulière il faut également que les conditions défavorables de vent, de vagues et de visibilité soient rares. En effet, pour des raisons de sécurité, les méthaniers ne peuvent accoster, décharger et repartir que si les vents et les vagues sont en deçà de certaines conditions limites. Les critères généralement adoptés pour les terminaux du bassin de l'Atlantique Nord (Bonny Island au Nigéria, Point Fortin à Trinité-et-Tobago, Lake Charles, Cove Point, Elba Island et Everett aux USA, Zeebrugge en Belgique, Montoir-de-Bretagne en France, Huelva en Espagne – Source : SIGTTO) sont présentés au tableau 4.1.

Tableau 4.1 Critères généralement adoptés pour les opérations des méthaniers aux terminaux du bassin de l'Atlantique Nord

Activité	Vitesse maximale du vent (nœuds)	Vagues		Visibilité minimale (milles nautiques)
		Hauteur maximale (m)	Période maximale (s)	
Accostage	25	1,5	9	1,0
Déchargement*	35	1,5	9	N/A
Bras de transfert**	40	1,5	9	N/A
Appareillage en situation normale	25	1,5	9	1,0

* Le déchargement est interrompu si le vent dépasse la vitesse indiquée et repris si elle retombe en dessous.

** Les bras de transfert de GNL sont débranchés si le vent dépasse la vitesse indiquée.

Enfin, les conditions de glace ne doivent pas gêner les manoeuvres d'approche, d'accostage et d'appareillage des méthaniers. En particulier, il est important au point de vue sécurité que les glaces ne risquent pas de rendre impossible un départ d'urgence en cas d'incident au cours du déchargement. Cependant, il n'existe pas actuellement de critère préétabli quant aux conditions de glace acceptables, car aucun terminal méthanier dans le monde n'est exploité dans des conditions de glace comparables à celles qui règnent dans le Saint-Laurent. Ces critères (épaisseur de la glace, caractère fragmenté ou continu, risque de mouvement soudain, pression maximale exercée, etc.) doivent être examinés au cas par cas, en tenant compte des caractéristiques des méthaniers, de celles des installations de déchargement et de la disponibilité des brise-glaces et remorqueurs.

Le Port de Québec n'exige pas que les navires qu'il accueille en hiver soient conçus ou modifiés pour la navigation dans les glaces. Les méthaniers qui desserviront le projet Rabaska seront construits ou modifiés pour la navigation par temps froid et en présence de glace. Ils n'auront cependant pas toutes les caractéristiques exigées des navires brise-glaces puisqu'ils seront conçus pour naviguer dans des eaux où les brise-glaces de la Garde Côtière sont utilisés pour assurer la régularité du trafic maritime.

En pratique, pour les fins du choix de site, on a considéré qu'il convenait de choisir un lieu où on n'observait pratiquement jamais d'accumulation de glace consolidée de plus de un mètre d'épaisseur, particulièrement si elle était susceptible d'être poussée vers la rive par le vent ou les courants. En effet, l'accumulation de glace pourrait alors exercer de fortes pressions sur le poste d'amarrage empêchant ainsi son déglacage avant l'accostage du méthanier, ou bien sur le méthanier amarré, empêchant ainsi son appareillage. Rabaska a également cherché à minimiser la fréquence de situations dans lesquelles le couvert de glace a plus de 30 cm d'épaisseur et couvre plus de 90 % de la surface du plan d'eau (Roche, 2004a).

En aval de Québec, dans les secteurs dont la largeur ne dépasse pas quelques kilomètres, les courants combinés avec les variations de niveau dues à la marée ont pour effet de fracturer, mobiliser et transporter la glace, de sorte qu'il ne se forme généralement pas d'accumulation étendue de glace consolidée de forte épaisseur, sauf dans des sites abrités du courant. Dans les zones plus larges (plus éloignées de Québec à l'est de l'Île d'Orléans), les vents peuvent engendrer des accumulations importantes de glace de plus de un mètre d'épaisseur. Ces accumulations se forment surtout le long de la rive sud qui est sous les vents dominants, alors que de larges segments de la rive nord restent dégagés. Du point de vue glaciologique, les sites potentiels situés dans la partie étroite de l'estuaire et ceux qui se trouvent le long de la rive nord sont donc généralement plus favorables que ceux qui sont situés plus à l'est, le long de la rive sud. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle le chenal principal longe la rive nord et pour laquelle il n'existe pas sur la rive sud du fleuve de poste d'amarrage exposé aux glaces et destiné à être exploité en hiver. C'est aussi une des raisons pour lesquelles le port de Québec est devenu un port industriel de première importance, été comme hiver.

Les caractéristiques de la voie maritime en amont de Québec et les règles de navigation qui s'y appliquent ont amené les partenaires du projet Rabaska à exclure les sites situés à l'ouest de cette ville.

Seules les zones où des profondeurs suffisantes (tirant d'eau du navire, plus dégagement nécessaire sous la quille, soit environ 13,5 m au total) se trouvent à proximité de la rive,

conviennent bien à l'installation d'un terminal de GNL. En effet celles qui comprennent de vastes étendues de profondeur insuffisante exigeraient soit de construire une très longue jetée, soit de draguer une superficie importante. Il en résulterait des impacts environnementaux plus importants et des coûts plus élevés. L'examen des cartes bathymétriques montre que ce facteur élimine une grande partie du littoral de la rive sud du Saint-Laurent entre Québec et la région de l'Île Verte, n'y laissant que quelques secteurs particuliers.

4.1.2 Présence d'un emplacement favorable à l'implantation des réservoirs de GNL et des équipements de regazéification

Les réservoirs de GNL et les équipements de regazéification doivent être situés à proximité⁸ de la jetée à laquelle ils sont reliés par des conduites cryogéniques. Le site doit permettre de localiser les réservoirs à une distance suffisante des zones habitées pour assurer la sécurité du public. Il ne doit pas, dans la mesure du possible, comporter d'écosystèmes ou autres composantes environnementales particulièrement valorisées. Il est souhaitable qu'il soit voué au développement industriel et que le zonage reflète cette vocation.

Une topographie plane, des sols de capacité portante suffisante et une sismicité relativement faible sont aussi des atouts puisque ces facteurs contribuent à réduire les coûts d'implantation.

4.1.3 Proximité des marchés et du réseau de gazoducs de transport

La proximité du réseau de transport de gaz existant permet de réduire le coût et la longueur du gazoduc de raccordement ainsi que ses impacts environnementaux. Comme indiqué au chapitre 2 (tome 2, volume 1), le projet Rabaska vise les marchés du Québec et de l'Ontario et les sources d'approvisionnement en GNL qui pourraient l'alimenter sont situées dans le bassin de l'Atlantique⁹. Le réseau actuel de conduites de transport de gaz naturel au Québec et en Ontario est montré à la figure 2.17. Il est essentiellement constitué du gazoduc de TransCanada qui s'étend de l'Alberta jusqu'à la limite *ouest* du Québec et du réseau de Gazoduc TQM qui le prolonge du poste de Boisbriand à l'*ouest* de Montréal jusqu'à Saint-Nicolas, sur la rive sud du Saint-Laurent, un peu à l'*ouest* de Québec. L'estuaire du Saint-Laurent constitue donc une zone privilégiée pour l'implantation d'un

⁸ En général, la distance maximale souhaitable entre le poste de déchargement et les réservoirs est de l'ordre de 2,5 km.

⁹ Incluant la Méditerranée.

terminal puisqu'il est proche de l'extrémité est du réseau de transport actuel, tout en étant accessible aux méthaniers.

Plus le site du terminal est éloigné de Québec vers l'est, plus le gazoduc de raccordement au réseau de transport doit être long. Les coûts et les impacts sur l'environnement de cette conduite dépendent de sa longueur et de la sensibilité des milieux traversés. Les sites potentiels situés à l'est de l'Île Verte sur la rive sud ont ainsi été exclus dès le départ en raison de la distance excessive qui les sépare de Saint-Nicolas.

En résumé, Rabaska a recherché un site favorable à la construction d'une jetée, de réservoirs de GNL et des équipements de regazéification, aux plans de la fiabilité du transport maritime, du zonage, de l'environnement et des coûts et ce tout en s'assurant de la sécurité du public.

4.2 IDENTIFICATION DES ZONES D'IMPLANTATION POTENTIELLES POUR UN TERMINAL MÉTHANIER

Les études réalisées par le gouvernement du Québec dans les années 1970 faisaient ressortir 15 sites qui avaient un certain potentiel pour l'implantation d'un terminal méthanier au Québec, tous étant situés à l'est de Québec, sur le Saint-Laurent.

Sept de ces sites étaient situés sur la rive nord du fleuve, soit Sept-Îles, Baie-Comeau, Les Escoumins, Cap de la Tête au Chien, Saint-Siméon, Port-au-Saumon et Saint-Irénée.

Les huit autres sites étaient situés sur la rive sud, soit Matane, Rimouski, Île Verte, Gros Cacouna, Grande Île, Pointe-aux-Orignaux, Montmagny et Pointe de la Martinière.

Parmi ces sites, aucun de ceux qui sont situés sur la rive nord n'a été jugé acceptable. En effet, quoique cette rive offre des conditions de navigation acceptables tout au long de l'année, les conditions géologiques et topographiques difficiles ne se prêtent pas à l'implantation de la partie terrestre du terminal sur cette rive. De plus, à aucun endroit on n'y trouve un zonage compatible avec une telle implantation et la construction d'un gazoduc s'y heurterait à de nombreux obstacles (affleurements rocheux importants, topographie, zonage).

Pour ce qui est des sites de la rive sud identifiés antérieurement, ceux de Matane et Rimouski ont été éliminés en raison de leur éloignement du réseau de gazoduc existant.

Île Verte, Grande Île et Montmagny ont aussi été éliminés car notamment ils ont aujourd'hui des vocations qui ne se prêtent plus à l'implantation d'un terminal méthanier.

Le port existant de Grande Anse dans le Saguenay a aussi été examiné. Cet endroit offre de bonnes conditions pour l'implantation d'une jetée avec une profondeur d'eau suffisante près du rivage. De plus, le zonage est compatible avec une implantation industrialo-portuaire. Toutefois, en raison de son éloignement du réseau de Gazoduc TQM ainsi que des conditions géologiques et topographiques difficiles, ce site n'était pas viable au point de vue économique.

En résumé, le bilan des études antérieures, les reconnaissances sur le terrain, l'analyse des cartes bathymétriques, topographiques et d'utilisation du sol ainsi que les études de glace (Croteau 2003), ont permis d'identifier les sites potentiels suivants (figure 4.1) :

- Gros Cacouna, à environ 10 km au *nord* de Rivière-du-Loup, à 220 km au *nord-est* de la ville de Québec. Le terminal y aurait été situé à proximité immédiate du port commercial existant, mais en dehors de la zone protégée par les jetées parce que la profondeur y est insuffisante;
- Pointe Saint-Denis, à environ 3 km à l'*est* du village de Pointe-aux-Orignaux, dans la municipalité de Rivière-Ouelle à environ 100 km au *nord-est* de la ville de Québec;
- Pointe de Saint-Vallier, à environ 35 km au *nord-est* de la ville de Québec;
- le secteur de Ville-Guay à environ 11 km à l'*est* de la ville de Québec (quai des Croisières). Les meilleurs sites dans ce secteur sont situés autour de la limite *est* de la municipalité de Lévis, un peu en amont de la traversée du Saint-Laurent par les lignes à 735 kV d'Hydro-Québec.

4.3 CONSULTATION DES AUTORITÉS LOCALES, ANALYSE PRÉLIMINAIRE DU ZONAGE ET DE LA PROPRIÉTÉ DES TERRES

À l'automne 2003, les partenaires du projet Rabaska ont consulté les autorités des municipalités et MRC de chacun des sites potentiels ainsi identifiés et ont fait une analyse préliminaire de la propriété des terrains et de leur zonage.

Des rencontres avec les autorités des sites de Gros Cacouna, Pointe-aux-Orignaux, Pointe de Saint-Vallier et Ville-Guay ont ainsi été organisées. Le but était d'avoir, très tôt dans le processus, leurs opinions préliminaires concernant l'implantation d'un terminal méthanier sur leur territoire.

Dos de figure

Les autorités de Gros Cacouna étaient favorables au projet. Quelques-unes des personnes rencontrées avaient d'ailleurs déjà donné leur appui au projet pilote de l'Arctique vers 1980.

Les autorités de Rivière-Ouelle / Pointe-aux-Orignaux / Pointe Saint-Denis étaient plutôt neutres. Elles voyaient des avantages à la venue du projet mais prévoyaient que certains résidents s'y opposeraient, notamment les pêcheurs commerciaux.

Les autorités de la Pointe de Saint-Vallier, tout en reconnaissant le bien-fondé d'une consultation précoce, ont indiqué que le site envisagé était une zone protégée. En effet, un sanctuaire d'oiseaux y était notamment répertorié. De plus, la profondeur de l'eau n'était pas adéquate, le recours au dragage aurait donc été nécessaire. Ce site a alors été éliminé de la suite des études. Toutefois, lors d'une rencontre, avec les autorités de la MRC de Desjardins dans laquelle est situé le site de Pointe de Saint-Vallier, la possibilité d'examiner un site localisé dans le secteur *ouest* de Beaumont a été soulevée.

Les autorités de Lévis voyaient le projet de façon positive, tout en étant sensibles au fait que des groupes environnementaux et des résidents seraient préoccupés par le projet.

En résumé, à la suite de cette série de rencontres, les sites de Gros Cacouna et de Lévis/Beaumont sont clairement ressortis comme les plus prometteurs. Le site de Pointe Saint-Denis près de Pointe-aux-Orignaux apparaissait aussi comme un choix possible. Le site de la Pointe Saint-Vallier n'a pas été retenu pour la suite des études.

4.4 ÉTUDES DE PRÉFAISABILITÉ

À la fin de 2003 et au début de 2004, des études comparatives de ces trois sites ont été effectuées. Ces études ont porté sur la jetée (Roche, 2004a) et le terminal.

Les facteurs techniques, économiques et environnementaux ont été pris en considération dans le cadre de l'analyse comparative. Les résultats obtenus sont récapitulés dans les tableaux 4.2 et 4.3.

On constate que le site de Lévis est le plus favorable des trois sites étudiés, suivi de celui de Gros Cacouna, alors que le site de Pointe Saint-Denis ne mérite pas d'être retenu pour une comparaison plus approfondie notamment en raison de sa bathymétrie défavorable. Il faut en effet s'éloigner d'environ 3 km de la rive pour atteindre une profondeur de 15 m. Il serait donc nécessaire de construire une jetée très longue, ce qui augmente les impacts potentiels sur l'environnement, ainsi que les coûts.

Tableau 4.2 Principaux avantages ou inconvénients techniques et économiques des sites de Lévis / Beaumont, Pointe Saint-Denis et Gros Cacouna

		Lévis/Beaumont	Pointe Saint-Denis	Gros Cacouna
Physiographie	Topographie, géotechnique	<ul style="list-style-type: none"> plateau en retrait d'une <i>falaise de 50 à 70 m.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> relief plat; conditions géotechniques difficiles. 	<ul style="list-style-type: none"> pas de difficulté particulière.
	Bathymétrie	<ul style="list-style-type: none"> profondeur de 15 m à environ 300 m de la rive. 	<ul style="list-style-type: none"> <i>profondeur de 15 m à environ 3 km de la rive.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> profondeur de 15 m à environ 200 m de la rive.
Conditions de navigation et d'amarrage (section 4.1.2)	Voie navigable	<ul style="list-style-type: none"> le chenal du Nord et les approches répondent aux critères TERMPOLE et SIGTTO applicables. 	<ul style="list-style-type: none"> répond aux critères TERMPOLE. 	<ul style="list-style-type: none"> site éloigné du chenal; approche sans difficulté; pas de zone d'attente abritée des vents.
	Conditions de vent	<ul style="list-style-type: none"> site situé dans une zone portuaire abritée : <u>meilleures conditions.</u> 	<ul style="list-style-type: none"> moins bonnes conditions qu'à Lévis. 	<ul style="list-style-type: none"> <i>exposition aux vents du nord-ouest, souvent forts en hiver (risque de délais).</i>
	Conditions de vagues	<ul style="list-style-type: none"> <u>meilleures conditions.</u> 	<ul style="list-style-type: none"> conditions inconnues. 	<ul style="list-style-type: none"> <i>conditions moins favorables.</i>
	Glace	<ul style="list-style-type: none"> navigation abritée par la rive nord durant tout le trajet; dynamique des glaces évitant leur accumulation autour du poste d'amarrage; proximité des brise-glaces; <u>meilleures conditions.</u> 	<ul style="list-style-type: none"> conditions peu connues et probabilité plus grande de problèmes. La jetée modifiera substantiellement les conditions de glace. 	<ul style="list-style-type: none"> conditions de glace sous pression due aux vents jamais expérimentées pour un poste d'amarrage exposé. Pas de garantie d'assistance de brise glace dont les bases sont éloignées; <i>risques plus élevés de délais induits par les conditions de glace;</i> <i>risque d'impossibilité de départ d'urgence.</i>
	Visibilité requise pour l'accostage et l'appareillage	<ul style="list-style-type: none"> faible fréquence de conditions de visibilité réduite. 	<ul style="list-style-type: none"> fréquence intermédiaire de conditions de visibilité réduite. 	<ul style="list-style-type: none"> fréquence plus élevée de conditions de visibilité réduite.
	Connaissance des conditions de navigation	<ul style="list-style-type: none"> <u>les pilotes ont une bonne connaissance des conditions de navigation.</u> 	<ul style="list-style-type: none"> conditions inconnues des pilotes. 	<ul style="list-style-type: none"> <i>les pilotes ont soulevé des réserves quant aux conditions de navigation par forts vents du nord.</i>
Séismicité	<ul style="list-style-type: none"> <u>conditions sismiques acceptables.</u> 	<ul style="list-style-type: none"> <i>conditions sismiques sévères.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> conditions sismiques intermédiaires. 	
Coûts		+	++	+

Les avantages significatifs sont montrés en caractères gras, soulignés, verts.

Les désavantages significatifs sont indiqués en italique rouge.

Tableau 4.3 Principaux avantages ou inconvénients environnementaux des sites de Lévis/Beaumont, Pointe Saint-Denis et Gros Cacouna

		Lévis/Beaumont	Pointe-Saint-Denis	Gros Cacouna
Milieu biologique	Végétation riparienne	<ul style="list-style-type: none"> <u>peu développée.</u> 	<ul style="list-style-type: none"> présence de marais de qualité à proximité. 	<ul style="list-style-type: none"> présence de marais de qualité à proximité.
	Poisson	<ul style="list-style-type: none"> pas de problématique particulière par rapport au projet. 	<ul style="list-style-type: none"> <i>la rivière Ouelle est la seule rivière à saumon de la rive sud de l'estuaire moyen.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> pas de problématique particulière par rapport au projet.
	Mammifères marins	<ul style="list-style-type: none"> <u>pas d'usage.</u> 	<ul style="list-style-type: none"> <i>secteurs utilisés intensivement par des Bélugas à moins de 2 km.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> <i>secteurs utilisés intensivement par des Bélugas et le phoque à moins de 2 km.</i>
	Oiseaux	<ul style="list-style-type: none"> plus proche concentration d'oiseaux aquatiques à 6 km; aire de repos en période de migration à moins de 2 km. 	<ul style="list-style-type: none"> oiseaux aquatiques vulnérables à proximité et colonie d'oiseaux à 9 km en aval. 	<ul style="list-style-type: none"> <i>faune avienne exceptionnellement riche à proximité du site et aire de nidification du guillemot noir dans la falaise au nord-ouest du site.</i>
Milieu humain	Zonage	<ul style="list-style-type: none"> <u>zone industrialo-portuaire;</u> <u>zone agro-industriel.</u> 	<ul style="list-style-type: none"> <i>pas de zonage industriel.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> en zone industriel léger; modification du zonage requise.
	Paysage	<ul style="list-style-type: none"> <i>fortement valorisé par la population locale mais perturbé par les lignes électriques.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> paysage non perturbé. 	<ul style="list-style-type: none"> <u>paysage déjà perturbé par les activités industrialo-portuaires.</u>
	Retombées socio-économiques	<ul style="list-style-type: none"> retombées économiques régionales considérables. 	<ul style="list-style-type: none"> retombées économiques régionales considérables. 	<ul style="list-style-type: none"> retombées économiques régionales considérables.
	Acceptabilité sociale	<ul style="list-style-type: none"> <i>opposition prévisible, population partagée.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> peu de population dans le secteur. 	<ul style="list-style-type: none"> <u>population locale potentiellement réceptive au projet.</u>

Les avantages significatifs sont montrés en caractères gras, soulignés en vert.

Les désavantages significatifs sont indiqués en italique en rouge.

De plus, à Pointe Saint-Denis, les conditions de glace sont moins bonnes qu'à Lévis, l'environnement physique est plus sensible (risques possibles d'érosion du littoral, forte épaisseur probable des dépôts meubles surmontant le roc dans la zone intertidale, forte sismicité) et le milieu biologique est plus riche et plus sensible qu'à Lévis (marais, concentration saisonnière d'oiseaux migrateurs et de mammifères marins à proximité). Enfin, il n'y a pas d'affectation industrielle ou portuaire de prévue au plan de zonage.

Les sites de Lévis/Beaumont et de Gros Cacouna ont alors fait l'objet d'une comparaison plus approfondie qui est discutée dans la section suivante.

4.5 COMPARAISON DÉTAILLÉE DES SITES DE LÉVIS/BEAUMONT ET DE GROS CACOUNA

4.5.1 Navigation

Comme le montre le tableau 4.4, la largeur du chenal, la profondeur et les dimensions de la zone de manœuvre, la distance entre l'axe du chenal et le point de déchargement répondent aux critères applicables, tant à Lévis/Beaumont qu'à Gros Cacouna.

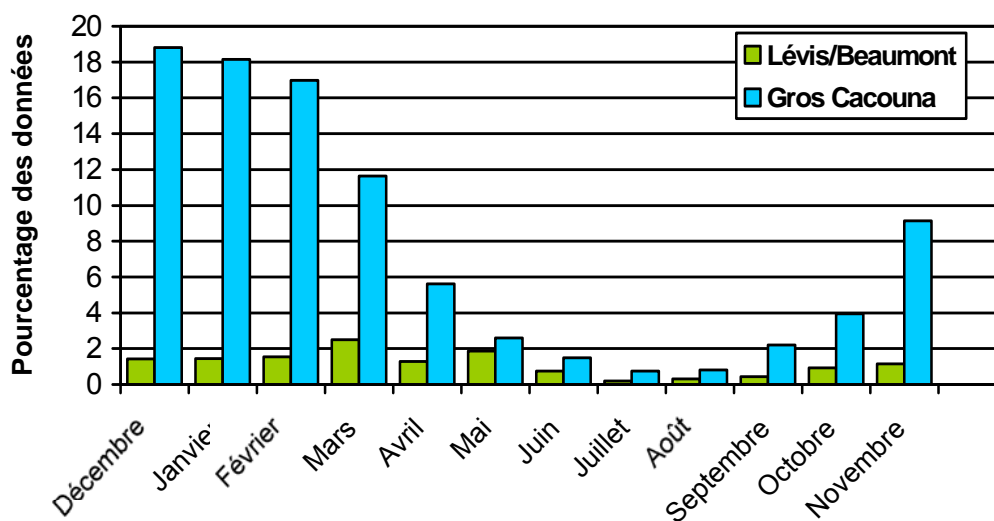
Tableau 4.4 Caractéristiques du chenal et de la zone de manœuvre à Gros Cacouna et à Lévis

	Guide TERMPOL TP743, annexe 3	Gros Cacouna	Lévis
Profondeur dans la zone de manœuvre	13,57 m	15 m	15 m
Largeur du Chenal d'accès	350 m (en double sens)	Très grande, à déterminer et baliser	300 m (en sens unique pour le méthanier)
Dimensions de la zone de manœuvre	Cercle de 750 m de diamètre	Très grande	Rectangle de 850 m minimum de large et longueur très grande
Distance de l'axe de circulation maritime	300 m	Très grande pour le chenal du Nord	425 m

Une étude comparative des conditions météorologiques (vents, visibilité, glaces) et de leurs incidences sur la navigation à Lévis/Beaumont et à Gros Cacouna a été réalisée (Roche, 2004b). Les critères retenus dans cette étude sont ceux mentionnés à la section 4.1.

Les principales conclusions sont les suivantes :

- les fréquences de vents forts (plus de 25 nœuds (46,3 km/h) et plus de 35 nœuds (64,8 km/h)) sont nettement plus élevées à Gros Cacouna qu'à Lévis/Beaumont, principalement en hiver pendant la période de plus forte demande en gaz naturel (figure 4.2). Il en résulte que la probabilité qu'un méthanier doive attendre que les vents se calment pour accoster ou appareiller, ou qu'il doive interrompre ses opérations de déchargement est plus élevée à Gros Cacouna qu'à Lévis/Beaumont. La fréquence pendant laquelle le critère de vitesse du vent à respecter pour les opérations d'accostage, et d'appareillage est dépassé, est environ 10 fois supérieure à Gros Cacouna qu'à Lévis / Beaumont;

Figure 4.2 Fréquence des vents supérieurs à 25 nœuds

Source : Roche, 2004a.

- la fréquence des situations dans lesquelles la glace constitue une entrave pour la navigation, est nettement plus élevée à Gros Cacouna qu'à Lévis/Beaumont. En outre, à Gros Cacouna les vents peuvent mener à des accumulations importantes de glace en bordure du littoral. Ces glaces poussées par le vent pourraient rendre l'accostage ou le départ normal ou d'urgence pratiquement impossibles à moins que d'importantes structures de protection ne soient construites. Au contraire, l'expérience acquise dans le port de Québec et particulièrement au terminal pétrolier d'Ultramar, qui a une exposition aux glaces comparable à celle de Lévis/Beaumont, montre que la glace n'y constitue pas un obstacle à la circulation et aux manœuvres des navires;
- la fréquence des événements météorologiques tels que brouillard, brume ou neige, rendant la visibilité insuffisante pour l'accostage et l'appareillage des méthaniers est plus élevée à Gros Cacouna qu'à Lévis/Beaumont.

Les commentaires faits par les professionnels de la navigation connaissant bien les conditions de navigation hivernales sur le Saint-Laurent confirment l'avantage de Lévis/Beaumont par rapport à Gros Cacouna en ce qui concerne les opérations en hiver. Le secteur de Lévis/Beaumont est bien connu des pilotes du Saint-Laurent, qui l'estiment favorable au projet de terminal¹⁰.

¹⁰ Voir notamment les résumés des entrevues avec les capitaines Réginald Corriveau, Germain Tremblay et Guy Marmen dans P. Croteau, 2003.

Ce site bénéficie de plus de la proximité des services de brise-glaces et des remorqueurs puisque ceux-ci sont basés à Québec.

4.5.2 Autres facteurs

Lévis/Beaumont est préférable à Gros Cacouna au point de vue de l'environnement biophysique, puisqu'on n'y trouve pas d'écosystème ou d'habitat d'espèce particulièrement valorisée sur le site ou à proximité immédiate de celui-ci. À Gros Cacouna, le site est proche d'un marais de grande valeur, fréquenté par une faune avienne exceptionnellement riche, la falaise abrite une colonie de guillemots noirs et l'environnement marin à proximité du site est utilisé par des bélugas et des phoques (tableau 4.3). De plus le site de Lévis/Beaumont est plus proche du gazoduc de TransCanada que celui de Gros Cacouna. La longueur du gazoduc de raccordement y sera inférieure à 50 km alors qu'elle serait d'environ 230 km à Gros Cacouna. Il en résulte des coûts et des impacts environnementaux moindres dans le cas de Lévis/Beaumont.

La présence des lignes électriques à haute tension traversant le fleuve entre l'île d'Orléans et la rive sud a aussi été prise en compte dans l'analyse mais s'est avérée non discriminante puisque les méthaniers peuvent les franchir aisément.

Sur le plan de l'acceptabilité sociale, le site de Gros Cacouna se présente a priori plus favorablement que le secteur de Lévis/Beaumont (tableau 4.3). Toutefois, les partenaires du projet Rabaska ont considéré que le terminal pourrait y être installé en toute sécurité pour la population et que les avantages du secteur Lévis/Beaumont quant aux autres points de vue, notamment en ce qui concerne les conditions de navigation et la fiabilité des opérations, étaient suffisamment marqués pour qu'ils décident de le retenir.

4.6 CONCLUSION

En résumé, des points de vue de la navigation, de la fiabilité d'approvisionnement, de l'environnement et des coûts, le secteur de Lévis/Beaumont se prête le mieux à la réalisation du projet Rabaska. L'étude de risque confirme que le projet pourra y être réalisé de façon sécuritaire. Ce secteur a donc été choisi et l'emplacement exact de la jetée et du terminal y a ensuite été optimisé. Cette démarche est décrite au chapitre 3 du tome 3.

Processus de consultation et d'information du public

5. PROCESSUS DE CONSULTATION ET D'INFORMATION DU PUBLIC

5.1 PRINCIPES ET BUTS DU PROGRAMME DE CONSULTATION

5.1.1 Politique et vision de Rabaska à l'égard de la consultation

Le programme adopté dans le cadre du projet Rabaska s'inspire des politiques pratiquées par chacun des partenaires et celles-ci sont appliquées dans le contexte particulier de ce projet. Ces politiques engagent Rabaska à :

- mener le plus tôt possible un exercice complet d'information et de consultation des milieux concernés;
- acquérir une compréhension approfondie des enjeux locaux et régionaux;
- répondre à ces enjeux lorsque possible par des mesures justes et pertinentes;
- adopter une approche ouverte avec tous les secteurs concernés;
- respecter en tous points les prescriptions et recommandations des organismes réglementaires.

5.1.2 Principes et buts de la consultation

Afin d'assurer la réussite du processus de consultation, Rabaska a fixé les grands principes qui balisent son action dans ce domaine. Ces grands principes sont :

- la transparence, l'objectivité et la précision dans ses interventions et dans l'information véhiculée;
- la simplicité et la facilité d'accès aux activités et mécanismes de consultation;
- le dialogue continu tout au long du processus.

Les buts de la consultation initiale étaient d'informer, d'écouter et de recueillir les préoccupations des diverses personnes concernées pour ensuite y répondre en optimisant l'insertion du projet de terminal méthanier et de gazoduc dans son environnement naturel, économique et social. De façon plus précise, Rabaska cherchait à :

- informer les populations, les acteurs socioéconomiques et les décideurs sur le projet et ses caractéristiques;

- favoriser et susciter le dialogue et consulter les institutions régionales, les milieux municipaux, économiques, environnementaux et sociaux de la région de Québec-Chaudière-Appalaches afin que :
 - les préoccupations des différents secteurs soient prises en compte dans la conception du projet et dans les études conduites par Rabaska;
 - les impacts du projet Rabaska soient clairement identifiés et discutés;
 - les mesures soient prises pour optimiser les impacts positifs et réduire au minimum les impacts négatifs;
 - le projet soit le meilleur possible pour les communautés d'accueil, la région et les citoyens québécois;
- assurer que les réflexions et les débats apportent l'éclairage le plus complet sur les enjeux;
- répondre en tout point aux exigences et recommandations des organismes réglementaires, dont l'Office national de l'énergie (ONÉ), l'Agence canadienne d'évaluation environnementale et le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, au chapitre de la consultation publique.

5.1.3 Conception d'un programme adapté à la nature du projet

Lorsque le territoire de Lévis/Beaumont a été retenu comme zone d'implantation, Rabaska était consciente que la proximité relative d'une zone urbanisée (Lévis) et la nature de la région, nécessitait une opération de consultation et d'information de la population. Un plan de consultation publique échelonné en quatre phases a été élaboré :

- **Phase I** les rencontres d'information et d'identification des enjeux reliés à l'avant-projet (4 sites potentiels d'implantation) et la démarche d'élaboration du projet proposé;
- **Phase II** la présentation du projet défini, de son site et du tracé privilégié pour le gazoduc, ainsi que la démarche d'étude d'impact suivie et les mesures d'atténuation;
- **Phase III** le programme de communication après le dépôt de l'étude d'impact;
- **Phase IV** le programme de communication durant la période de construction et la période d'exploitation.

Le programme de consultation vise tous les milieux du territoire concernés par les impacts potentiels du projet. Les principaux éléments caractéristiques qui distinguent ce projet sont les incidences éventuelles sur les milieux maritime et terrestre. À cet égard, les principaux éléments distinctifs du projet qui ont été considérés pour la conception du programme sont :

- les questions de sécurité (risques associés au gaz naturel et au GNL);
- les impacts visuels du projet dans son milieu;
- les impacts socioéconomiques.

Ces questions touchent de nombreux intervenants. Ainsi, les principaux publics cibles identifiés pour ce programme comprennent :

- les conseils municipaux de Lévis et de Beaumont;
- les citoyens des zones concernées;
- les institutions politiques locales et régionales – préfets des municipalités régionales de comté (MRC), conférences régionales des élus (CRÉ), maire de Québec;
- les groupes de citoyens – les Amis de la Vallée du Saint-Laurent; le Comité aviseur de Beaumont;
- le secteur agricole – représentants de l'Union des producteurs agricoles (UPA);
- le secteur économique et la communauté d'affaires – chambres de commerce, développement PME Chaudière-Appalaches, Pôle Québec-Chaudière-Appalaches;
- le secteur environnemental, social et culturel – Conseil régional de l'environnement (CRE) de Chaudière-Appalaches et CRE de la Capitale Nationale et comités de Zone d'intervention prioritaire (ZIP) Cégep Lévis-Lauzon;
- le secteur de la navigation – Corporation des pilotes du Bas-Saint-Laurent, Garde côtière, Transports Canada et Pêches et Océans Canada;
- le secteur de la santé et de l'expertise technique (gestion des risques industriels) - Association des chefs de sécurité incendie du Québec.

5.1.3.1 Mise en contexte spécifique du projet – Phase I

Le développement du projet Rabaska nécessitait l'étude de divers sites dans une zone localisée dans l'est de Lévis et à Beaumont. Il fallait préciser quel était le site le plus propice, parmi ceux identifiés. Pour y arriver, des informations additionnelles étaient requises. Le programme de consultation auprès de la population a donc été amorcé avec l'avant-projet, et non le projet comme tel : comme le choix du site précis était à venir, il aurait été difficile de procéder à des études sur le terrain sans que la population n'en soit avisée.

Mais surtout, procéder aux études sans consultation préalable aurait été contraire à l'esprit de transparence et de responsabilité des partenaires et à la concertation sociale, et aurait pu

entraîner des effets néfastes sur l'acceptabilité sociale du projet. C'est pourquoi Rabaska a choisi de communiquer sans délai, de façon à prendre le pouls de la population pour tenir compte de ses préoccupations dans l'élaboration de notre projet.

Le plan prévoyait une première série de rencontres individuelles dans la première moitié de 2004 auprès des représentants de la région. Ces rencontres avaient pour but de présenter la démarche d'élaboration du projet de port méthanier et de gazoduc, d'expliquer le contexte du marché et de la technologie du GNL, d'identifier les enjeux relatifs à la réalisation du projet, et de dresser une grille sociodynamique des différents intervenants.

Une deuxième série de rencontres, planifiée pour la fin de juin 2004, visait plus particulièrement les représentants des municipalités et municipalités régionales de comté (MRC) concernées, des conseils régionaux de l'environnement, de l'Union des producteurs agricoles (UPA) et d'autres organisations intéressées. Les résultats escomptés de cette démarche étaient de comprendre les enjeux locaux et régionaux, d'identifier les questions et problématiques à traiter dans l'étude d'impact, et d'entamer des discussions avec l'UPA.

De plus, trois séances publiques d'information à l'intention de la population des milieux concernés ont été tenues au début de juillet 2004, et des mécanismes ont été développés pour répondre aux questions de la population.

Les principaux outils de consultation qui ont été utilisés sont résumés dans l'encadré ci-dessous.

Méthodes de consultation

Mécanisme pour consulter la population

- séances publiques d'information :
 - présentation du promoteur et du projet (annexe F-1);
 - période de questions animée par un modérateur;
 - prise en compte des enjeux et suivi des questions demeurées sans réponse.
- Rencontres thématiques.

Mécanisme pour répondre aux questions et sujets de préoccupation de la population

- ligne téléphonique dédiée sans frais;
- communication par courriel;
- site Web.

5.1.3.2 Mise en contexte spécifique du projet – Phase II

Suite à l'analyse technique des 4 sites potentiels d'implantation, soit à la fin de janvier 2005, Rabaska annonçait le choix du site retenu, à Lévis. Rabaska souhaitait alors soumettre à la population un projet détaillé, comportant des mesures d'atténuation qui tenaient compte des préoccupations exprimées par les citoyens en Phase I de la consultation.

Pour présenter son projet défini, Rabaska a pris soin d'élaborer une présentation qui réponde aux questions soulevées lors des diverses consultations de 2004 (annexe F-2). Ainsi, on devait y décrire en détail toutes les mesures prises pour répondre aux enjeux de sécurité, d'intégration dans le milieu, d'engagements sociaux et de retombées économiques.

Afin de faire connaître les nouvelles composantes du projet, Rabaska a prévu une série de rencontres au début de 2005 auprès des intervenants concernés, avec cette nouvelle présentation du projet défini. Un calendrier des rencontres a été établi pour les réunions suivantes :

- présentation à la municipalité de Lévis;
- séances d'information pour les citoyens de Lévis;
- séances d'information pour les propriétaires touchés par l'implantation du gazoduc;
- présentation à la municipalité de Saint-Laurent-de-l'Île-d'Orléans;
- rencontres d'élus et de groupes socioéconomiques;
- séance d'information pour les citoyens Saint-Laurent-de-l'Île-d'Orléans
- rencontre avec les représentants de la Première Nation Malécite de Viger.

Au regard du gazoduc, une fois le site de Lévis retenu, Rabaska a pu déterminer plus précisément le tracé privilégié reliant le terminal méthanier au réseau de transport. Le programme de consultation propre à ce volet (abordé en détail au point 5.3) visait la population résidant à l'intérieur d'un corridor qui traverse les trois arrondissements de la Ville de Lévis, et plus spécifiquement les propriétaires fonciers le long du tracé privilégié pour l'implantation du gazoduc.

Le projet de gazoduc avait préalablement été présenté à la population en Phase I, lors de séances d'informations de type portes ouvertes à l'été 2004, en même temps que pour le terminal, et il a fait l'objet de discussions préliminaires avec différents intervenants, dont l'Union des producteurs agricoles (UPA), le 30 juin 2004, et les membres du conseil municipal de Lévis, à diverses occasions.

Par la suite, le programme de consultation spécifique au gazoduc s'est poursuivi par une série de rencontres d'information et de consultation auprès des propriétaires concernés dans trois différents secteurs de Lévis, les 21, 22 et 23 février 2005. Ces rencontres avaient pour but de présenter la démarche d'élaboration du projet de port méthanier et du gazoduc le reliant au gazoduc TQM, les caractéristiques techniques du projet et ses étapes de construction, les mesures de compensation et les mesures d'atténuation envisagées (annexe F-3). À la suite de ces rencontres, des mécanismes ont été développés pour répondre aux questions de la population.

Une deuxième série de rencontres sur la question du gazoduc visait plus particulièrement les membres du conseil municipal de Lévis et le directeur général de cette municipalité, le 24 mars 2005; et des représentants de l'Union des producteurs agricoles, le 31 mars.

5.1.3.3 Plan de communication – Phases III et IV

La démarche de communication continue de Rabaska prévoit différents moyens et activités pour les phases d'autorisation, de construction et d'exploitation du projet.

Durant toute la période de consultation et d'analyse du dossier par les instances gouvernementales concernées, nos divers moyens d'information et de communication déjà en place sont maintenus de façon à poursuivre les liens établis avec les citoyens :

- ligne téléphonique exclusive;
- échanges par courriel;
- site Web.

Au démarrage de la construction, un comité de vigilance sera mis en place et sera composé d'élus, de mandataires de groupes représentatifs et de représentants de Rabaska. Le mandat du comité consistera à suivre les travaux et à faire rapport à la population du déroulement des travaux.

Le comité de vigilance disposera d'outils d'information, dont des bulletins qui seront diffusés périodiquement à l'intention des médias et de la population et qui renseigneront leurs lecteurs sur l'évolution du projet. Les lignes de communication téléphonique sans frais et de courriel seront maintenues et le site Internet de Rabaska mis à jour. Des listes d'abonnés seront créées pour informer les personnes qui en font la demande; la documentation leur sera rendue disponible par courriel ou par la poste, en version imprimée.

Rabaska prendra toutes les mesures de façon à informer préalablement les autorités et la population de toute activité susceptible de causer des inconvénients à l'entourage (avis préalables, écriteaux, communiqués, etc.) et à maintenir aussi un climat qui favorise des relations harmonieuses.

En outre, des encarts seront publiés dans les journaux locaux pour coïncider avec les grands jalons de la construction. Si nécessaire, d'autres activités de presse – communiqués ou conférences – seront élaborées pour bien informer la population.

En phase d'exploitation, le comité de vigilance de Rabaska poursuivra ses activités, se réunissant à tous les trois mois pour rendre compte de la bonne marche des opérations et suggérer, le cas échéant, des améliorations.

Les appels téléphoniques seront traités sur place pendant les heures de travail. Une permanence sera assurée pour recevoir tout appel d'urgence et pourra, si nécessaire, se mettre en contact sur-le-champ avec la direction de Rabaska.

Deux exercices de simulation de crise seront tenus à chaque année : un premier plus théorique, dit « *exercice de table* », et un second, plus pratique, avec simulation complète et implication des responsables régionaux de la sécurité.

Un suivi médiatique régulier sera effectué afin que Rabaska puisse continuer son implication communautaire. Les communications avec la population continueront de se faire par le biais de diverses activités et implications sociales et communautaires dans le milieu, ainsi que par le biais du site Web qui sera maintenu et mis à jour régulièrement.

De plus, Rabaska tiendra sur une base annuelle une journée portes ouvertes à ses installations.

5.1.4 Revendications autochtones

Rabaska n'a pas élaboré de protocole à l'égard des groupes autochtones parce que les démarches ont démontré qu'il n'y a pas de revendication formelle à l'égard du secteur à l'étude.

En juillet 2004, Rabaska a communiqué avec Nadia Bartolini, gestionnaire intérimaire de la recherche à la Direction générale des revendications particulières (DGRP) au ministère des Affaires indiennes et du Nord du Canada, qui a confirmé qu'il n'y avait pas de revendication particulière pour la zone à l'étude.

En août 2004, Rabaska a communiqué avec Guy Morin, analyste des politiques à la Direction des revendications globales (DRG) au ministère des Affaires indiennes et du Nord du Canada,

qui a de nouveau confirmé que le secteur à l'étude ne faisait l'objet d'aucune revendication territoriale particulière ou globale déposée. Elle a toutefois mentionné que la Première Nation Malécite de Viger effectuait des recherches qui pourraient la conduire, prochainement, à des revendications territoriales pouvant inclure le secteur du projet Rabaska.

Rabaska a reçu une lettre à cet effet, le 29 septembre 2004, à laquelle elle a répondu par un accusé de réception. Selon les représentants de la Première Nation Malécite de Viger, le territoire visé par leurs titres ancestraux et les droits issus de traités se situe entre Lévis et Métis-sur-Mer. Rabaska a sollicité une rencontre avec les autochtones, mais malgré plusieurs tentatives, aucune réunion entre les représentants de la Nation Malécite et le Président et chef des opérations du projet n'a pu être tenue à ce jour.

Une autre démarche auprès de la Direction générale des revendications particulières (DGRP) a été entreprise en mars 2005. Le 10 mars, Étienne Gilbert, analyste des revendications, confirmait par courriel qu'après des recherches dans les dossiers de la DGRP, il avait été déterminé qu'il n'y a pas de revendication particulière dans la région précisée par Rabaska dans sa demande (territoire situé dans les municipalités de Beaumont, Lévis, Saint-Laurent-de-l'Île-d'Orléans et Sainte-Pétronille). Il spécifiait toutefois que malgré le fait qu'aucune revendication dans les municipalités n'ait été enregistrée jusqu'alors, il n'était pas exclu que de futures revendications soient déposées.

5.2 DÉROULEMENT DU PROCESSUS DE CONSULTATION – VOLET TERMINAL MÉTHANIER

5.2.1 Mise en œuvre du programme – Phase I

Une première série de rencontres individuelles a été menée de janvier à mai 2004 par les représentants du projet auprès des représentants de la région : quelques 35 rencontres ont eu lieu, notamment avec :

- des élus des municipalités de Lévis, Beaumont et Québec;
- des représentants des MRC et circonscriptions concernées par le projet;
- des représentants des principales organisations socioéconomiques de la région (chambres de commerce et sociétés de développement économique);
- des représentants des ministères qui encadrent les activités projetées par Rabaska (Ressources naturelles, Développement économique régional, Sécurité publique, Développement durable, Environnement et Parcs);
- des représentants de la Commission de la Capitale Nationale et du Port de Québec.

Tableau 5.1 Calendrier des consultations, interventions et matériel distribué – Phase I

Date	Événement	Groupe/personne rencontré(e)	Documents remis
Janvier à juin 2004	Rencontres individuelles	Acteurs sociaux, politiques et économiques.	<ul style="list-style-type: none"> présentation PowerPoint imprimée.
29 avril 2004	Conférence de presse	Représentants de médias.	<ul style="list-style-type: none"> présentation PowerPoint imprimée; dépliant; cédérom – vidéo GNL; fiche technique – les partenaires; fiche technique – le GNL; fiche technique – le projet; schéma du terminal; carte de la zone à l'étude.
29 avril 2004	<ul style="list-style-type: none"> Mise en ligne du site Internet. Mise en service de la ligne sans frais Info-Rabaska. Mise en service du courriel dédié info@rabaska.net. 		
1 ^{er} mai 2004	Parution – annonce publicitaire générale (1 page complète) Le Soleil et Le Journal de Québec.		
Semaine du 3 mai 2004	Envoi du dépliant par encartage - Journal de Lévis et Journal Le Peuple.		
17 juin 2004	Rencontre	Conseil de la municipalité de Beaumont (maire suppléant, conseillers et directrice des travaux publics).	<ul style="list-style-type: none"> présentation PowerPoint imprimée; dépliant.
21 juin 2004	Rencontre	Comité exécutif de la Ville de Lévis (maire, chef de cabinet, conseillers et directeur du développement économique).	<ul style="list-style-type: none"> présentation PowerPoint imprimée; dépliant.
21 juin 2004	Rencontre	Comité aviseur de la municipalité de Beaumont (9 membres).	<ul style="list-style-type: none"> présentation PowerPoint imprimée; dépliant.
22 juin 2004	Rencontre	MRC de l'Île d'Orléans (préfet, maires de Saint-Pierre et de Saint-Laurent, présidente du comité exécutif, député provincial et attaché politique, d.g. du CLD, représentant du comité de l'environnement de Saint-Laurent, conseiller).	<ul style="list-style-type: none"> présentation PowerPoint imprimée; dépliant.
23 juin 2004	Rencontre	MRC de Bellechasse.	
29 juin 2004	Rencontre	Conseil de la Ville de Lévis (maire, conseillers).	<ul style="list-style-type: none"> présentation PowerPoint imprimée; dépliant.
29 juin 2004	Rencontre	Conseils régionaux de l'environnement (représentants des CRE Chaudière-Appalaches et CRE Capitale nationale).	<ul style="list-style-type: none"> présentation PowerPoint imprimée; dépliant.
30 juin 2004	Rencontre	Union des producteurs agricoles (directeur régional et 6 représentants).	<ul style="list-style-type: none"> présentation PowerPoint imprimée; dépliant.
7 et 10 juillet 2004	Parution d'une annonce publicitaire - Journal de Lévis et Journal Le Peuple. Invitation aux séances publiques.		
7, 8, 9 juillet 2004	Distribution par la poste à Beaumont et dans l'arrondissement Desjardins de l'invitation aux séances publiques.		
10 juillet 2004	Séance publique d'information Présentation en 4 ateliers Atelier 1 : Le projet Atelier 2 : La démarche d'étude d'impact Atelier 3 : le GNL et la sécurité	60 personnes.	<ul style="list-style-type: none"> étapes du processus de consultation; le processus d'audience publique (ONÉ); guide du propriétaire foncier (ONÉ). bulletin « Comment participer à une audience publique » (ONÉ); brochure « Travaux d'excavation et de construction de gazoduc » (ONÉ); la réglementation des gazoducs au Canada (ONÉ).

Date	Événement	Groupe/personne rencontré(e)	Documents remis
	Atelier 4 : l'acquisition des terrains		
11 juillet 2004	Séance publique d'information Présentation en 3 ateliers Atelier 1 : Le projet et le GNL et la sécurité Atelier 2 : La démarche d'étude d'impact Atelier 3 : l'acquisition des terrains	200 personnes.	<ul style="list-style-type: none"> étapes du processus de consultation; le processus d'audience publique (ONÉ); guide du propriétaire foncier (ONÉ); bulletin « Comment participer à une audience publique » (ONÉ); brochure « Travaux d'excavation et de construction de gazoduc » (ONÉ); la réglementation des gazoducs au Canada (ONÉ).
12 juillet 2004	Séance publique d'information Présentation en 2 ateliers Atelier 1 : Le projet, le GNL et la sécurité et la démarche d'étude d'impact Atelier 2 : l'acquisition des terrains	200 personnes.	<ul style="list-style-type: none"> étapes du processus de consultation; le processus d'audience publique (ONÉ); guide du propriétaire foncier (ONÉ); bulletin « Comment participer à une audience publique » (ONÉ); brochure « Travaux d'excavation et de construction de gazoduc » (ONÉ); la réglementation des gazoducs au Canada (ONÉ).
31 août 2004	Réalisation d'un sondage sur la perception du projet Rabaska auprès des résidents de Lévis (375) et de Beaumont (125) réalisé par la firme Michel Lemieux Recherche.		
14 sept. 2004	Rencontre – bilan processus de consultation	Conseil municipal et comité aviseur de Beaumont (5 membres du conseil et 10 membres du comité aviseur).	<ul style="list-style-type: none"> lettre de Rabaska; le processus de consultation; engagement social de Rabaska; rapport « Première phase de la consultation », août 2004; réponses aux questions posées à Rabaska par le comité aviseur de Beaumont; réponses aux questions les plus fréquemment posées à Rabaska, septembre 2004; sondage du 31 août 2004.
Semaine du 20 sept. 2004	Parution d'une annonce publicitaire – invitation à la séance publique d'information sur la présélection des sites. Journal Le Peuple, Journal de Lévis.		
23 sept. 2004	Envoi par la poste à Beaumont et à Lévis-Est de l'invitation à la séance publique d'information sur la présélection des sites.		
27 sept. 2004	Rencontre thématique Présélection des sites	Conseil municipal et comité aviseur de Beaumont (4 membres du conseil municipal, 9 membres du comité aviseur).	<ul style="list-style-type: none"> présentation PowerPoint imprimée.
28 sept. 2004	Rencontre thématique Présélection des sites	Conseil municipal de Lévis (7 conseillers et 2 représentants de la ville).	<ul style="list-style-type: none"> présentation PowerPoint imprimée.
29 sept. 2004	Rencontre thématique Présélection des sites	Groupes environnementaux et socio-économiques (12 personnes : conseiller municipal, représentants de GIRAM [3], UPA [3], CRE [3], 2 agriculteurs).	<ul style="list-style-type: none"> présentation PowerPoint imprimée.
30 sept. 2004	Forum thématique – présélection des sites Séance publique d'information	RENCONTRE REPORTÉE.	
30 sept. 2004	Conférence de presse et envoi d'un communiqué de presse pour report de la séance publique d'information.		

Date	Événement	Groupe/personne rencontré(e)	Documents remis
12, 13 et 14 octobre 2004	Rencontre d'information et de consultation des propriétaires concernés - Volet gazoduc	RENCONTRE REPORTÉE.	

Ces rencontres avaient pour but de présenter la démarche d'élaboration du projet de port méthanier et d'expliquer le contexte du marché et de la technologie du GNL, d'identifier les enjeux relatifs à la réalisation du projet, et de dresser une grille sociodynamique des différents intervenants. Aussi, les représentants expliquaient qu'après avoir étudié divers sites le long des rives du Saint-Laurent, le secteur Lévis-Beaumont présentait le plus d'avantages et avait été retenu; dans cette zone, divers sites étaient à l'étude. Ils traitaient aussi des retombées et des avantages du projet pour la région et présentaient les divers jalons du projet.

Une deuxième série de rencontres a été organisée en juin 2004 par les responsables du processus de consultation de Rabaska avec les représentants des Conseils régionaux de l'environnement de Chaudière-Appalaches et de la Capitale Nationale, de la Ville de Lévis, des MRC Île-d'Orléans et de Bellechasse, des ZIP régionaux, de même que de l'UPA.

Lors de cette deuxième série de rencontres, l'équipe d'experts de Rabaska présentait un document multimédia sur le GNL et les activités qui y sont reliées à travers le monde, en abordant la question de la sécurité et de la gestion des risques. On expliquait par la suite le choix des divers sites à l'étude, l'acquisition de terrains, l'étude d'impact et le gazoduc.

De plus, trois séances publiques d'information ont été tenues à l'intention de la population des milieux concernés, une première le 10 juillet à Lévis, et deux autres à Beaumont, les 11 et 12 juillet. Pour assurer que les résidents aient une source de renseignements pertinents et fiables, et pour établir une marche à suivre claire pour répondre aux questions et sujets de préoccupation, l'équipe a mis en service une ligne téléphonique sans frais, un site Web et une adresse de courriel dédiée en avril 2004. De cette façon, les personnes intéressées peuvent participer davantage au processus de consultation, et Rabaska est en mesure de donner suite aux préoccupations et commentaires soulevés par le public pendant le processus de consultation.

5.2.2 Résultats de la démarche de consultation – Phase I

Près d'une centaine de personnes ont participé aux six rencontres des acteurs locaux et régionaux (Ville de Lévis, Conseils régionaux de l'environnement, MRC Île-d'Orléans, MRC de Bellechasse, ZIP régionaux, et UPA). Les séances publiques ont été tenues le 10 juillet à Lévis

et les 11 et 12 juillet à Beaumont (annexe F-4, p. 1-10). Une soixantaine de personnes se sont présentées à Lévis et plus de 400 personnes aux deux séances de Beaumont.

5.2.2.1 Séances d'information publiques

Les rencontres d'information ont donné lieu à de nombreux échanges. Le projet a été accueilli avec beaucoup d'attention de la part des élus locaux et régionaux, des représentants des secteurs agricole, économique et environnemental, de même que des résidents. Les interventions révélaient une certaine inquiétude de la part d'un groupe de citoyens pour leur santé et l'intégrité de leurs biens et de leur personne. Ils redoutaient d'être exposés aux risques qu'ils associaient aux activités d'un terminal méthanier.

La plupart des acteurs locaux et régionaux ont démontré de l'intérêt pour le projet et ont réservé leur jugement quant à sa pertinence sociale. L'intérêt de la population se manifestait à l'égard des conséquences potentielles, des possibilités d'enrichissement local et de la sécurité énergétique. Plusieurs se sont montrés réceptifs à la logique commerciale des partenaires. Par ailleurs, on s'inquiétait des impacts du projet sur le caractère patrimonial d'une partie du secteur, sur le territoire agricole et sur les investissements passés et prévus dans le domaine du récréotourisme.

Plusieurs thèmes ont retenu l'attention des participants aux séances d'information et de consultation; cinq grandes familles d'enjeux se sont clairement démarquées lors des discussions et ont été abordées à l'occasion de la majorité des rencontres :

- la sécurité et l'intégrité des biens et des personnes;
- la sélection des sites et la capacité d'insertion de Rabaska dans le milieu;
- la raison d'être du projet;
- les impacts sociaux;
- les retombées du projet.

Ces enjeux font l'objet d'une description détaillée au point 5.2.6.

5.2.2.2 Ligne téléphonique et courriels

Au cours de 2004, 93 appels ont été reçus sur la ligne téléphonique dédiée de Rabaska. Plus de 84 % des appels étaient des questions neutres; 11 % étaient des offres de service, 4 %, des commentaires positifs et 1 %, des commentaires négatifs.

Rabaska a reçu 96 courriels en 2004; 52 % des courriels reçus étaient pour des questions neutres, 18 % exprimaient des commentaires positifs et 18 %, des commentaires négatifs; le nombre d'offres de service a été de 12 % en 2004.

5.2.2.3 Couverture médiatique

Dans les médias imprimés comme électroniques, Rabaska a suscité beaucoup d'intérêt. Ainsi, sur 476 articles consacrés à Rabaska parus dans la presse écrite en 2004, 42 % d'entre eux étaient neutres, 33 % présentaient principalement l'opinion de certains opposants au projet, et 25 % étaient favorables au projet. Les reportages et interventions dans la presse électronique ont aussi été répertoriés : sur les 896 reportages ou émissions abordant le sujet de Rabaska, 39 % étaient neutres, 49 % étaient négatifs, et 12 % étaient favorables au projet.

5.2.3 Autres aspects de la consultation

Un comité aviseur a été formé à la suite d'une résolution du conseil municipal de Beaumont le 7 juin 2004. Il était composé de six citoyens représentant chaque district de la municipalité, du maire suppléant, d'un conseiller municipal et d'un employé de la municipalité. Son mandat était essentiellement d'effectuer un suivi rigoureux du projet et de ses répercussions dans le milieu, d'informer les intervenants et de formuler des recommandations. Ce comité a adressé une demande financière à Rabaska le 30 juin 2004. La demande a été approuvée et une confirmation par lettre a été envoyée par Rabaska le 18 août; on y faisait part d'un versement mensuel de 10 500 \$ à compter du 1^{er} août.

Le comité aviseur a commandé des études indépendantes qui ont été rendues publiques le 16 novembre 2004. Les études, qui comportaient des avis d'experts indépendants portaient sur différents sujets : le patrimoine, l'évaluation de la valeur des propriétés, la sécurité et les retombées économiques.

Le 25 août 2004, les conseillers municipaux de l'arrondissement Desjardins ont adopté une résolution pour rejeter le projet. Le 4 octobre, la Ville de Lévis a adopté une résolution similaire. La municipalité de Saint-Laurent, sur l'île d'Orléans, en face de Lévis, a aussi fait adopter une résolution contre le projet en novembre 2004.

Le 5 décembre 2004, un référendum s'est tenu à Beaumont sur le projet Rabaska : la construction du projet sur le territoire de Beaumont a été rejetée. À la suite de ce vote, le 6 décembre, le conseil municipal de Beaumont a adopté une résolution à l'encontre de la réalisation du projet sur son territoire. Les études techniques sur le site de Beaumont ont plus

tard démontré qu'il n'était pas techniquement le plus favorable, en raison notamment de la difficulté d'y implanter des mesures d'atténuations visuelles.

À la fin de 2004, afin de faciliter le dialogue entre la Ville de Lévis et Rabaska, cinq organismes économiques des régions de Chaudière-Appalaches et de Québec ont conjointement nommé un médiateur, monsieur Claude Béland. Celui-ci a demandé de reporter en janvier 2005 l'annonce du site retenu et du projet détaillé, afin que toutes les parties puissent approfondir les tenants et aboutissants du projet.

5.2.4 Mise en œuvre du programme – Phase II

À la fin de janvier, Rabaska annonçait le choix du site retenu, à Lévis, et soumettait à la population un projet détaillé, avec des mesures d'atténuation tenant compte des préoccupations exprimées par les citoyens. Pour présenter son projet défini, Rabaska a pris soin d'élaborer une présentation qui réponde aux questions soulevées lors des diverses consultations de 2004. Ainsi, Rabaska y décrit en détail toutes les mesures prises pour répondre aux enjeux de sécurité, d'intégration dans le milieu, d'engagements sociaux et de retombées économiques (annexe F-2). Le tableau 5.2 présente les activités réalisées lors de cette phase.

5.2.4.1 Présentation du projet défini

Afin de faire connaître le projet détaillé, Rabaska a entrepris au début de 2005 une série de rencontres auprès des intervenants concernés. Un calendrier des rencontres a été établi et prévoyait les réunions suivantes :

- présentation à la municipalité de Lévis le 24 janvier 2005;
- trois séances d'information pour les citoyens de Lévis (1^{er}, 8 et 15 février);
- rencontres d'élus et de groupes socioéconomiques (mars-avril).

Rabaska a donc poursuivi ses efforts de sensibilisation auprès de tous les intervenants et demeure attentif à toute préoccupation formulée à l'endroit du projet.

Les séances d'information à l'intention des citoyens de Lévis étaient axées sur une présentation détaillée du projet, avec la proposition finale pour l'emplacement du site, les mesures d'atténuation prévues et les questions de sécurité. L'objectif du processus de consultation était double :

- permettre aux publics concernés de se familiariser avec le projet;

- permettre à l'équipe de Rabaska d'identifier les enjeux soulevés par le projet détaillé afin de mieux en tenir compte dans les phases subséquentes de développement du projet et dans l'étude d'impact.

Tableau 5.2 Calendrier des consultations, interventions et matériel distribué – Phase II

Date	Événement	Groupe/personnes rencontrés(es)	Documents remis et/ou présentés
Janvier 2005	Campagne d'information à la radio relativement aux séances d'information.		
Janvier 2005	Refonte du site Internet. Maintien de la ligne sans frais Info-Rabaska. Maintien du courriel dédié info@rabaska.net .		
24 Janvier 2005	Présentation au Conseil municipal de Lévis	Membres du conseil.	<ul style="list-style-type: none"> • présentation PowerPoint
Février-mars 2005	<ul style="list-style-type: none"> • Distribution de 4 bulletins d'information aux résidents de Lévis et Beaumont 		
1er février 2005	Séance publique d'information - Lévis	750 personnes.	<ul style="list-style-type: none"> • présentation PowerPoint; • dépliants.
8 février 2005	Séance publique d'information - Lévis	500 personnes.	<ul style="list-style-type: none"> • présentation PowerPoint; • dépliants.
15 février 2005	Séance publique d'information - Lévis	420 personnes.	<ul style="list-style-type: none"> • présentation PowerPoint; • dépliants.
28 février 2005	<ul style="list-style-type: none"> • Réalisation d'un sondage « Opinion des citoyens de Lévis à l'égard du projet Rabaska », mené par Léger Marketing auprès de 819 Lévisiens. 		
Avril 2005	Présentation au Conseil municipal de Saint-Laurent-de-l'Île-d'Orléans	Membres du conseil.	<ul style="list-style-type: none"> • présentation PowerPoint; • dépliants.
14 juin 2005	Séance publique d'information – Saint-Laurent, Île d'Orléans	50 personnes.	<ul style="list-style-type: none"> • présentation PowerPoint.

5.2.4.2 Campagnes d'information sur le projet

Rabaska a lancé en janvier 2005 une campagne d'information. Celle-ci a d'abord pris la forme de quatre bulletins d'information, portant sur les principaux enjeux identifiés lors des consultations, soit :

- le choix du site;
- la sécurité du terminal;
- l'intégration du projet dans son milieu;
- les retombées économiques.

Ces dépliants ont été distribués aux résidents de Lévis et de Beaumont au cours des mois de février et mars 2005 (annexe F-8), puis à ceux des villages de Saint-Laurent et de Sainte-Pétronille un peu plus tard.

De plus, le site Internet de Rabaska a fait l'objet d'une refonte et bénéficie d'une mise à jour.

Un support publicitaire fut aussi conçu afin de susciter un maximum de visites sur le site internet et une participation importante aux soirées d'information. De pleines pages furent publiées dans les quotidiens et certains hebdomadaires de Chaudières-Appalaches reprenant essentiellement les mêmes thèmes que les dépliants. Enfin, des publicités radio furent diffusées afin d'inviter les citoyens à participer aux soirées d'information et à visiter le site web.

Plusieurs présentations à des groupes plus restreints furent aussi organisées durant la même période.

5.2.5 Résultats de la démarche de consultation – Phase II

La séance d'information du 1^{er} février 2005 a été l'occasion pour certains intervenants d'insister sur les raisons du choix de ce site et sur la sécurité liée à la réalisation du projet ainsi qu'aux risques potentiels qu'il pourrait induire. Les participants à la rencontre se sont également intéressés aux retombées économiques du projet dans la région, et à un degré moindre, aux impacts environnementaux et à la raison d'être du projet (annexe F-4).

Lors de la séance du 8 février 2005, la principale inquiétude reflétée avait trait à la sécurité des installations du projet, bien que la raison d'être du projet a aussi été évoquée sous la forme de commentaires. Les participants à la rencontre se sont intéressés également à l'impact visuel ainsi qu'aux retombées économiques (annexe F-4).

La réunion du 15 février 2005 s'est inscrite dans la même veine : la majeure partie des interventions gravitait autour de la sécurité, des risques éventuels et des impacts environnementaux tels que le bruit, l'habitat et les émissions de gaz à effet de serre. Les participants à la rencontre se sont intéressés également au choix du site, à la raison d'être du projet ainsi qu'aux retombées économiques (annexe F-4).

Le 14 juin 2005, à Saint-Laurent, sur l'île d'Orléans, les participants ont formulé leurs commentaires principalement sur l'acceptation sociale du projet, sur les questions de sécurité et sur les impacts de la venue de méthaniers sur la circulation maritime. Les impacts

environnementaux et le marché visé par Rabaska ont également soulevé des interrogations (annexe F-4).

Dès les premiers mois de 2005, on note un renversement de tendance dans la perception du projet par la population, alors que des précisions et détails sur le projet ont été communiqués. Comme le révèle le sondage de la firme Léger Marketing, réalisé à la fin février 2005, la majorité des citoyens de Lévis affirment être d'accord avec le projet d'implantation du terminal méthanier Rabaska dans l'est de la Ville de Lévis (annexe F). En ne tenant pas compte des indécis, ce sont près des deux tiers des citoyens qui sont favorables au projet. Mentionnons que le pourcentage de personnes favorables est similaire dans l'arrondissement Desjardins, là où Rabaska irait s'installer (tableau 5.3).

Ce renversement d'opinion s'est également traduit par l'adoption, le 2 mai 2005, d'une résolution du Conseil municipal de Lévis dans lequel ce dernier « se déclare favorable à l'implantation du terminal et du gazoduc, considérant que la réalisation du projet est conditionnelle à l'obtention d'approbations de nombreuses instances gouvernementales... ».

Tableau 5.3 Résultats du sondage Léger marketing (février 2005)

Même si votre opinion n'est pas définitive, diriez-vous que vous êtes entièrement d'accord, plutôt d'accord, plutôt en désaccord ou entièrement en désaccord avec le projet d'implantation du terminal méthanier Rabaska dans l'est de la Ville de Lévis ?								
	Total		Desjardins		Chute Chaudière Ouest		Chute Chaudière Est	
	Brutes (n=819)	Réels (n=737)	Brutes (n=307)	Réels (n=281)	Brutes (n=250)	Réels (n=220)	Brutes (n=262)	Réels (n=236)
Entièrement d'accord	27 %	31 %	29 %	32 %	25 %	29 %	27 %	30 %
Plutôt d'accord	30 %	34 %	28 %	31 %	33 %	37 %	32 %	35 %
Plutôt en désaccord	15 %	17 %	10 %	11 %	19 %	22 %	18 %	20 %
Entièrement en désaccord	16 %	18 %	23 %	26 %	11 %	12 %	13 %	15 %
Ne sait pas	11 %	-	10 %	-	12 %	-	11 %	-

Au niveau de la ligne téléphonique de Rabaska, le volume d'appels s'est sensiblement accru en 2005, avec 340 appels reçus de janvier à juin; 66 % des appels étaient pour des questions neutres, 23 %, des commentaires positifs, et 11 %, des commentaires négatifs. La perception du projet dans sa forme définie a donc soulevé davantage d'intérêt de la part de la population.

Quant aux courriels reçus lors de la Phase II, ils se sont inscrits sensiblement dans la même tendance qu'en 2004. Rabaska a reçu 96 courriels en 2004, comparativement à 264

de janvier à juin 2005; 52 % des courriels reçus en 2004 étaient pour des questions neutres (45 % de janvier à juin 2005), 18 % exprimaient des commentaires positifs en 2004 (44 % de janvier à juin 2005), et 18 %, des commentaires négatifs (11 % de janvier à juin 2005); le nombre d'offres de service s'est accru en 2005, passant de 12 % en 2004 à 29 % en janvier-juin 2005.

5.2.6 Les enjeux identifiés dans le cadre du processus de consultation

Les grandes familles d'enjeux identifiés dans le cadre du processus de consultation sont présentées ci-après en deux sections : la première section, intitulée *Bilan de la consultation pré-projet*, résume les préoccupations et opinions formulées lors de la présentation de l'avant-projet (Phase I). La deuxième section, sous le titre *Projet défini*, relate comment le projet a été modifié en fonction des résultats des consultations (Phase II).

Rabaska a tenu compte des préoccupations exprimées lors des différentes consultations et des conclusions des études et travaux qui se sont poursuivis pour finaliser son choix de site et procéder à une conception plus définie du projet. Au début de 2005, Rabaska était ainsi en mesure de faire connaître le site retenu parmi les 4 sites potentiels et d'ainsi présenter un projet détaillé et défini, qui intègre un maximum d'avantages pour la population.

5.2.6.1 La sécurité et l'intégrité des biens et des personnes

Bilan de la consultation d'avant-projet

La sécurité était l'enjeu le plus important pour un grand nombre des participants. Les risques d'atteinte à la vie et à l'intégrité des biens et des personnes liés aux fuites majeures de gaz et aux incendies qui pourraient survenir constituaient l'essentiel de leurs préoccupations. Les principaux points évoqués étaient :

- même si la probabilité d'occurrence d'un accident important est très faible, on souhaitait que les conséquences des scénarios du pire soient prises en compte dans l'élaboration de l'ensemble des mesures de sécurité;
- les zones d'exclusion recommandées pour la jetée et pour le terminal étaient jugées de trop petites dimensions et les installations trop proches des maisons;
- la navigation de méthaniers dans un couloir fluvial, aussi loin à l'intérieur des terres, l'hiver, dans des conditions de glaces et parfois de tempêtes, soulevait certaines inquiétudes;

- le choix par Rabaska d'un site situé, à proximité de lignes électriques à haute tension et dans un couloir fluvial relativement étroit, faisait craindre à certains d'être exposés à des risques excessifs ou anormaux.

L'équipe de Rabaska a signalé que sa proposition maritime et terrestre répondait aux normes canadiennes. Ces normes sont en fait des règles de calcul permettant d'établir les zones d'exclusion en tenant compte d'un ensemble de facteurs comme les caractéristiques du site. L'équipe de Rabaska a également indiqué que les impacts des accidents potentiels pourraient être confinés dans un périmètre de l'ordre de grandeur proposé (400 m), semblable d'ailleurs à ce qui s'applique ailleurs dans le monde et aux installations de Gaz Métro à Montréal-Est. Quant aux accidents catastrophiques et aux actes de terrorisme, ils ont été pris en considération dans l'étude d'impact par la mise en place de mesures de prévention et de mesures d'urgence, ce qui est conforme aux pratiques dans la gestion des risques technologiques.

Rabaska a souligné que la question des mesures de sécurité terrestre et maritime ferait l'objet d'examens et d'autorisations ultérieures par les autorités gouvernementales compétentes. Leur analyse et leur jugement devraient servir de garantie aux populations concernées et à leurs élus sur la sécurité des installations.

Comme le projet de terminal méthanier faisait encore l'objet d'études préliminaires, son élaboration n'était pas assez avancée pour que la discussion puisse se faire dans les détails et que des réponses définitives soient données.

Projet défini

- les zones d'exclusion, qui délimitent une distance minimale entre les installations du terminal et son environnement, ont été portées à 500 m autour des méthaniers (à double coque) accostés à la jetée de transbordement, et à un rayon de 400 m autour des réservoirs;
- les bras de déchargement des méthaniers assureront, au moindre incident, une déconnexion automatique et sans perte de GNL;
- la ligne cryogénique, qui amène le GNL de la jetée aux réservoirs, sera complètement enterrée dans un tunnel bétonné plutôt que d'être construite en surface. Les canalisations de GNL pénétreront les réservoirs par le toit, garantissant ainsi l'étanchéité parfaite des parois;
- les deux réservoirs seront construits à double paroi - intégrité totale. La cuve interne est enveloppée d'un épais isolant qui la sépare de l'enceinte externe, elle-même faite de béton précontraint de près d'un mètre d'épaisseur. Cette dernière peut aussi supporter

un froid extrême et contenir le GNL dans le cas improbable d'une fuite du réservoir interne;

- les réservoirs seront installés dans un bassin de rétention tertiaire, creusé à une profondeur de 10 m, qui pourra contenir en cas d'accident tout le GNL stocké dans le réservoir, et qui contribuera aux mesures d'atténuation visuelle des installations;
- tous les services et équipements d'urgence seront fournis sur place par le personnel de Rabaska. Un centre de contrôle, en retrait des équipements, assurera la surveillance des installations. Des instruments électroniques de sécurité et de détection permettront d'interrompre ou d'isoler toute activité à la moindre alerte, et des équipements fixes et mobiles de lutte contre les incendies seront installés en permanence sur le site. De plus, des équipes de surveillance bien entraînées seront présentes sur place 24 heures par jour.

5.2.6.2 La sélection des sites et la capacité d'insertion de Rabaska dans le milieu

Bilan de la consultation pré-projet

Deux enjeux sont ressortis des discussions à cet égard : le choix du secteur de Lévis-Beaumont et la capacité d'insérer correctement le terminal méthanier dans la zone d'implantation de trois kilomètres sélectionnée par Rabaska.

- le choix du secteur de Lévis-Beaumont, au tout début du processus, causait beaucoup d'étonnement quant aux raisons qui ont amené Rabaska à délaisser le site de Gros-Cacouna, un milieu qui semblait propice et où l'appui des communautés semblait important;
- les participants ont demandé qu'on leur présente un exposé sur les alternatives de localisation qui ont été considérées en milieu peu ou non habité, là où la vocation du territoire est compatible avec les activités liées aux industries à risques technologiques;
- les intervenants voulaient s'assurer que les activités liées à la présence de la zone industrialo-portuaire de Lévis contribuent à l'enrichissement des résidents et au type de développement souhaité et que ces activités s'exercent dans le respect des acquis patrimoniaux. Le fleuve est considéré comme un élément identitaire unificateur dont il faut protéger les paysages; les impacts visuels et les conséquences sur la villégiature et la navigation de plaisance s'avéraient donc être de toute première importance.

L'équipe Rabaska a indiqué que ce sont les qualités maritimes exceptionnelles permettant des accostages sécuritaires et un approvisionnement ininterrompu, conjuguées à la présence d'une zone industrialo-portuaire, qui ont fait pencher la balance en faveur de la zone Lévis-Beaumont.

À la suite des requêtes en provenance de divers groupes, trois séances d'information et de présentation des études de présélection des sites ont eu lieu fin septembre 2004 avec des représentants des CRE de Chaudière-Appalaches et de la Capitale nationale et de l'UPA, à laquelle assistaient également des représentants du GIRAM. Une autre rencontre sur ce sujet devait avoir lieu le 30 septembre, mais Rabaska a jugé à-propos de la reporter à une date ultérieure, soit après la présentation du projet défini.

Projet défini

L'emplacement du terminal méthanier et de ses composantes, recherché en phase d'avant-projet dans la zone Lévis/Beaumont, est maintenant défini de façon précise.

- le site retenu s'inscrit dans le respect des acquis patrimoniaux, et minimise les impacts sur le tourisme local et ses perspectives de développement;
- les réservoirs ont été redimensionnés comparativement à l'avant-projet. En effet 10 m ont été retranchés de la hauteur du design initial. De plus, les deux réservoirs seront construits à l'intérieur d'un bassin de rétention de 10 m de profondeur, ce qui réduira d'autant la hauteur hors sol des structures et pourra contenir tout déversement accidentel;
- la ligne cryogénique reliant la jetée aux installations terrestres est enfouie afin d'en limiter l'impact visuel;
- d'autres importantes mesures d'atténuation ont aussi été adoptées afin d'assurer l'intégration du projet dans son milieu. C'est ainsi que des talus hauts de 12 m et boisés seront aménagés en périphérie pour atténuer l'impact visuel. Ces talus seront couverts de végétaux, en harmonie avec la végétation environnante. Combinés aux bassins de rétention tertiaires qui réduisent la hauteur apparente des réservoirs, les talus contribueront à dissimuler les installations;
- en matière de bruit, Rabaska se conformera à la réglementation en vigueur. Des mesures adéquates d'atténuation des bruits seront adoptées, notamment lors des opérations de déchargement du navire. Des études sur le contrôle des niveaux sonores ont aussi été entreprises et pourront donner lieu à d'autres mesures d'atténuation.

5.2.6.3 La raison d'être du projet

Bilan de la consultation d'avant-projet

Les participants aux sessions d'information de Lévis et de Beaumont comprenaient bien les raisons commerciales conduisant Gaz Métro et Enbridge à vouloir diversifier leurs sources

d'approvisionnement. On s'interrogeait cependant sur l'identité des bénéficiaires du projet Rabaska et sur les intentions de développement du promoteur dans un contexte où il y a engouement pour le gaz naturel comme source d'énergie. Les préoccupations des intervenants portaient sur :

- le rôle de Rabaska dans le maintien des prix à la consommation et le caractère essentiel du projet pour le développement de Gaz Métro;
- le caractère indispensable de Rabaska quant à la consolidation ou au développement du marché de Gaz Métro et l'impact d'un abandon du projet;
- le rôle de Rabaska comme étant une garantie d'accès pour les Québécois à cette source d'énergie qui autrement risquerait de devenir trop chère - la question de l'exportation du gaz a aussi été soulevée à toutes les rencontres;
- la crainte de faire les frais d'un commerce avec les États-Unis ou du développement d'une filière de production thermique d'électricité;
- l'arrivée potentielle d'autres industries, notamment d'une usine de cogénération à proximité du terminal. Cette dernière hypothèse fut complètement écartée par le promoteur, tout comme le développement d'industrie sur les terrains appartenant à Rabaska entre la jetée et le terminal.

Projet défini

Rabaska a maintenu sa position à l'égard de la promotion des avantages du GNL aux points de vue économique et environnementale.

- Rabaska a réaffirmé que tout le gaz naturel importé sous forme de GNL dans les installations prévues est destiné à répondre à la demande croissante des marchés québécois et ontarien pour un combustible propre qui remplace avantageusement l'huile à chauffage, le mazout et le charbon;
- Rabaska, avec son GNL, devient un facteur de diversification des approvisionnements en gaz naturel pour la clientèle du Québec et de l'est de l'Ontario, rendant ainsi plus compétitive cette ressource et rendant moins vulnérable ses approvisionnements;
- le gaz naturel que Rabaska offrira sur ces marchés contribuera à l'atteinte des objectifs de réduction de gaz à effet de serre préconisés par le Protocole de Kyoto en fournissant à nos industries, à nos commerces et à nos résidences le combustible le plus propre à un prix plus concurrentiel.

5.2.6.4 Les impacts sociaux

Bilan de la consultation d'avant-projet

Les élus de Lévis et de Beaumont, de même que les citoyens, ont insisté sur les craintes d'expropriation que le projet générerait dans la population locale et sur les effets que la situation entraînerait sur la qualité de vie et même sur la santé des résidents. Leurs craintes portaient sur :

- la perte pour les propriétés du secteur d'une partie importante de leur valeur;
- une hausse éventuelle de leurs primes d'assurance;
- un déracinement, pour certaines familles qui habitent le secteur depuis des générations, de leur lieu d'appartenance, même si leur résidence n'était pas située dans le périmètre visé ou dans les environs immédiats;
- le refus de vivre à proximité du terminal parce que cela représentait à leurs yeux un stress qu'ils n'étaient pas prêts à supporter;
- les brisures que pouvait causer le projet dans le tissu social, en particulier à Beaumont, où la vie quotidienne était marquée par les prises de position des uns et des autres face au projet.

Le nombre de relocalisations constituait un élément important dans la sélection finale des sites, ont indiqué les représentants de Rabaska. L'approche mise de l'avant privilégiait l'acquisition de gré à gré et, lorsque nécessaire, l'ouverture à la négociation avec ceux qui ne souhaitaient pas rester, même si leur résidence est située hors du périmètre d'implantation.

Projet défini

Rabaska a développé, au gré de l'évolution du dossier, une position qui a pris la forme d'engagements formels à l'égard des impacts sociaux du projet. Ainsi, Rabaska s'est engagée, auprès des citoyens vivant à l'intérieur d'un rayon de 1,5 km des installations, à :

- compenser financièrement, sur la base de la juste valeur marchande de la propriété, tout propriétaire dont la propriété pourrait voir sa valeur de revente affectée par la réalisation du projet;
- compenser tout propriétaire ne désirant pas demeurer près du site en remboursant tous les frais relatifs à la vente de la propriété actuelle, à l'achat d'une nouvelle propriété et aux frais reliés au déménagement;

- négocier une entente garantissant le maintien de la valeur marchande de toute propriété, dans un rayon de 1,5 km des installations, dont le propriétaire désirant continuer d'y demeurer craindrait que sa propriété perde de la valeur à long terme à cause du projet;
- compenser pleinement les propriétaires pour toute hausse – fort hypothétique – de primes d'assurances dues à l'implantation du projet dans la région.

Par ailleurs, Rabaska est d'avis que les tensions qui peuvent affecter le tissu social s'atténueront et disparaîtront au fur et à mesure que le projet s'implantera et que les avantages qu'il entraîne se concrétiseront.

5.2.6.5 Les retombées du projet

Bilan de la consultation pré-projet

Les principales retombées de Rabaska dans son milieu d'accueil devaient se concrétiser sous la forme notamment de nombreux emplois lors de la construction, de 60 à 80 emplois directs et permanents lors de l'exploitation, et de sommes importantes versées en taxes.

Des doutes ont été soulevés sur différents points :

- l'intérêt et l'ampleur de ces retombées pour la communauté;
- les frais à encourir pour le développement de services municipaux et de sécurité supplémentaires;
- l'acceptabilité sociale du projet.

Projet défini

Outre les engagements déjà annoncés par les partenaires de Rabaska, le projet comporte pour Lévis et sa région des retombées économiques majeures, qui n'avaient pas été évaluées précisément lors de l'annonce de l'avant-projet. Rabaska a indiqué que dès que le terminal méthanier sera en opération, le projet représentera l'une des plus importantes valeurs industrielles taxables du Québec. Ainsi, Rabaska a formellement fait connaître ses engagements sociaux.

- le président et chef des opérations a pris l'engagement que Rabaska ne constituera jamais un fardeau financier pour les municipalités et les citoyens qui l'accueilleront. Rabaska s'est ainsi engagé à assumer les frais de tout nouveau service ou besoin que

pourra générer l'implantation du projet, ainsi que les frais supplémentaires éventuels liés à l'augmentation des effectifs de sécurité publique et d'incendie, la formation des intervenants, les changements aux infrastructures d'aqueduc et d'égout, etc. Rappelons d'ailleurs, à ce chapitre, que Rabaska possédera, sur son site même, le matériel et le personnel nécessaires pour gérer toute situation d'urgence;

- Rabaska a réitéré qu'il favorisera, en liaison avec les autorités locales, la formation et l'embauche de travailleurs qualifiés provenant du riche bassin de main-d'oeuvre locale, et qu'il cherchera à s'approvisionner auprès des entreprises et marchands locaux;
- Rabaska s'est déjà engagé à contribuer de façon importante à la richesse collective municipale de Lévis en garantissant le paiement annuel d'un minimum de 7 millions de dollars en taxes municipales et de 1 million de dollars en taxes scolaires;
- selon l'étude de l'Institut de la statistique du Québec (juillet 2004), le projet Rabaska créera, lors de la phase de construction qui durera trois ans, un nombre total d'emplois directs et indirects correspondant à 3 463 années-personnes;
- de plus, le projet représentera 39 millions de dollars pour le gouvernement du Québec et 17 millions de dollars pour le gouvernement fédéral en impôts et taxes diverses, et produira une valeur ajoutée pour le Québec de 263 millions de dollars.
- dans sa phase d'exploitation, le projet prévoit un budget annuel de l'ordre de 45 millions de dollars. Il donnera lieu à la création de 70 emplois directs permanents de qualité, et de 280 emplois indirects chez les fournisseurs;
- plus de 7 millions de dollars seront versés par année en frais de pilotage, de remorquage, de brise-glace et de droits de port à différentes entreprises maritimes de la région;
- l'exploitation du terminal rapportera sur une base annuelle 3,7 millions de dollars au gouvernement provincial et 1,8 million de dollars au gouvernement fédéral en impôts et taxes diverses. La valeur ajoutée annuellement dans l'économie du Québec représentera 25 millions de dollars.

5.3 DÉROULEMENT DU PROCESSUS DE CONSULTATION – VOLET GAZODUC

5.3.1 Mise en œuvre du programme

Afin de répondre aux questions et sujets de préoccupation, l'équipe a mis en service une ligne téléphonique, une adresse courriel et un site Web dès avril 2004. De cette façon, les personnes intéressées peuvent participer davantage au processus de consultation, et Rabaska est en

mesure de donner suite aux préoccupations et commentaires soulevés par le public dans le cadre du processus.

Une première série de rencontres d'information et de consultation avec les propriétaires concernés par le gazoduc a été prévue pour les 12, 13 et 14 octobre 2004. Compte tenu que la Ville de Lévis a adopté, le 4 octobre, une résolution rejetant le projet Rabaska, ces rencontres ont été reportées.

Tableau 5.4 Calendrier des consultations, interventions et matériel distribué - Volet gazoduc

Date	Événement	Groupe/personne rencontré(e)	Documents remis
29 avril 2004	<ul style="list-style-type: none"> • mise en ligne du site Internet; • mise en service de la ligne sans frais Info-Rabaska; • mise en service du courriel dédié info@rabaska.net. 		
30 juin 2004	Rencontre	Union des producteurs agricoles (directeur régional et 6 représentants).	<ul style="list-style-type: none"> • présentation PowerPoint imprimée; • dépliant.
10, 11 et 12 juillet 2004	Séances publiques d'information Présentation en 4 ateliers Atelier 1 : Le projet Atelier 2 : La démarche d'étude d'impact Atelier 3 : le GNL et la sécurité Atelier 4 : l'acquisition des terrains	460 personnes (60 + 200 + 200).	<ul style="list-style-type: none"> • étapes du processus de consultation; • le processus d'audience publique (ONÉ); • guide du propriétaire foncier (ONÉ); • bulletin « Comment participer à une audience publique » (ONÉ); • brochure « Travaux d'excavation et de construction de gazoduc » (ONÉ); • la réglementation des gazoducs au Canada (ONÉ).
12, 13 et 14 octobre 2004	Rencontres d'information et de consultation des propriétaires concernés	Rencontres reportées.	
Janvier 2005	<ul style="list-style-type: none"> • refonte du site Internet; • maintien de la ligne sans frais Info-Rabaska; • maintien du courriel dédié info@rabaska.net. 		
Février-mars 2005	<ul style="list-style-type: none"> • distribution de 4 bulletins d'information aux résidents de Lévis et Beaumont. 		
21 février 2005	Rencontre d'information et de consultation - Saint-Étienne	17 propriétaires touchés par l'implantation du gazoduc.	<ul style="list-style-type: none"> • autorisation pour relevés; • rapport d'entrevue; • avis d'intention – Accusé de réception; • convention d'option de servitude; • convention d'aire de travail; • convention de servitude; • mode de compensation; • mesures d'atténuation; • dépliants du projet.
22 février 2005	Rencontre d'information et de consultation – Saint-Jean-Chrysostome	25 propriétaires touchés par l'implantation du gazoduc.	<ul style="list-style-type: none"> • autorisation pour relevés; • rapport d'entrevue; • avis d'intention – Accusé de réception; • convention d'option de servitude; • convention d'aire de travail; • convention de servitude; • mode de compensation;

Date	Événement	Groupe/personne rencontré(e)	Documents remis
			<ul style="list-style-type: none"> • mesures d'atténuation; • dépliants du projet.
23 février 2005	Rencontre d'information et de consultation – Pintendre	37 propriétaires touchés par l'implantation du gazoduc.	<ul style="list-style-type: none"> • autorisation pour relevés; • rapport d'entrevue; • avis d'intention – Accusé de réception; • convention d'option de servitude; • convention d'aire de travail • convention de servitude; • mode de compensation; • mesures d'atténuation; • dépliants du projet.
Mars – juin 2005	Rencontres individuelles avec les propriétaires terriens	Potentiel de 148 propriétaires.	<ul style="list-style-type: none"> • autorisation pour relevés.
24 mars 2005	Rencontre de présentation et de discussion	Maire, conseillers et directeur général de la Ville de Lévis.	<ul style="list-style-type: none"> • autorisation pour relevés; • rapport d'entrevue; • avis d'intention – Accusé de réception; • convention d'option de servitude; • convention d'aire de travail; • convention de servitude; • mode de compensation; • mesures d'atténuation; • dépliants du projet.
31 mars 2005	Rencontre de présentation et de discussion	UPA – Fédération Lévis-Bellechasse (présidente, 4 représentants et conseiller en environnement).	<ul style="list-style-type: none"> • dépliants du projet; • vidéo sur le GNL; • fiche technique et échéancier.

À la fin de janvier 2005, Rabaska annonçait le choix définitif du site retenu pour le terminal, à Lévis, et soumettait à la population un projet détaillé, qui comprenait la construction du gazoduc. Afin de fournir des renseignements précis et complets à la population, Rabaska a entrepris la production de quatre bulletins d'information, portant sur :

- le choix du site;
- la sécurité du terminal;
- l'intégration du projet dans son milieu;
- les retombées économiques.

Ces dépliants ont été distribués aux résidents de Lévis et de Beaumont au cours des mois de février et mars 2005. De plus, le site Internet de Rabaska a fait l'objet d'une refonte et bénéficie d'une mise à jour régulière.

À cette étape, Rabaska était en mesure d'envisager la tenue de rencontres sur l'enjeu spécifique du gazoduc avec les propriétaires terriens concernés par son tracé et avec les élus.

Les propriétaires ont été conviés à des réunions d'information et de consultation dans une démarche visant à couvrir l'ensemble du territoire concerné par le tracé du gazoduc.

Ces réunions, auxquelles participaient trois experts de l'équipe Rabaska, visaient à fournir aux propriétaires concernés, à l'aide de présentations détaillées, des renseignements sur les travaux projetés, les méthodes de construction ainsi que les mesures d'atténuation et de compensation reliées à la construction du gazoduc. Les rencontres ont eu lieu le 21 février 2005 à Saint-Étienne de Lauzon, le 22 février à Saint-Jean-Chrysostome, et le 23 février à Pintendre, toutes d'anciennes municipalités maintenant intégrées à la Ville de Lévis.

5.3.2 Résultats de la démarche de consultation

5.3.2.1 Rencontres avec les propriétaires terriens

La réunion à l'intention des propriétaires terriens du secteur de Saint-Étienne-de-Lauzon, tenue le 21 février 2005 au Centre multifonctionnel de Saint-Étienne, (annexe F-4) a permis aux intervenants concernés d'exprimer leurs préoccupations sur les détails de la servitude, sur le tracé du gazoduc, sur les impacts potentiels des travaux de construction sur la nappe phréatique et l'approvisionnement en eau, et sur les compensations prévues.

La rencontre du 22 février 2005 au Centre communautaire de Saint-Jean-Chrysostôme (annexe F-4) a relevé les mêmes préoccupations quant à la servitude, au tracé et aux compensations, avec toutefois davantage de questions sur le terminal et sur les aspects techniques du gazoduc. Dans ce secteur aussi, on a fait part d'inquiétudes à l'égard de l'approvisionnement en eau, mais aussi de la dévaluation potentielle des propriétés.

Dans le secteur de Pintendre, le 23 février 2005 (annexe F-4), le tracé et les caractéristiques techniques ont aussi suscité plusieurs questions parmi les propriétaires réunis au Centre des loisirs de Pintendre. Les compensations et les coûts ont également fait l'objet d'interrogations, de même que les responsabilités des autorités réglementaires.

Au terme de chaque réunion, les propriétaires terriens concernés étaient avisés que le plan du tracé privilégié serait affiché sur le site Internet de Rabaska dans les jours suivants les rencontres, et qu'il serait également remis aux propriétaires concernés lors des rencontres individuelles pour la négociation des droits de passage.

En résumé, quatre thèmes ont retenu l'attention des participants aux séances d'information et de consultation et ont été abordés à l'occasion de la majorité des rencontres :

- le tracé privilégié pour la construction du gazoduc;
- les effets des travaux de construction sur l'environnement;
- le programme de compensation;
- les caractéristiques techniques et les mesures de sécurité du projet.

76 propriétaires terriens concernés par le gazoduc ont participé à l'une ou l'autre de ces trois séances d'information et de consultation. Ces séances furent suivies de rencontres individuelles; au total, 141 propriétaires sur les 148 propriétaires concernés ont accepté l'invitation des représentants de Rabaska à ces rencontres individuelles. Au total, 172 visites ont été effectuées dans le cadre de cette consultation, certains propriétaires ayant été visités à plus d'une occasion.

5.3.2.2 Rencontres avec les élus

Une réunion avec le maire et les conseillers de Lévis a été tenue le 24 mars pour discuter exclusivement du gazoduc. Y participait également le directeur général de la municipalité.

Après une présentation détaillée aux membres du conseil, les échanges ont surtout porté sur les compensations et le processus de droit d'accès de l'ONÉ. Les élus auraient souhaité être rencontrés avant les propriétaires concernés; aussi voulaient-ils savoir quelle était la proportion de propriétaires qui avaient participé aux réunions. Les élus ont également questionné les représentants de Rabaska sur des questions techniques, comme la durée de vie du gazoduc, les caractéristiques de protection de la tuyauterie, et les risques potentiels liés à l'exploitation du gazoduc.

5.3.2.3 Rencontre avec les représentants de l'UPA

Rabaska a rencontré le 31 mars des représentants de l'UPA, dont la présidente de la Fédération UPA de Lévis-Bellechasse, quatre représentants locaux et un conseiller en environnement. L'UPA cherchait à obtenir des réponses aux interrogations de tous les agriculteurs dont les terres peuvent être affectées par le tracé privilégié.

Les représentants de l'UPA ont voulu savoir s'il y avait un lien entre les projets de Rabaska et de Cacouna. Ils ont interrogé les représentants de Rabaska sur les caractéristiques techniques du gazoduc et les conséquences sur les activités agricoles lors de la construction. Ils ont également suggéré de revoir l'emprise de la voie ferrée qui était initialement prévue au projet.

5.3.3 Les enjeux identifiés dans le cadre du processus de consultation

Les enjeux identifiés dans le cadre du processus de consultation sont présentés ci-après en deux sections : la première section, intitulée *Bilan de la consultation - gazoduc*, résume les préoccupations et opinions formulées à la suite des réunions d'information et de consultation. La deuxième section, sous le titre *Réponses et ajustements*, relate comment Rabaska a répondu à leurs questionnements et comment le projet a été modifié en fonction des préoccupations exprimées.

Compte tenu des conclusions tirées à la suite des différentes consultations, et à la lumière des résultats des études et travaux qui se sont poursuivis dans la démarche évolutive du projet, Rabaska a raffiné diverses composantes du projet et de son volet gazoduc.

5.3.3.1 Le tracé privilégié pour la construction du gazoduc

Bilan de la consultation - gazoduc

Les propriétaires consultés n'étaient pas tous familiers avec les différentes composantes du projet global de port méthanier. Leurs préoccupations portaient notamment sur l'emplacement de la jetée, le choix du site, la superficie de terrains nécessaire au terminal, l'expansion possible du terminal étant donnée la grandeur du territoire déjà sous option par Rabaska, et aussi sur la possibilité que le gazoduc soit implanté même si le terminal n'est pas construit.

Les représentants de l'UPA se sont montrés préoccupés par la reprise des travaux agricoles après les travaux de construction et sur les pertes de récoltes.

Certains propriétaires ont demandé des précisions sur la notion de servitude permanente qu'impliquait l'implantation de ce gazoduc sur leur propriété, notamment sur sa pérennité et sur les droits de passage avec différents véhicules. Ils ont demandé si le tracé cherchait à éviter les bâtiments. Ils ont aussi demandé si, lors de l'entretien et de l'inspection de la servitude, les véhicules de Rabaska devaient passer sur leurs terrains pour y avoir accès.

Les participants ont soulevé à plusieurs occasions la possibilité de jumeler le tracé du gazoduc avec d'autres tracés existants. Ainsi, la servitude d'Hydro-Québec, qui passe à proximité, et celle d'Ultramar, qui est en projet, ont été évoquées à quelques occasions. Ils ont aussi demandé si Rabaska avait envisagé le passage du tracé entre les voies de l'autoroute 20, de même que dans la savane, à distance des zones habitées et des terres agricoles.

Réponses et ajustements

Les représentants de Rabaska ont assuré que ce sont les études des conditions techniques et environnementales qui détermineront le tracé retenu. De plus, ils soulignèrent que la convention de servitude de Rabaska est valide pour un gazoduc seulement. Ils ont aussi souligné que le gazoduc ne pouvait être construit sans que le terminal n'ait reçu préalablement toutes les autorisations. Les représentants ont aussi assuré que le tracé contournerait les bâtiments; advenant une exception, il faudrait alors obtenir le consentement du propriétaire pour déplacer les bâtiments.

Par ailleurs, les propriétaires pourront passer sur la servitude avec de la machinerie lourde, mais il faudra préalablement le spécifier avant la construction. Aussi, tout passage de véhicules de Rabaska lors d'opérations d'inspection ou d'entretien sur la servitude devra auparavant recevoir l'autorisation du propriétaire sur la propriété duquel les véhicules devront circuler.

Rabaska a affirmé qu'il n'y aurait aucun problème pour le milieu agricole à poursuivre ses activités de culture et de labour après les travaux de construction, et a réitéré son engagement quant aux compensations qui seront versées pour les pertes de récoltes. Par contre, il ne sera pas permis de planter des arbres ou d'ériger des constructions ou autres infrastructures dans la zone de servitude. Des mesures d'atténuation comme la mise en place de clôtures, le maintien des débits d'eau, le décompactage, l'épierrage et l'ensemencement sont prévues dans la réalisation du projet.

En ce qui a trait au jumelage du tracé avec d'autres voies existantes, Hydro-Québec ne souhaite pas que Rabaska s'installe dans sa servitude. Cependant, autant que possible, le tracé du gazoduc tente de suivre les lignes d'Hydro-Québec ou les chemins forestiers existants. Par ailleurs, la voie carrossable d'Hydro-Québec, adjacente au tracé de Rabaska, pourrait en certaines occasions être utilisée, avec la permission expresse de la société d'État. De cette façon, il ne serait pas nécessaire d'ouvrir de nouveaux chemins et l'impact du gazoduc serait minimisé.

Quant à l'installation d'un tracé entre les voies de l'autoroute 20, plusieurs raisons techniques rendent impossible l'installation du gazoduc à cet endroit, entre autres les viaducs et les travaux fréquents qui y sont effectués par le ministère des Transports du Québec. En ce qui concerne Ultramar, plusieurs discussions ont eu lieu avec ses représentants afin d'optimiser l'utilisation des servitudes adjacentes des deux projets, que ce soit pour la phase d'ingénierie, de négociation des droits de passage ou pour la phase construction.

5.3.3.2 Les effets des travaux de construction sur l'environnement

Bilan de la consultation - gazoduc

Les effets potentiels des travaux de construction sur la nappe phréatique et sur l'approvisionnement en eau ont retenu l'attention de plusieurs propriétaires. Ils ont interrogé Rabaska sur la possibilité que les travaux de construction atteignent la nappe phréatique, et que leur approvisionnement en eau soit perturbé. Ici encore, les représentants de Rabaska ont assuré que ce sont les études des conditions techniques et environnementales qui serviront à déterminer le tracé qui aura le moins d'impacts sur l'environnement.

Les représentants de l'UPA ont voulu connaître les impacts sur les rives et les cours d'eau, notamment les rivières Chaudière et Etchemin, que le tracé doit traverser.

Les propriétaires consultés se sont montrés préoccupés par les procédés d'entretien de la servitude en milieu boisé, à savoir s'ils sont de nature mécanique ou chimique, et si des pesticides seront utilisés dans les emprises. Cette question est déterminante pour les producteurs de produits biologiques, qui sont soumis à des normes très strictes.

Les propriétaires ont également voulu en savoir davantage sur les organismes de réglementation impliqués dans le processus.

Réponses et ajustements

Les experts ont assuré que tout sera mis en œuvre pour que la nappe phréatique et les prises d'eau ne soient pas affectées. Des évaluations seront effectuées avant et après les travaux afin d'assurer un contrôle optimal. Les experts ont rappelé que l'Office national de l'énergie a établi des normes rigoureuses à ce chapitre, tout comme à l'égard des cours d'eau à traverser.

Les experts ont expliqué que l'entretien de l'emprise se fait habituellement à l'aide de produits chimiques et d'outils mécaniques ou une combinaison des deux. S'il est chimique, on utilise des pesticides homologués et autorisés par le ministère, répondant à toutes les normes et règlements. Une attention très particulière est portée à proximité des cours et sources d'eau.

L'entretien de l'emprise près d'exploitations de producteurs de produits biologiques constitue une préoccupation très importante pour Rabaska, qui prendra toutes les mesures appropriées pour ne pas nuire à la culture biologique des cultivateurs. Les experts ont aussi tenu à préciser que la surveillance aérienne est réalisée à haute altitude afin de ne pas déranger la chasse et les animaux.

Rabaska a précisé qu'il est prévu que le projet de gazoduc fasse l'objet d'audiences combinées BAPE, ONÉ, ACÉE. Cette nouvelle formule de processus d'audiences permettra de faciliter la tâche aux citoyens et du même coup diminuera la durée totale du processus réglementaire.

5.3.3.3 Le programme de compensation

Bilan de la consultation - gazoduc

Les questions sur la compensation et les coûts inhérents à l'implantation du gazoduc ont retenu l'attention lors de toutes les consultations, bien que ces préoccupations étaient parfois personnelles et particulières à chaque propriétaire. Les représentants en ont donc expliqué les tenants et aboutissants, à partir de l'expérience en cette matière des experts présents.

Les propriétaires ont interrogé Rabaska sur différents points techniques :

- la signature des options signifie-t-elle que la construction du terminal est acquise ?
- la signature de l'autorisation pour relevés engage-t-elle à la signature de la convention d'option ?
- les compensations sont-elles imposables ?
- comment établit-on les compensations pour les pertes encourues pour une érablière ?
- comment calcule-t-on les compensations en milieu boisé pour le bois perdu ?

Les propriétaires ont aussi demandé quelles étaient les conséquences s'ils refusaient de céder une partie de leurs terres pour la servitude, si les primes d'assurance subissaient une hausse ou si les propriétés risquaient d'être dévaluées. Enfin, ils ont voulu vérifier si la loi québécoise sur l'expropriation s'appliquait à ce projet.

Réponses et ajustements

Les représentants de Rabaska ont expliqué qu'ils ne signaient à cette étape que des options et non des conventions puisque des inventaires doivent être effectuées préalablement. En ce qui a trait à la signature de l'autorisation de relevés, elle ne permet que de faire des sondages et de prendre des échantillons et n'engage à rien d'autre.

Sur la question de l'imposition fiscale des compensations, les experts ont expliqué que certains montants sont imposables, mais le calcul demeure assez complexe. Dans les cas de gain de capital, si la compensation est supérieure à 1 000 \$, il y a imposition à certaines conditions. Certains déboursés peuvent être déduits de la compensation. Il est possible d'attribuer jusqu'à

un maximum de 20 % du coût de base rajusté du terrain, si la superficie de l'emprise ne dépasse pas 20 % de l'ensemble du terrain.

Les représentants de Rabaska ont aussi expliqué que pour les érablières, le dédommagement est mesuré selon le nombre d'entailles et la performance de celles-ci, et en ce qui concerne le bois perdu en milieu boisé, on évalue la valeur du bois pour ensuite verser au propriétaire le double de cette valeur.

Bien qu'il existe un processus de négociation légale ou d'arbitrage, exposé dans la documentation émanant de l'ONÉ remise aux propriétaires, les représentants de Rabaska ont expliqué qu'en tout état de cause, ils entendaient prendre toutes les mesures pour conclure des ententes de gré à gré avec les propriétaires terriens concernés.

Les experts ont également indiqué que le passage d'un gazoduc sur un terrain n'entraînait généralement pas d'augmentation des primes d'assurances, pas plus qu'il ne devrait y avoir de dévaluation de propriété, à moins que l'emprise ne prenne une partie importante de la propriété.

5.3.3.4 Les caractéristiques techniques et les mesures de sécurité du projet

Tous les groupes rencontrés, qu'ils soient propriétaires terriens, représentants de l'UPA ou élus de la Ville de Lévis, se sont montrés très intéressés par les caractéristiques techniques du gazoduc, surtout dans une perspective de sécurité des installations. Les experts de Rabaska sont donc revenus sur les différents aspects techniques abordés dans la présentation, en réponse aux interrogations et préoccupations des participants. Les principaux aspects discutés étaient les suivants :

- durée de vie du gazoduc : un revêtement d'époxy recouvre le gazoduc sur toute sa longueur et des couches de recouvrement sont ajoutées sur le chantier après la soudure. Des anodes sont également installées afin d'éviter la corrosion du gazoduc. Des tuyaux de ce type enfouis depuis 40 ans ont été vérifiés et ils étaient pratiquement comme neufs;
- effets d'un tremblement de terre sur cet équipement : bien qu'il soit en acier, le gazoduc conserve de la flexibilité, il peut donc « plier » lors de tremblements de terre. Par ailleurs, il n'y a aucune zone sismique importante dans le tracé privilégié pour le gazoduc;
- possibilités de rouille ou de corrosion : les anodes servent justement à éviter que l'humidité du sol fasse rouiller le gazoduc. Des examens sont faits dans le gazoduc afin de détecter la moindre rouille ou corrosion;

- forage dans le roc : les constructeurs de gazoducs rencontrent du roc régulièrement et disposent donc d'une large expertise à cet effet. Pour les passages sous les cours d'eau, les constructeurs font appel au forage directionnel, qui minimise les impacts sur l'environnement;
- zone de sécurité de 30 m de part et d'autres de l'emprise : tous les travaux mécanisés effectués dans une zone de 30 m de part et d'autres de l'emprise requièrent une permission écrite du propriétaire du gazoduc. Ceci est une autre mesure pour assurer la sécurité et l'intégrité du gazoduc.

5.4 CONSULTATION DES AUTORITÉS GOUVERNEMENTALES

Rabaska a initié une série de démarches auprès des autorités gouvernementales provinciales et fédérales susceptibles d'être impliquées dans le processus d'évaluation environnementale du projet ou au niveau de son approbation.

Ces démarches peuvent être regroupées en trois catégories distinctes :

- les démarches visant à obtenir des précisions quant au déroulement et à la procédure applicable au processus d'évaluation et d'approbation du projet et quant aux attentes des autorités gouvernementales à l'égard de la nature et la portée des informations devant être produites dans le cadre de ces processus;
- les démarches visant la mise en œuvre du *Processus d'examen technique des terminaux maritimes et des sites de transbordement* mieux connu sous l'acronyme TERMPOL;
- les démarches visant l'obtention de renseignements précis reliés à l'expertise qu'un certain nombre de ces autorités gouvernementales ont développée dans leur champ de compétence respectif.

La signature au printemps 2004 de l'*Entente de collaboration Canada-Québec en matière d'évaluation environnementale*, a concrétisé l'intention des gouvernements du Canada et du Québec d'harmoniser et de coordonner leur processus respectif d'évaluation environnementale. Tenant compte de ce désir d'harmonisation et du nombre relativement important des instances susceptibles d'être impliquées, le promoteur a jugé important de rencontrer les autorités gouvernementales appelées de par leurs fonctions à jouer un rôle clé au niveau de la coordination de ces processus et des audiences publiques en découlant. Les autorités gouvernementales rencontrées dans ce contexte sont l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACÉE), le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) ainsi que l'Office national de l'énergie

(ONÉ). Ces rencontres visaient à présenter à ces autorités un aperçu d'ensemble du projet, de s'enquérir de leurs attentes quant aux renseignements devant être déposés dans le cadre de l'étude d'impact et de discuter de la procédure harmonisée envisagée par ces autorités et de l'échéancier y applicable.

Les premières démarches en vue du processus TERMPOL administré par Transport Canada ont été entreprises au mois de juin 2004 et le comité d'examen mis sur pied dans le cadre de ce processus (CET), composé principalement d'organismes gouvernementaux, compte parmi ses membres des représentants de plusieurs directions et divisions de Transports Canada incluant la Garde côtière, du Port de Québec, d'Environnement Canada, des représentants de Pêches et Océans ainsi que des ministères provinciaux de la Sécurité publique, des Transports et du MDDEP.

Le tableau 5.5 dresse un sommaire des démarches entreprises à ce jour auprès des autorités gouvernementales provinciales et fédérales dans le contexte décrit ci-dessous.

Tableau 5.5 Sommaire des démarches entreprises

Date	Organismes ou personnes visées	Questions soulevées
PROCESSUS D'ÉVALUATION ET PROCÉDURE		
23 octobre 2003	Transports Canada et Garde côtière	Aperçu préliminaire du projet Exigences de renseignement.
4 juillet 2004	Personnel de l'ONÉ	Présentation du projet initial. Processus d'évaluation et d'approbation. Échéancier.
15 septembre 2004	Personnel du MDDEP, MRN et MDERR et celui d'autres ministères	Présentation du projet initial. Exigences de renseignement. Attentes des ministères à l'égard des informations devant être déposées.
27 janvier 2005	Personnel du MDDEP et d'autres ministères	Présentation du projet définitif. Processus d'évaluation. Échéancier.
4 février 2005	Personnel de l'ACÉE	Présentation du projet définitif. Échéancier.
15 février 2005	Personnel de l'ONÉ	Présentation du projet définitif Processus d'approbation. Échéancier.
TERMPOL		
9 juin 2004	Futurs membres du CET	Rencontre officieuse présentant les grandes lignes du projet auprès de représentant de Transports Canada, Garde Côtière et Port de Québec.
15 septembre 2004	CET restreint	Réunion officieuse, présentation des progrès de constitution du CET et d'un tableau de liste des enjeux inspiré par notre projet par le président du CET et quelques représentants de TCSCM. Accord pour soumission des études au fil de l'eau.
7 décembre 2004	CET	Réunion officielle de lancement du processus. Présentation du projet, présentation par le CET de la grille d'évaluation des études et affectation des conseillers aux différentes études.
30 mars 2005	CET	Réunion officieuse avec CET restreint, présentation sur les méthaniers.

Date	Organismes ou personnes visées	Questions soulevées
24 mai 2005	CET	Réunion convoquée par CET restreint pour clarifications sur études nautiques et l'étude de température soumise précédemment.
RENSEIGNEMENTS		
Au niveau provincial		
12 mai 2004	Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec M. Daniel Hatin, biologiste Direction de la recherche sur la faune	Information concernant les travaux de recherche sur l'esturgeon noir dans l'estuaire du Saint-Laurent.
Juin 2004	Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs Direction régionale de l'analyse et de l'expertise de la Capitale-Nationale et de la Chaudière – Appalaches	Demande d'information sur les espèces menacées, vulnérables ou susceptibles d'être désignées ainsi de même que sur les aires protégées, les prises d'eau municipales et les terrains contaminés.
3 juin 2004	Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec M. Guy Trecia, biologiste Direction de l'aménagement de la faune Région de la Chaudière-Appalaches	Information concernant la faune aquatique estuarienne et la présence d'habitat aquatique sensible.
8 juillet 2004	Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec M. Francis Bouchard, biologiste Direction du développement de la faune	Information concernant la réintroduction du bar rayé dans le Saint-Laurent.
20 juillet 2004	Ministère du Développement durable, de l'environnement et des parcs du Québec M. Vincent Piché, biologiste Direction du patrimoine écologique	Information concernant les plantes aquatiques et riveraines menacées ou vulnérables ou susceptibles d'être ainsi désignées (Centre de données sur le patrimoine naturel, CDPNQ).
23 novembre 2004	Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec Direction de l'aménagement de la faune de la Chaudière-Appalaches	Demande d'information, sujets divers.
Juin 2004	Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec Direction de l'aménagement de la faune de la Chaudière-Appalaches	Demande d'information sur les espèces menacées, vulnérables ou susceptibles d'être désignées ainsi de même que sur les aires protégées.
Juin 2004	Ministère de l'agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec Direction régionale de l'Estuaire et des eaux intérieures Nicolet	Demande d'information sur la pêche commerciale pour le secteur de la zone à l'étude.
Janvier 2005	Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec Direction du suivi de l'état de l'environnement	Banque de données sur la qualité du milieu aquatique (rivières Etchemin, Chaudière et Beauvillage).
Janvier 2005	Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec Centre d'expertise hydrique Service de l'expertise hydrique et de la gestion des barrages publics	Statistiques sur les débits des rivières Etchemin, Chaudière et Beauvillage.

Date	Organismes ou personnes visées	Questions soulevées
Juin 2004	Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec Direction du patrimoine écologique et du développement durable	Demande d'information sur les espèces et habitats particuliers.
Au niveau fédéral		
18 avril 2005	Garde côtière canadienne Surveillant Opération Innav	Demande d'information sur le trafic maritime de la région.
Juillet 2004	Ministère des affaires indiennes et du Nord Canada Direction générale des revendications particulières	Revendications autochtones.
Août 2004	Ministère des Affaires indiennes et du Nord Canada Analyste des politiques Revendications globales	Revendications autochtones.
10 mars 2005	Ministère des affaires indiennes et du Nord Canada Direction générale des revendications particulières	Revendications autochtones.
Juin 2004	Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec Groupe de travail sur les écosystèmes forestiers exceptionnels	Demande d'information sur la localisation d'écosystèmes forestiers exceptionnels.
Juin 2004	Pêches et Océans Canada Océan et Environnement Région du Québec	Demande d'information sur l'habitat du poisson pour la zone à l'étude.
4 octobre 2004	Transports Canada Ingénieur des installations ferroviaires Sécurité ferroviaire	Demande d'information sur le réseau ferroviaire de la région.
13 mai 2005	Transports Canada Gestionnaire Loi de la protection des eaux navigables	Demande d'information sur la navigation de plaisance de la région.
Juin 2004	Environnement Canada Service canadien de la faune	Demande d'information sur l'avifaune pour la zone à l'étude.
Juin 2004	Environnement Canada Direction de la protection de l'environnement Région du Québec	Demande d'information sur les habitats fauniques, la qualité des sédiments ou autre.
Juin 2004	Environnement Canada Centre Saint-Laurent	Demande d'information sur les habitats fauniques, la qualité des sédiments ou autre.
Juin 2004	Environnement Canada Service canadien de la faune	Demande d'information sur l'Atlas des milieux humides.
2 décembre 2004	Environnement Canada Centre Saint-Laurent Service canadien de la faune	Demande d'information.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

BRITISH PETROLEUM BP, 2004. Statistical Review of World Energy, June. 44 p.

CEDIGAZ, 2004. Communication aux rendez-vous de l'AFG (Association française du Gaz. Septembre 2004.

CHACRA, M., 2002. Oil-Price Shocks and Retail Energy Prices in Canada. Bank of Canada, Working Paper 2002-38.

CROTEAU, P., 2003. Study of Ice Conditions at Selected Sites on the St. Lawrence River for the location of a LNG Marine Terminal. Rapport préparé pour Gaz Métropolitain, juin 2003, pagination multiple.

CURRIE, J. et A. FLEISCHMANN, 2003. The Outlook for Energy, Goldman Sachs, Septembre 40 p.

ENERGY AND ENVIRONMENTAL ANALYSIS, INC. (EEA), 2005. The Impact of Rabaska LNG Imports on Quebec and Ontario Natural Gas Markets. 89 p. et annexes.

ENERGY INFORMATION AGENCY (États-Unis) (EIA), 2005 a. World LNG Imports by Origin, [En ligne] : <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/LNGimp93.html>.

ENERGY INFORMATION AGENCY (EIA), 2005 b. The Global Liquefied Natural Gas Market: Status and Outlook (LNG Industry Cost declining). [En ligne] : <http://www.eia.doe.gov/oiaf/analysispaper/global/lngindustry.html>.

GAZ DE FRANCE, 2005. Gaz de France Leader européen du Gaz Naturel Liquéfié (GNL). [En ligne] : www.gazdefrance.com (dossiers de presse, octobre), 21 p.

GROUPE INTERNATIONAL DES IMPORTATEURS DE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ (GIIGNL), 2005. L'industrie du GNL 2004 / The LNG Industry 2004. Levallois-Perret, 24 p.

HENRY HUB / NYMEX [En ligne] : <http://www.oilenergy.com/1gnymex.htm#year>.

INSTITUT FRANÇAIS DU PÉTROLE (IFP), 2004. Panorama 2005, Le futur du marché gazier mondial. Décembre, 5 p.

INTERNATIONAL STANDARDIZATION ORGANISATION (ISO) ET ASSOCIATION CANADIENNE DE NORMALISATION, 2004. Systèmes de management environnemental. Exigences et

- lignes directives pour son utilisation. CAN/CSA-ISO 14001 :04. ISBN 1-55397-868. pagination multiple.
- MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES, DE LA FAUNE ET DES PARCS DU QUÉBEC (MRNFPQ), 2004. Le secteur énergétique au Québec : Contexte, enjeux et questionnements. Gouvernement du Québec. 68 p.
- NORTH AMERICAN ENERGY WORKING GROUP, 2005. North American Natural Gas Vision. Janvier 2005, 117 p.
- OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE (ONÉ), 2002. Le marché du gaz naturel au Canada : dynamique et prix –mise à jour, Octobre 62 p.
- OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE (ONÉ), 2003. L'avenir énergétique au Canada, scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025, 100 p.
- OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE (ONÉ), 2004 a. Analyse du potentiel ultime de gaz naturel classique de l'Alberta, Annexe technique ressources en gaz naturel classique au Canada: rapport de la situation. Avril 2004 29 p et annexes.
- OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE (ONÉ), 2004 b. Un regard vers 2010. Des marchés du gaz naturel en transition. Août 2005, 31 p.
- OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE (ONÉ), 2004 c. Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada, 2004-2006, annexe 8, 26 p. et annexes.
- POTEN & PARTNERS, Inc. 2005. Final Report: Atlantic Basin LNG Supply 2005-2020. Proposal for Rabaska Limited Partnerships & GDF Québec Inc. 74 p.
- ROCHE, 2004a. Construction of a LNG Terminal on the Saint-Lawrence River. Pre-feasibility of the Jetty Component of the Project. Rapport présenté à Gaz Metro, Pagination multiple.
- ROCHE, 2004b. Construction of a LNG Terminal on the Saint-Lawrence River. Detailed Assessment of Climatic Conditions at Proposed Sites. Rapport présenté à Gaz Metro, Pagination multiple.
- SIGTTO, 1997. Site Selection and Design for LNG Ports and Jetties. Information paper No 14.

21^E CONFERENCE MONDIALE DU GAZ, 2000. Rapport du groupe d'étude 3.4 « GNL vs Canalisation ». Nice, juin 2000,23 p.

18^E CONGRES DU CONSEIL MONDIAL DE L'ENERGIE (WORLD ENERGY COUNCIL), 2001. World LNG prospects: Favorable parameters for a new growth era. Buenos Aires, octobre, 2001. 15 p.

