

TABE DES MATIÈRES

<u>SECTION</u>	<u>PAGE</u>
1 MISE EN CONTEXTE DU PROJET	1-1
1.1 INTRODUCTION	1-1
1.1.1 Points saillants du projet	1-1
1.1.2 Structure du rapport	1-5
1.2 PRÉSENTATION DE L'INITIATEUR	1-6
1.2.1 Initiateur du projet	1-6
1.2.2 Consultants du projet	1-8
1.2.3 Politique relative à la santé, la prévention, l'environnement et la collectivité	1-13
1.3 CONTEXTE ET RAISON D'ÊTRE DU PROJET	1-14
1.3.1 Activités du secteur industriel	1-14
1.3.2 Contexte du projet.....	1-20
1.3.3 Raison d'être du projet	1-21
1.4 SOLUTIONS DE RECHANGE AU PROJET	1-28
1.4.1 Variantes pour le site	1-28
1.4.2 Autres sources d'approvisionnement énergétique et de gaz naturel.....	1-28
1.4.3 Abandon du projet.....	1-31
1.5 AMÉNAGEMENTS ET PROJETS CONNEXES.....	1-31
1.5.1 Ligne de transport d'électricité.....	1-31
1.5.2 Gazoduc	1-31
1.6 CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE	1-31
1.6.1 Approbations.....	1-32
1.7 CONSULTATION PUBLIQUE	1-40
1.7.1 Buts et objectifs de la préconsultation.....	1-40
1.7.2 Description générale de la préconsultation	1-41
1.7.3 Résultats de la préconsultation.....	1-43
2 DESCRIPTION DU PROJET ET DES VARIANTES DE RÉALISATION	2-1
2.1 VARIANTES POUR LE SITE	2-2
2.1.1 Analyse régionale	2-3
2.1.2 Analyse comparative des sites retenus.....	2-19
2.1.3 Validation du site sélectionné	2-21
2.2 VARIANTES POUR LE PLAN D'AMÉNAGEMENT DU TERMINAL	2-23
2.2.1 Installations terrestres	2-23
2.2.2 Installations maritimes.....	2-27
2.3 OPTIONS TECHNOLOGIQUES.....	2-31
2.3.1 Options pour le procédé de vaporisation	2-31
2.3.2 Options de conception des réservoirs.....	2-32
2.3.3 Options pour le contrôle du pouvoir calorifique	2-35
2.3.4 Options relatives aux structures maritimes	2-37
2.4 DESCRIPTION DE LA VARIANTE SÉLECTIONNÉE	2-38
2.4.1 Mise en contexte du projet	2-38
2.4.2 Coûts en capital	2-38
2.4.3 Calendrier d'exécution	2-38
2.4.4 Installations maritimes proposées.....	2-39
2.4.5 Installations terrestres proposées.....	2-50
2.4.6 Composantes principales du procédé.....	2-51
2.4.7 Réservoirs de stockage du GNL.....	2-59

2.4.8	Systèmes de sécurité technique.....	2-62
2.4.9	Services.....	2-69
2.4.10	Projets connexes	2-73
2.5	PHASE DE CONSTRUCTION.....	2-74
2.5.1	Calendrier d'exécution	2-75
2.5.2	Procédures générales de construction.....	2-75
2.5.3	Préparation du site.....	2-78
2.5.4	Installations maritimes.....	2-80
2.5.5	Installations terrestres	2-84
2.5.6	Contrôle de la qualité, inspection et essais	2-91
2.5.7	Mise en service	2-93
2.5.8	Main-d'oeuvre	2-95
2.5.9	Transport, stockage et manutention	2-96
2.5.10	Approvisionnement en eau.....	2-101
2.5.11	Émissions dans l'atmosphère pendant la construction	2-104
2.6	PHASE D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN	2-106
2.6.1	Exploitation des installations maritimes	2-107
2.6.2	Stockage et transformation du GNL.....	2-108
2.6.3	Transport et stockage	2-111
2.6.4	Gestion des résidus	2-112
2.6.5	Besoins en main-d'oeuvre.....	2-113
2.6.6	Besoins et fréquence de l'entretien.....	2-114
2.6.7	Émissions dans l'atmosphère pendant l'exploitation	2-115
2.6.8	Émissions de bruit pendant l'exploitation	2-116
2.6.9	Sûreté.....	2-116
2.6.10	Périmètre de sécurité.....	2-117
2.7	PHASE DE DÉMANTÈLEMENT ET DE FERMETURE.....	2-119
3	DESCRIPTION DU MILIEU RÉCEPTEUR	31
3.1	INTRODUCTION	3-1
3.2	MILIEU PHYSIQUE.....	3-6
3.2.1	Qualité de l'air et climat.....	3-6
3.2.2	Environnement sonore	3-8
3.2.3	Sols et terrain.....	3-9
3.2.4	Hydrogéologie.....	3-10
3.2.5	Eaux de surface et qualité des sédiments.....	3-13
3.2.6	Processus côtiers.....	3-16
3.3	MILIEU BIOLOGIQUE.....	3-18
3.3.1	Végétation et milieux humides.....	3-18
3.3.2	Faune terrestre et aviaire	3-20
3.3.3	Les poissons marins et leur habitat	3-22
3.3.4	Poissons des eaux intérieures et leur habitat.....	3-25
3.3.5	Mammifères marins.....	3-27
3.4	MILIEU HUMAIN.....	3-29
3.4.1	Archéologie.....	3-29
3.4.2	Aspects socio-économiques	3-30
3.4.3	Ressources visuelles	3-32

4	MÉTODES D'ÉVALUATION DES IMPACTS	41
4.1	INTRODUCTION	4-1
4.2	APPROCHE GLOBALE DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE	4-1
4.2.1	Étapes du processus d'évaluation environnementale.....	4-1
4.2.2	Consultation publique.....	4-3
4.2.3	Processus itératif	4-4
4.3	ÉTENDUE DU PROJET	4-5
4.3.1	Composantes du projet	4-5
4.3.2	Activités dans le cadre du projet.....	4-5
4.3.3	Projets connexes	4-6
4.3.4	Projets inclus dans l'évaluation des effets cumulatifs.....	4-6
4.4	MILIEU RÉCEPTEUR	4-10
4.5	COMPOSANTES VALORISÉES DE L'ENVIRONNEMENT (CVE).....	4-11
4.5.1	Justification du choix des composantes valorisées de l'environnement (CVE).....	4-11
4.5.2	Choix des composantes valorisées de l'environnement	4-12
4.6	QUESTIONS CLÉS.....	4-18
4.7	ANALYSE DE LIENS	4-19
4.7.1	Diagrammes de liens	4-19
4.7.2	Validation des liens	4-20
4.8	DESCRIPTION DES IMPACTS RÉSIDUELS	4-22
4.8.1	Description de l'intensité des impacts.....	4-23
4.9	DEGRÉ DE CERTITUDE DES PRÉVISIONS.....	4-27
4.10	DÉTERMINATION DE L'IMPORTANCE RELATIVE.....	4-27
4.10.1	Objectifs de développement durable	4-27
4.10.2	Sévérité de l'impact.....	4-28
4.10.3	Valeur de la ressource subissant l'impact.....	4-28
4.10.4	Conclusion sur l'importance relative	4-31
4.11	CADRE SPATIO-TEMPOREL DE L'ÉVALUATION	4-31
4.11.1	Limites des zones d'étude	4-31
4.11.2	Limites temporelles	4-36
5	ÉVALUATION DES IMPACTS SUR LE MILIEU PHYSIQUE	51
5.1	INTRODUCTION	5-1
5.2	ANALYSE DE LIENS	5-3
5.2.1	Qualité de l'air.....	5-4
5.2.2	Environnement sonore	5-6
5.2.3	Sols et terrain.....	5-8
5.2.4	Composantes aquatiques.....	5-12
5.3	QUALITÉ DE L'AIR ET CLIMAT	5-19
5.3.1	Introduction.....	5-19
5.3.2	Question clé : Quel effet le Projet aura-t-il sur la qualité de l'air ambiant ?.....	5-20
5.3.3	Question clé : Quel effet le Projet aura-t-il sur les retombées atmosphériques de poussières et dépôts acides ?.....	5-74
5.4	ENVIRONNEMENT SONORE.....	5-91
5.4.1	Question clé : Quel sera l'effet des émissions sonores produites durant la construction du Projet sur les niveaux de bruit?	5-91
5.4.2	Question clé— Quel sera l'effet des émissions sonores produites durant l'exploitation du Projet sur les niveaux de bruit ?.....	5-130
5.5	SOLS ET TERRAIN	5-157
5.5.1	Question clé - Quel effet le Projet aura-t-il sur la qualité des sols et les conditions du terrain?	5-157

5.6	HYDROGÉOLOGIE	5-162
5.6.1	Question clé - Quel effet le Projet aura-t-il sur les eaux souterraines et leur qualité en tant que source d'approvisionnement en eau ?	5-162
5.7	HYDROLOGIE DES EAUX DE SURFACE	5-175
5.7.1	Question clé - Quel effet le Projet aura-t-il sur l'hydrologie des eaux de surface ?	5-175
5.8	QUALITÉ DES EAUX DE SURFACE	5-187
5.8.1	Question clé - Quel effet le Projet aura-t-il sur la qualité des eaux de surface ?	5-187
5.9	PROCESSUS CÔTIERS	5-197
5.9.1	Question clé - Quel effet le Projet aura-t-il sur l'environnement côtier?	5-197
6	ÉVALUATION DES IMPACTS SUR LE MILIEU BIOLOGIQUE	61
6.1	INTRODUCTION	6-1
6.2	ANALYSE DE LIENS	6-3
6.2.1	La végétation et les milieux humides	6-4
6.2.2	La faune terrestre et aviaire	6-5
6.2.3	Composantes aquatiques biologiques	6-11
6.3	LA VÉGÉTATION ET LES MILIEUX HUMIDES	6-16
6.3.1	Question clé – Quel effet le projet Énergie Cacouna aura-t-il sur la végétation et les milieux humides ?	6-17
6.4	LA FAUNE TERRESTRE ET AVIAIRE	6-31
6.4.1	Question clé – Quel effet le projet Énergie Cacouna aura-t-il sur la faune terrestre et ses habitats ?	6-32
6.5	LES POISSONS MARINS ET LEUR HABITAT	6-66
6.5.1	Question clé – Quel effet le projet aura-t-il sur les poissons du fleuve Saint-Laurent et leur habitat?	6-67
6.6	LES POISSONS DES EAUX INTÉRIEURES ET LEUR HABITAT	6-80
6.6.1	Question clé – Quel effet le projet aura-t-il sur les poissons des eaux intérieures et leur habitats ?	6-80
6.6.2	Mesures d'atténuation spécifiques	6-80
6.6.3	Sommaire des liens	6-81
6.6.4	Analyse des impacts résiduels	6-83
6.6.5	Degré de certitude des prévisions	6-84
6.6.6	Classification des impacts	6-84
6.6.7	Effets cumulatifs	6-85
6.7	MAMMIFÈRES MARINS	6-86
6.7.1	Question clé – Quel effet le projet aura-t-il sur les mammifères marins ?	6-86
7	ÉVALUATION DES IMPACTS SUR LE MILIEU HUMAIN	71
7.1	INTRODUCTION	7-1
7.2	ANALYSE DE LIENS	7-1
7.2.1	Santé humaine	7-3
7.2.2	Ressources patrimoniales	7-6
7.2.3	Composantes socio-économiques	7-7
7.2.4	Ressources visuelles :	7-18
7.3	SANTÉ HUMAINE	7-21
7.3.1	Introduction	7-21
7.3.2	Question clé SH-1 : Quel effet le Projet aura-t-il sur la santé humaine ?	7-21
7.4	RESSOURCES PATRIMONIALES	7-30

7.4.1	Question clé RP-1 : Quel effet le Projet aura-t-il sur les ressources patrimoniales?	7-31
7.5	ASPECTS SOCIO-ÉCONOMIQUES ET UTILISATION DES TERRES ET DES RESSOURCES.....	7-35
7.5.1	Évaluation des impacts économiques.....	7-35
7.5.2	Évaluation des impacts sociaux.....	7-46
7.5.3	Question clé SE-1 : Quel effet le Projet aura-t-il sur l'emploi direct ?.....	7-47
7.5.4	Question clé SE-2 : Quel effet le Projet aura-t-il sur les infrastructures et les services municipaux ?.....	7-55
7.5.5	Question clé SE-3 : Quel effet le Projet aura-t-il sur l'assiette fiscale municipale ?.....	7-62
7.5.6	Question clé SE-4 : Quel effet le Projet aura-t-il sur le tourisme et l'utilisation des ressources naturelles dans la ZEL ?	7-66
7.5.7	Question clé SE-5 : L'arrivée d'une main-d'œuvre en provenance de l'extérieur de la zone d'étude aura-t-elle un impact sur les résidants ?	7-77
7.5.8	Résumé : Qualité de vie des résidants de la zone d'étude locale	7-82
7.6	RESSOURCES VISUELLES :	7-88
7.6.1	Question clé RV-1 : Quel effet le Projet aura-t-il sur le paysage et les points d'intérêt visuel ?.....	7-88
7.6.2	Question clé RV-2 : Quel effet le Projet aura-t-il sur la qualité de la lumière ambiante ?.....	7-102
8	RÉSUMÉ DES IMPACTS DU PROJET.....	81
8.1	INTRODUCTION	8-1
8.2	PHASE DE CONSTRUCTION.....	8-1
8.3	EXPLOITATION.....	8-5
8.4	DÉVELOPPEMENT DURABLE.....	8-9
9	ÉVALUATION DU RISQUE TECHNOLOGIQUE	91
9.1	INTRODUCTION	9-1
9.1.1	Processus de gestion du risque d'Énergie Cacouna	9-1
9.1.2	Pourquoi effectuer une évaluation du risque technologique?	9-13
9.1.3	Qu'est-ce qu'une évaluation du risque technologique?	9-14
9.1.4	Risques associés au GNL	9-14
9.1.5	Historique de sécurité du GNL.....	9-15
9.1.6	Det Norske Veritas.....	9-18
9.2	MÉTHODOLOGIE.....	9-19
9.2.1	Limites.....	9-19
9.2.2	Indicateurs de risque.....	9-19
9.2.3	Méthode d'évaluation du risque	9-21
9.2.4	Méthodologie d'identification des dangers (HAZID).....	9-22
9.2.5	Méthodologie d'évaluation de la fréquence	9-23
9.2.6	Méthodologie d'évaluation des conséquences	9-24
9.2.7	Méthodologie de l'évaluation du risque	9-25
9.3	BASE D'ÉVALUATION DU RISQUE	9-26
9.3.1	Configuration du projet.....	9-26
9.3.2	Installations et activités d'exploitation proposées du projet.....	9-26
9.3.3	Fonctionnement proposé des méthaniers	9-29
9.3.4	Données géographiques	9-30
9.3.5	Météorologie	9-30
9.3.6	Conditions des vagues.....	9-33
9.3.7	Formation de la glace.....	9-34
9.3.8	Population.....	9-34
9.3.9	Sources d'inflammation	9-36

9.4	RÉSULTATS DE L'ÉVALUATION DU RISQUE	9-37
9.4.1	Identification des dangers (HAZID).....	9-37
9.4.2	Scénarios d'accidents	9-37
9.4.3	Analyse de la fréquence des accidents.....	9-39
9.4.4	Analyse des conséquences d'accident	9-58
9.4.5	Analyse des risques – Impacts sur l'environnement dans le pire des cas.....	9-67
9.4.6	Conclusions de l'évaluation du risque.....	9-77
9.4.7	Impacts du pire des scénarios sur l'environnement.....	9-79
9.5	MESURES DE SÉCURITÉ.....	9-87
9.5.1	Couches de protection indépendantes.....	9-88
9.6	PRÉPARATION ET INTERVENTION EN CAS D'URGENCE	9-90
9.6.1	Plan de mesures d'urgence pour la phase de construction	9-90
9.6.2	Plan de mesures d'urgence pour la phase d'exploitation.....	9-92
9.6.3	Réaction générale face à des situations d'urgence	9-93
9.6.4	Intervention du personnel de la salle de commande	9-93
9.6.5	Intervention en cas de fuite ou de déversement mineur contrôlable	9-94
9.6.6	Intervention en cas de déversement important incontrôlable de GNL.....	9-94
9.6.7	Accidents exigeant une intervention d'urgence	9-96
9.6.8	Coordination avec les autorités municipales	9-96
9.6.9	Plans préliminaires de mesures terrestres d'urgence et de sécurité	9-99
9.6.10	Plans préliminaires de mesures maritimes d'urgence et de sécurité.....	9-104
10	PROGRAMME DE SURVEILLANCE ENVIRONNEMENTALE ET DE SUIVI	101
10.1	INTRODUCTION	10-1
10.2	PROGRAMME DE SURVEILLANCE ENVIRONNEMENTALE.....	10-2
10.2.1	Buts du programme de surveillance environnementale.....	10-2
10.2.2	Outils de mise en oeuvre d'un programme détaillé de surveillance environnementale	10-2
10.2.3	Surveillance environnementale au cours de la phase de construction.....	10-3
10.2.4	Surveillance environnementale au cours de la phase d'exploitation	10-4
10.2.5	Démantèlement et fermeture.....	10-6
10.3	PROGRAMME DE SUIVI	10-7
10.3.1	Objet du programme de suivi	10-7
10.3.2	Priorités du programme de suivi	10-7
10.3.3	Cadre du programme de suivi	10-8
11	RÉFÉRENCES.....	11-1
12	UNITÉS DE MESURE, ACRONYMES ET GLOSSAIRE	12-1
12.1	UNITÉS DE MESURE ET ACRONYMES.....	12-1
12.2	GLOSSAIRE.....	12-9

LISTE DES TABELAUX

Section 1

Tableau 1.3-1	Coûts en capital de la chaîne de valeur du GNL.....	1-18
Tableau 2.1-1	Sommaire des contraintes de l'analyse régionale.....	2-7

Section 2

Tableau 2.1-2	Analyse régionale du Projet Énergie Cacouna : résultats de l'étude avant reconnaissance.....	2-13
Tableau 2.1-3	Observations de la reconnaissance régionale.....	2-14
Tableau 2.1-4	Interprétation suivant la reconnaissance.....	2-16
Tableau 2.1-5	Critères des variantes pour le site.....	2-20
Tableau 2.2-1	Variantes pour le plan d'aménagement.....	2-24
Tableau 2.2-2	Considérations relatives au plan d'aménagement.....	2-25
Tableau 2.4-1	Marées à Gros Cacouna.....	2-42
Tableau 2.4-2	Caractéristiques représentatives des méthaniers.....	2-47
Tableau 2.4-3	Principaux critères de base pour la conception.....	2-50
Tableau 2.4-4	Description des bâtiments du terminal.....	2-58
Tableau 2.4-5	Éclairage extérieur.....	2-71
Tableau 2.5-1	Activités de construction.....	2-75
Tableau 2.5-2	Équipements de construction maritime.....	2-83
Tableau 2.5-3	Équipements de construction du terminal.....	2-91
Tableau 2.6-1	Les Marges de Recul.....	2-118
Tableau 2.6-2	Zone de dispersion des vapeurs.....	2-119

Section 3

Tableau 3.1-1	Description de la zone d'étude et justification de son choix.....	3-3
Tableau 3.2-1	Niveaux de bruit ambiant à proximité du Projet Énergie Cacouna.....	3-8

Section 4

Tableau 4.3-1	Projets existants inclus dans l'évaluation des effets cumulatifs.....	4-8
Tableau 4.3-2	Projets autorisés, annoncés et prévus.....	4-9
Tableau 4.6-1	Résumé des questions clés relatives au Projet Énergie Cacouna.....	4-18
Tableau 4.8-1	Critères d'impact environnemental pour le Projet Énergie Cacouna.....	4-22
Tableau 4.8-2	Définitions de l'intensité des impacts dans le cas des composantes valorisées de l'environnement.....	4-23
Tableau 4.10-1	Sévérité de l'impact.....	4-29

Section 5

Tableau 5.2-1	Matrice d'interaction du projet avec les sols et le terrain.....	5-9
Tableau 5.3-1	Critères de qualité de l'air du Québec, du Canada et d'autres entités gouvernementales.....	5-22
Tableau 5.3-2	Critères relatifs aux composés organiques volatils (COV).....	5-24
Tableau 5.3-3	Critères relatifs aux hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP).....	5-25
Tableau 5.3-4	Critères relatifs aux métaux en suspension dans l'air.....	5-26
Tableau 5.3-5	Recommandations du CCME pour les émissions des chaudières et fours industriels.....	5-27
Tableau 5.3-6	Directives relatives aux émissions pour les moteurs diesel maritimes.....	5-28
Tableau 5.3-7	Classifications de l'intensité pour les principales composantes atmosphériques.....	5-29
Tableau 5.3-8	Émissions dans l'atmosphère pendant les activités de construction.....	5-35
Tableau 5.3-9	Émissions dans l'atmosphère pendant l'exploitation.....	5-37

Tableau 5.3-10	Émissions dans l'atmosphère pendant les pannes d'électricité	5-37
Tableau 5.3-11	Comparaison des émissions entre les phases de préparation, de construction et d'exploitation	5-39
Tableau 5.3-12	Sommaire des prévisions maximales relatives à la qualité de l'air : scénario de construction	5-40
Tableau 5.3-13	Sommaire des prévisions des concentrations maximales relatives à la qualité de l'air : exploitation	5-54
Tableau 5.3-14	Classification des impacts résiduels ^(a) pour les changements à la qualité de l'air ambiant pendant la préparation du site	5-58
Tableau 5.3-15	Classification des impacts résiduels ^(a) pour les changements à la qualité de l'air ambiant pendant la construction	5-58
Tableau 5.3-16	Classification des impacts résiduels pour les changements à la qualité de l'air ambiant pendant l'exploitation	5-59
Tableau 5.3-17	Sévérité de l'impact pour la qualité de l'air ambiant due à la préparation du site, à la construction et à l'exploitation	5-60
Tableau 5.3-18	Comparaison des données de référence avec les émissions atmosphériques anticipées pendant la préparation du chantier	5-62
Tableau 5.3-19	Comparaison des données de référence avec les émissions atmosphériques anticipées pendant la construction	5-62
Tableau 5.3-20	Prévisions cumulatives de la qualité de l'air : préparation du chantier	5-63
Tableau 5.3-21	Prévisions cumulatives de la qualité de l'air : construction	5-65
Tableau 5.3-22	Comparaison des données de référence aux émissions atmosphériques pendant l'exploitation	5-69
Tableau 5.3-23	Prévisions cumulatives de la qualité de l'air : exploitation	5-70
Tableau 5.3-24	Critères de retombée des poussières du Québec, du Canada et d'autres entités gouvernementales	5-76
Tableau 5.3-25	Charges critiques pour Gros Cacouna	5-77
Tableau 5.3-26	Classification de l'intensité des retombées atmosphériques	5-79
Tableau 5.3-27	Retombées de poussières et dépôts acides pendant la construction	5-80
Tableau 5.3-28	Retombées de poussières et dépôts acides pendant l'exploitation	5-83
Tableau 5.3-29	Classification des impacts résiduels (a) pour les changements relatifs aux dépôts acides	5-85
Tableau 5.3-30	Sévérité de l'impact pour les retombées de poussières et dépôts acides pendant les phases de construction et à l'exploitation	5-85
Tableau 5.3-31	Prévision des effets cumulatifs sur les retombées atmosphériques: construction	5-87
Tableau 5.3-32	Prévision des effets cumulatifs sur les retombées atmosphériques : exploitation	5-87
Tableau 5.4-1	Critères de bruit du MENV	5-96
Tableau 5.4-2	Classification de l'intensité des impacts de la construction sur l'environnement sonore	5-99
Tableau 5.4-3	Émissions sonores modélisées pour la préparation du chantier et le dynamitage	5-102
Tableau 5.4-4	Niveaux acoustiques d'évaluation du MENV prévus pour la préparation du chantier et le dynamitage	5-104
Tableau 5.4-5	Niveaux acoustiques prévus pour la préparation du chantier et le dynamitage	5-105
Tableau 5.4-6	Émissions sonores modélisées pour la construction des installations terrestres et maritimes	5-106
Tableau 5.4-7	Niveaux acoustiques d'évaluation du MENV prévus pour la construction des installations terrestres et maritimes	5-109
Tableau 5.4-8	Niveaux sonores prévus pour la construction des installations terrestres et maritimes	5-110

Tableau 5.4-9	Détermination de l'intensité des impacts causés par la construction sur les niveaux de bruit au récepteur A-2	5-120
Tableau 5.4-10	Détermination de l'intensité des impacts de la construction sur les niveaux de bruit au récepteur A-3	5-121
Tableau 5.4-11	Détermination de l'intensité des impacts de la construction sur les niveaux de bruit au récepteur A-4	5-122
Tableau 5.4-12	Détermination de l'intensité des impacts de la construction sur les niveaux de bruit au récepteur A-5	5-123
Tableau 5.4-13	Classification des impacts ^(a) sur l'environnement sonore dus à la construction	5-124
Tableau 5.4-14	Sévérité des impacts sur les niveaux de bruit dus à la construction	5-125
Tableau 5.4-15	Niveaux de bruit cumulatifs dus à la construction	5-127
Tableau 5.4-16	Critères de bruit du MENV	5-135
Tableau 5.4-17	Classification de l'intensité des impacts sur l'environnement sonore pendant l'exploitation	5-137
Tableau 5.4-18	Émissions sonores modélisées pour l'exploitation du terminal avec activités maritimes	5-139
Tableau 5.4-19	Niveaux acoustiques d'évaluation du MENV prévus pour l'exploitation du terminal avec activités maritimes	5-141
Tableau 5.4-20	Niveaux acoustiques prévus pour l'exploitation du terminal avec activités maritimes	5-142
Tableau 5.4-21	Émissions sonores modélisées pour l'exploitation du terminal sans activités maritimes	5-142
Tableau 5.4-22	Niveaux acoustiques d'évaluation du MENV prévus pour l'exploitation du terminal sans activités maritimes	5-145
Tableau 5.4-23	Niveaux sonores prévus pour l'exploitation du terminal sans activité maritime	5-146
Tableau 5.4-24	Détermination de l'intensité des impacts pour les niveaux sonores d'exploitation du terminal au récepteur A-2	5-149
Tableau 5.4-25	Détermination de l'intensité des impacts pour les niveaux sonores d'exploitation au récepteur A-3	5-150
Tableau 5.4-26	Détermination de l'intensité des impacts pour les niveaux sonores d'exploitation au récepteur A-4	5-151
Tableau 5.4-27	Détermination de l'intensité des impacts pour les niveaux sonores d'exploitation au récepteur A-5	5-152
Tableau 5.4-28	Classification des impacts ^(a) sur l'environnement sonore dus à l'exploitation du terminal	5-153
Tableau 5.4-29	Sévérité des impacts sur l'environnement sonore dus à l'exploitation	5-153
Tableau 5.4-30	Niveaux de bruit cumulatifs dus à l'exploitation	5-155
Tableau 5.5-1	Mesures d'atténuation spécifiques pour les sols et les conditions de terrain	5-157
Tableau 5.5-2	Perturbation des types de terrain dans la zone d'étude	5-160
Tableau 5.5-3	Perturbation des associations de sols dans la zone d'étude	5-161
Tableau 5.5-4	Classification des impacts résiduels	5-162
Tableau 5.6-1	Mesures d'atténuation spécifiques relatives à l'hydrogéologie	5-163
Tableau 5.6-2	Classification des impacts ^(a) du Projet Énergie Cacouna sur l'hydrogéologie	5-172
Tableau 5.7-2	Comparaison des superficies drainées par les sous-bassins versants	5-182
Tableau 5.7-3	Comparaison de l'utilisation des terrains du sous-bassin versant ES-1	5-183
Tableau 5.8-1	Mesures d'atténuation spécifiques relatives à la qualité de l'eau	5-188
Tableau 5.8-2	Classification des impacts ^(a) du Projet Énergie Cacouna sur la qualité de l'eau	5-196
Tableau 5.9-1	Mesures d'atténuation spécifiques des effets sur les conditions côtières	5-198

Tableau 5.9-2	Concentration totale des matières en suspension dans l'axe vertical du panache à 100 m en aval de la source	5-204
Tableau 5.9-3	Concentration totale des matières en suspension dans l'axe vertical du panache à 1000 m en aval de la source	5-205

Section 6

Tableau 6.3-1	Mesures d'atténuation spécifiques pour la végétation et les milieux humides.....	6-18
Tableau 6.3-2	Types de végétation à défricher dans la zone du projet.....	6-22
Tableau 6.3-3	Potentiel d'occurrence d'espèces végétales à statut particulier ou d'usage traditionnel dans une communauté végétale de la zone d'étude	6-24
Tableau 6.3-4	Perte d'habitat potentiel pour les espèces végétales à statut particulier dans la zone d'étude.....	6-25
Tableau 6.3-5	Perte d'habitat potentiel pour les espèces végétales d'usage traditionnel dans la zone d'étude.....	6-25
Tableau 6.3-6	Classification des impacts du projet sur la végétation terrestre et les milieux humides en fonction des CVE retenues.....	6-30
Tableau 6.4-1	Mesures d'atténuation spécifiques relatives à la faune terrestre et ses habitats.....	6-33
Tableau 6.4-2	Sommaire des liens	6-36
Tableau 6.4-3	Potentiel des habitats de la zone d'étude du projet en fonction des composantes valorisées de l'environnement (CVE).....	6-37
Tableau 6.4-4	Changements au niveau des habitats fauniques dans la zone d'étude.....	6-40
Tableau 6.4-5	Changements du potentiel d'habitat de la zone d'étude en fonction de l'abondance faunique.....	6-41
Tableau 6.4-6	Changement du potentiel d'habitat de la zone d'étude en fonction de la diversité faunique.....	6-42
Tableau 6.4-7	Changement du potentiel d'habitat de la zone d'étude en fonction des espèces en péril.....	6-43
Tableau 6.4-8	Effets prévus des perturbations sonores sur les habitats sélectionnés de la zone d'étude	6-45
Tableau 6.4-9	Classification des impacts prévus du projet Énergie Cacouna sur les CVE relatives à la faune terrestre et à ses habitats	6-53
Tableau 6.4-10	Importance relative prévue des impacts du projet Énergie Cacouna sur les CVE relatives à la faune terrestre et à ses habitats	6-62
Tableau 6.5-1	Mesures d'atténuation spécifiques pour les poissons et leur habitat	6-68
Tableau 6.5-2	Classification des impacts du projet Énergie Cacouna sur les poissons et leur habitat.....	6-78
Tableau 6.6-1	Mesures d'atténuation spécifiques relatives aux poissons des eaux intérieures et à leur habitat.....	6-80
Tableau 6.6-2	Classification des impacts du projet sur les ressources des plans d'eau intérieures.....	6-84
Tableau 6.7-1	Impacts potentiels des phases de construction et d'exploitation du projet sur les mammifères marins	6-86
Tableau 6.7-2	Mesures d'atténuation spécifiques relatives aux mammifères marins.....	6-87
Tableau 6.7-3	Pointes d'émission et de détection des sons chez les mammifères marins	6-91
Tableau 6.7-4	Intensité et fréquence des sons sous-marins générés lors de la construction et de l'exploitation	6-92
Tableau 6.7-5	Niveaux de bruit aériens générés lors de la construction et de l'exploitation.....	6-93
Tableau 6.7-6	Classification des impacts du projet sur les mammifères marins.....	6-100

Section 7

Tableau 7.3-1	Sommaire des impacts maximaux sur la qualité de l'air pendant les phases de préparation du site, de construction et d'exploitation du projet	7-25
Tableau 7.3-2	Sommaire de l'évaluation des concentrations de HAP carcinogènes dans l'air ambiant.....	7-27
Tableau 7.3-3	Comparaison entre les impacts maximaux sur la qualité de l'air et les limites d'exposition professionnelle	7-29
Tableau 7.3-4	Classification des impacts résiduels pour la question clé SH-1	7-30
Tableau 7.4-1	Classification des impacts sur les ressources patrimoniales : définitions.....	7-33
Tableau 7.4-2	Classification des impacts résiduels en rapport avec la question clé RP-1	7-34
Tableau 7.5-1	Terminal – coûts des investissements par structure	7-38
Tableau 7.5-2	Terminal – coûts des investissements par produit	7-38
Tableau 7.5-3	Terminal – coûts d'exploitation par produit	7-39
Tableau 7.5-4	Construction du projet – Impacts sur la production et les importations	7-40
Tableau 7.5-5	Construction du projet - Impacts sur les revenus gouvernementaux	7-41
Tableau 7.5-6	Exploitation du terminal - Impacts sur la production et les importations.....	7-42
Tableau 7.5-7	Exploitation du terminal - Impacts sur les revenus gouvernementaux	7-43
Tableau 7.5-8	Construction du projet - Impacts régionaux	7-45
Tableau 7.5-9	Exploitation du terminal - Impacts régionaux	7-45
Tableau 7.5-11	Mesures d'atténuation spécifiques liées à l'emploi direct pendant les phases de construction et d'exploitation du projet.....	7-48
Tableau 7.5-12	Classification des impacts sur l'emploi direct.....	7-53
Tableau 7.5-13	Mesures d'atténuation spécifiques des effets potentiels sur l'infrastructure pendant la construction et l'exploitation	7-56
Tableau 7.5-14	Classification des impacts sur les flux de trafic.....	7-60
Tableau 7.5-15	Classification des impacts : Effets sur l'assiette fiscale municipale.....	7-63
Tableau 7.5-16	Mesures d'atténuation spécifiques pour le tourisme et l'utilisation des ressources naturelles pendant la construction et l'exploitation	7-66
Tableau 7.5-17	Classification des impacts du Projet Énergie Cacouna sur le tourisme et l'utilisation des ressources naturelles	7-72
Tableau 7.5-18	Mesures d'atténuation spécifiques à la présence de main-d'œuvre temporaire pendant la phase de construction	7-77
Tableau 7.5-19	Classification d'impacts de la présence d'une main-d'œuvre provenant de l'extérieur des zones d'étude	7-79
Tableau 7.6-1	Mesures d'atténuation spécifiques liées aux ressources visuelles du paysage.....	7-89
Tableau 7.6-2	Analyse des impacts sur les points de vue clés	7-96
Tableau 7.6-3	Classification des impacts sur les ressources visuelles panoramiques	7-99
Tableau 7.6-4	Mesures d'atténuation des effets potentiels sur la lumière ambiante.....	7-103
Tableau 7.6-5	Éclairage pour le projet.....	7-105
Tableau 7.6-6	Classification des impacts sur les ressources visuelles liées à la lumière ambiante.....	7-107

Section 8

Tableau 8.2-1	Résumé des impacts (phase de construction)	8-2
Tableau 8.3-1	Résumé des impacts (période d'exploitation)	8-6

Section 9

Tableau 9.2-1	Formats de présentation du risque	9-26
Tableau 9.3-1	Installations et opérations proposées du projet.....	9-27
Tableau 9.3-2	Bases d'évaluation du risque pour les opérations maritimes.....	9-29
Tableau 9.3-3	Distribution de la stabilité atmosphérique	9-32

Tableau 9.3-4	Distribution des données sur le vent.....	9-33
Tableau 9.3-5	Population sur le site du terminal de GNL	9-35
Tableau 9.3-6	Sources d'inflammation pour le terminal de GNL.....	9-36
Tableau 9.4-1	Fréquence des fuites de GNL d'un méthanier par année.....	9-45
Tableau 9.4-2	Fréquences du type de fuite d'une citerne de cargaison	9-46
Tableau 9.4-3	Déversements de cargaison lors du transfert	9-48
Tableau 9.4-4	Fréquences des défaillances des conduits selon la catégorie de trous	9-54
Tableau 9.4-5	Sommaire des fréquences des fuites des cuves de traitement.....	9-55
Tableau 9.4-6	Sommaire des fréquences des fuites des compresseurs	9-55
Tableau 9.4-7	Sommaire des fréquences des fuites des pompes.....	9-56
Tableau 9.4-8	Sommaire des fréquences des fuites de l'échangeur/du vaporisateur.....	9-58
Tableau 9.4-9	Scénarios d'accident les plus crédibles	9-59
Tableau 9.4-10	Scénarios d'accident les plus crédibles	9-59
Tableau 9.4-11	Paramètres d'entrée des modèles de fuite d'un réservoir de GNL dans un méthanier.....	9-60
Tableau 9.4-12	Scénario d'un accident maritime et résultats.....	9-67
Tableau 9.4-13	Scénarios terrestres sélectionnés et résultats.....	9-70
Tableau 9.4-14	Estimations des risques individuels.....	9-73
Tableau 9.4-15	Classement des principaux éléments contribuant au risque individuel	9-74
Tableau 9.4-16	Classement des principaux éléments contribuant au risque sociétal	9-77
Tableau 9.4-17	Importance relative des impacts environnementaux dans les pires des scénarios d'accident	9-86
Tableau 9.5-1	Mesures de protection applicables	9-88
Tableau 9.6-1	Formulaire de consignation des données de contact du méthanier.....	9-106

Section 10

Tableau 10.3-1	Détails du programme de suivi.....	10-8
Tableau 10.3-2	Activités dans le cadre du programme de suivi.....	10-9

LISTE DES FIGURES

Section 1

Figure 1.1-1	Emplacement du projet.....	1-2
Figure 1.1-2	Plan du site du Projet Énergie Cacouna.....	1-3
Figure 1.3-1	Principaux mouvements commerciaux du GNL en 2003 (en millions de tonnes)	1-17
Figure 1.3-2	Demande de gaz naturel dans le centre du Canada (Ontario et Québec)	1-22
Figure 1.7-1	Maquette du Projet Énergie Cacouna.....	1-42

Section 2

Figure 2.1-1	Processus d'analyse des variantes pour le site.....	2-4
Figure 2.1-2	Cartographie des contraintes avec marquage	2-11
Figure 2.2-1	Installations d'amarrage	2-28
Figure 2.2-2	Aménagement révisé des installations d'amarrage	2-30
Figure 2.3-1	Schémas de configuration des différents types de réservoirs de GNL.....	2-34
Figure 2.4-1	Calendrier d'exécution du projet de terminal Énergie Cacouna	2-40
Figure 2.4-2	Aménagement général des installations maritimes	2-41
Figure 2.4-3	Coupe transversale du poste d'amarrage.....	2-45
Figure 2.4-4	Approches maritimes du terminal	2-49

Figure 2.4-5	Principales composantes du terminal de GNL	2-52
Figure 2.4-6	Schéma du procédé du terminal.....	2-54
Figure 2.4-7	Caractéristiques d'un réservoir de stockage de GNL a rétention totale	2-60
Figure 2.5-1	Assemblage des cellules, procédure d'établissement et séquence de stabilisation.....	2-82
Figure 2.5-2	Personnel travaillant au projet de construction	2-95
Section 3		
Figure 3.1-1	Zones d'étude du milieu récepteur	3-2
Figure 3.2-1	Limites modifiées des sous-bassins versants	3-14
Section 4		
Figure 4.2-1	Approche de l'évaluation environnementale	4-2
Figure 4.7-1	Structure des diagrammes de liens	4-20
Figure 4.10-1	Sévérité de l'impact selon la discipline	4-30
Figure 4.11-1	Zones d'étude	4-33
Section 5		
Figure 5.1-1	Zones d'étude d'évaluation des impacts	5-2
Figure 5.2-1	Diagramme de liens des effets du projet sur la qualité de l'air.....	5-5
Figure 5.2-2	Diagramme de liens des effets du projet sur les retombées atmosphériques	5-6
Figure 5.2-3	Diagramme de liens des effets du projet sur l'environnement sonore pendant la construction.....	5-7
Figure 5.2-4	Diagramme de liens des effets du projet sur l'environnement sonore pendant l'exploitation	5-8
Figure 5.2-5	Diagramme de liens des effets du projet sur les conditions du terrain et la qualité du sol.....	5-11
Figure 5.2-6	Diagramme de liens des effets de la construction sur le milieu aquatique (physique).....	5-13
Figure 5.2-7	Diagramme de liens des effets de l'exploitation sur le milieu aquatique (physique).....	5-17
Figure 5.3-1	Concentrations horaires maximales de NO ₂ pendant la préparation du chantier	5-41
Figure 5.3-2	Concentrations horaires maximales de NO ₂ pendant la construction des installations.....	5-42
Figure 5.3-3	Concentrations maximales de PM ₁₀ sur 24 heures pendant la construction des installations	5-43
Figure 5.3-4	Concentrations maximales de PM _{2,5} sur 24 heures pendant la construction des installations	5-44
Figure 5.3-5	Concentrations maximales des COV sur 24 heures pendant la construction des installations	5-45
Figure 5.3-6	Concentrations maximales des HAP sur 24 heures pendant la construction des installations	5-46
Figure 5.3-7	Emplacement et fréquence des concentrations de NO ₂ supérieures à la norme du MENV pendant la préparation du site	5-48
Figure 5.3-8	Emplacement et fréquence des concentrations de NO ₂ supérieures à la norme du MENV pendant la construction	5-49
Figure 5.3-9	Emplacement et fréquence des concentrations de PM ₁₀ supérieures au critère applicable pendant la construction.....	5-51
Figure 5.3-10	Emplacement et fréquence des concentrations de PM _{2,5} supérieures au critère pancanadien pendant la construction	5-52
Figure 5.3-11	Concentrations horaires maximales de NO ₂ pendant l'exploitation.....	5-53

Figure 5.3-12	Concentrations horaires maximales d'O ₃ pendant l'exploitation	5-55
Figure 5.3-13	Concentrations maximales d'O ₃ sur huit heures pendant l'exploitation.....	5-56
Figure 5.3-14	Concentrations horaires maximales cumulatives de NO ₂ pendant la préparation du site	5-64
Figure 5.3-15	Concentrations horaires maximales cumulatives de NO ₂ pendant la construction	5-66
Figure 5.3-16	Concentrations maximales cumulatives de PM ₁₀ sur 24 heures pendant la construction	5-67
Figure 5.3-17	Concentrations maximales cumulatives de PM _{2.5} sur 24 heures pendant la construction	5-68
Figure 5.3-18	Concentrations cumulatives horaires maximales de NO ₂ pendant l'exploitation.....	5-71
Figure 5.3-19	Concentrations cumulatives horaires maximales d'O ₃ pendant l'exploitation.....	5-72
Figure 5.3-20	Concentrations cumulatives maximales d'O ₃ sur 8 heures pendant l'exploitation.....	5-73
Figure 5.3-21	Dépôts acides annuels totaux pendant la préparation du chantier	5-81
Figure 5.3-22	Dépôts acides annuels totaux pendant la construction	5-82
Figure 5.3-23	Dépôts acides annuels totaux pendant l'exploitation.....	5-84
Figure 5.3-24	Dépôts acides cumulatifs annuels totaux pendant la préparation du chantier	5-88
Figure 5.3-25	Dépôts acides cumulatifs annuels totaux pendant la construction.....	5-89
Figure 5.3-26	Dépôts acides cumulatifs annuels totaux pendant l'exploitation	5-90
Figure 5.4-1	Sources d'émissions sonores modélisées - préparation du chantier et dynamitage.....	5-103
Figure 5.4-2	Niveaux acoustiques prévus pour le jour (7 h à 19 h) pour la préparation du chantier et le dynamitage	5-107
Figure 5.4-3	Sources d'émissions sonores modélisées - construction des installations terrestres et maritimes	5-108
Figure 5.4-4	Niveaux acoustiques prévus pour le jour (7 h à 19 h) lors de la construction des installations terrestres et maritimes.....	5-111
Figure 5.4-5	Niveaux acoustiques prévus pour la nuit (19 h à 7 h) lors de la construction des installations terrestres et maritimes.....	5-112
Figure 5.4-6	Processus de décision relatif à l'intensité des impacts basé sur la conformité avec les critères du MENV.....	5-115
Figure 5.4-7	Processus de décision relatif à l'intensité des impacts basé sur la perception humaine des niveaux acoustiques équivalents (L _{Aeq,1h}).....	5-117
Figure 5.4-8	Processus de décision relatif à l'intensité des impacts basé sur la perception humaine des bruits d'impact (L _{AF,Max})	5-119
Figure 5.4-9	Niveaux de bruit cumulatifs dus à la construction	5-129
Figure 5.4-10	Source d'émissions sonores modélisées - exploitation du terminal avec activités maritimes	5-140
Figure 5.4-11	Niveaux acoustiques prévus pour l'exploitation du terminal avec activités maritimes	5-143
Figure 5.4-12	Sources d'émissions sonores modélisées - exploitation du terminal sans activités maritimes	5-144
Figure 5.4-13	Niveaux acoustiques prévus pour l'exploitation du terminal sans activités maritimes	5-147
Figure 5.4-14	Niveaux de bruit cumulatifs dus à l'exploitation.....	5-156
Figure 5.6-1	Sévérité de l'impact hydrogéologique	5-173
Figure 5.7-1	Frontières proposées pour les sous-bassins versants	5-179
Figure 5.7-2	Modification des patrons de drainage sur le site du terminal.....	5-180
Figure 5.9-1	Trajet des méthaniers vers le poste d'amarrage	5-203

Section 6

Figure 6.1-1	Zones d'étude	6-2
Figure 6.2-1	Diagramme de liens des effets du projet sur la végétation et les milieux humides.....	6-6
Figure 6.2-2	Diagramme de liens des effets du projet sur les espèces fauniques et leur habitat.....	6-7
Figure 6.2-3	Diagramme de liens des effets de la construction sur le milieu aquatique biologique.....	6-13
Figure 6.2-4	Diagramme de liens des effets de l'exploitation sur le milieu aquatique biologique.....	6-15
Figure 6.3-1	Types de végétation dans la zone du projet	6-23
Figure 6.3-2	Potentiel d'occurrence d'espèces végétales à statut particulier dans la zone d'étude	6-26
Figure 6.3-3	Potentiel d'occurrence d'espèces végétales d'usage traditionnel dans la zone d'étude	6-27
Figure 6.6-1	Plans d'eau intérieurs.....	6-82

Section 7

Figure 7.1-1	Zones d'étude d'évaluation des impacts	7-2
Figure 7.2-1	Diagramme de liens relatifs à la santé humaine	7-5
Figure 7.2-2	Diagramme de liens des ressources patrimoniales.....	7-7
Figure 7.2-3	Diagramme de liens de l'emploi direct dans les zones d'étude locale et régionale.....	7-8
Figure 7.2-4	Diagramme de liens des infrastructures dans les zones d'étude locale et régionale.....	7-8
Figure 7.2-5	Diagramme de liens des effets sur l'assiette fiscale municipale de la paroisse de Saint-Georges-de-Cacouna	7-9
Figure 7.2-6	Diagramme de liens du tourisme et de l'utilisation des ressources naturelles dans la zone d'étude locale.....	7-10
Figure 7.2-7	Diagramme de liens de l'introduction d'une main-d'œuvre extérieure à la zone d'étude	7-11
Figure 7.2-8	Diagramme de liens des ressources visuelles pendant la phase de construction	7-19
Figure 7.2-9	Diagramme de liens des ressources visuelles pendant la phase d'exploitation.....	7-20
Figure 7.5-1	Sévérité de l'impact sur l'emploi direct.....	7-54
Figure 7.5-2	Sévérité de l'impact sur le trafic routier.....	7-61
Figure 7.5-3	Sévérité de l'impact sur l'assiette fiscale municipale	7-65
Figure 7.5-4	Sévérité de l'impact sur l'observation des oiseaux dans le marais de Gros Cacouna	7-74
Figure 7.5-5	Sévérité de l'impact sur la pratique du kayak, les activités récréatives dans Gros Cacouna et la chasse à la sauvagine dans le marais de Gros Cacouna	7-75
Figure 7.5-6	Sévérité de l'impact sur la cohésion de la communauté locale.....	7-81
Figure 7.6-1	Dimensions de la vue utilisées pour l'analyse d'impacts	7-92
Figure 7.6-2	Vue artistique du projet et des points de vue clés.....	7-95
Figure 7.6-3	Sévérité des impacts sur les ressources visuelles panoramiques	7-100
Figure 7.6-4	Sévérité des impacts sur la lumière ambiante.....	7-109

Section 9

Figure 9.1-1	Système de gestion d'Énergie Cacouna.....	9-2
Figure 9.1-2	Principe de gestion préventive d'Énergie Cacouna.....	9-4
Figure 9.1-3	Principe ALARP.....	9-5
Figure 9.1-4	Processus de gestion du risque.....	9-6
Figure 9.1-5	Capacité d'influence dans le temps.....	9-7
Figure 9.2-1	Illustration de la courbe FN.....	9-20
Figure 9.2-2	Méthode d'évaluation du risque.....	9-21
Figure 9.3-1	Schéma de la rose des vents de Rivière-du-Loup.....	9-31
Figure 9.4-1	Arborescence d'événements dans le cas d'une fuite continue.....	9-66
Figure 9.4-2	Illustration d'une fuite d'un réservoir de méthanier.....	9-68
Figure 9.4-3	Illustration d'une fuite de ligne de déchargement.....	9-71
Figure 9.4-4	Fuite du réservoir de stockage.....	9-71
Figure 9.4-5	Illustration d'une fuite de condenseur.....	9-71
Figure 9.4-6	Contours de risque individuel.....	9-73
Figure 9.4-7	Courbe FN.....	9-76
Figure 9.6-1	Exemple de procédure générale : Étapes à suivre dans une situation d'urgence non médicale au cours de la phase de construction.....	9-101
Figure 9.6-2	Exemple de procédure générale : Étapes à suivre dans une situation d'urgence médicale au cours de la phase de construction.....	9-102
Figure 9.6-3	Cycle de formation en matière de mesures d'urgence.....	9-104
Figure 9.6-4	Exemple de procédure d'émission d'avis d'intervention d'urgence.....	9-107
Figure 9.6-5	Procédure d'évacuation sanitaire à partir du méthanier.....	9-108

LISTE DES ANNEXES

Annexe I	Directive du ministère de l'Environnement du Québec (MENV 2004)
Annexe II	Tableau de concordance avec la Directive du ministère de l'Environnement du Québec
Annexe III	Politique relative à la santé, la prévention, l'environnement et la collectivité d'Énergie Cacouna
Annexe IV	Matériel de communication du projet
Annexe V	Estimation des émissions
Annexe VI	Méthodologie de modélisation de l'ozone
Annexe VII	Introduction à la terminologie relative à l'environnement sonore
Annexe VIII	Images modélisées des impacts visuels
Annexe IX	Lettre d'Énergie Cacouna adressée à la Première Nation Malécite de Viger, en date du 22 avril 2005
Annexe X	Feuilles de travail d'identification des dangers
Annexe XI	Scénarios d'accidents
Annexe XII	Fréquence des scénarios d'accidents
Annexe XIII	Conséquences des scénarios d'accidents

1 MISE EN CONTEXTE DU PROJET

1.1 INTRODUCTION

1.1.1 Points saillants du projet

TransCanada PipeLines Limited, au nom d'une nouvelle entité qui sera constituée par TransCanada PipeLines Limited et Petro-Canada (Énergie Cacouna) propose de développer et de construire un terminal d'importation de gaz naturel liquéfié (GNL) dans la paroisse de Saint-Georges-de-Cacouna, Québec, Canada sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent (voir la figure 1.1-1). Ce projet de développement, soit le Projet Énergie Cacouna, se situera à environ 15 km au nord-est de Rivière-du-Loup (Québec). L'emplacement proposé pour le projet se trouve à Gros Cacouna sur des terres antérieurement perturbées appartenant au gouvernement du Canada (Transports Canada) et actuellement classées pour usage industriel.

Le principal objectif du projet consiste à importer du gaz naturel produit outre-mer afin de satisfaire à long terme les besoins énergétiques du centre du Canada (Québec et Ontario) et du nord-est des États-Unis.

Le GNL est du gaz naturel ayant été converti à l'état liquide à une température d'environ -160 °C. À l'état liquide, le GNL occupe environ 1/600e du volume du gaz naturel à l'état gazeux. Le GNL peut donc être expédié et entreposé plus économiquement et de façon plus sécuritaire. La technologie du GNL permet d'importer du gaz naturel à partir de pays outre-mer, ce qui donne à l'Amérique du Nord l'accès à des réserves de gaz naturel situées partout dans le monde. Le secteur du GNL est en pleine croissance à l'échelle mondiale. Suite à une forte hausse récente des prix du gaz naturel en Amérique du Nord, ce secteur a retrouvé sa faisabilité et sa viabilité économiques.

Sous réserve de confirmation après des études techniques détaillées, les plans actuels pour le projet prévoient les installations suivantes (voir la figure 1.1-2) :

- Un terminal récepteur comprenant une jetée dotées de bras de déchargement, des ducs-d'albe d'amarrage et de réception, des digues brise-glace, ainsi qu'une jetée sur chevalets de 430 m s'avancant sur environ 350 m dans le fleuve Saint-Laurent à partir de la rive;
- deux réservoirs de stockage de GNL d'une capacité approximative de 160 000 m³ chacun, pour un total d'environ 320 000 m³ de volume de stockage (l'équivalent d'environ 6,8 milliards de pieds cubes [Bcf] de gaz naturel);

- des installations d'expédition constituées de pompes de GNL, de vaporisateurs destinés à réchauffer le GNL pour le transformer en phase gazeuse, de même que les conduites et l'équipement permettant d'expédier une quantité moyenne annuelle de 500 millions de pieds cubes par jour (mmcf) de gaz naturel, soit un volume suffisant pour chauffer environ deux millions de foyers types pour une année entière;
- une usine de production d'azote fournissant le terminal en azote gazeux servant à contrôler le pouvoir calorifique du gaz naturel afin qu'il soit conforme aux spécifications des réseaux de transport et de distribution de gaz situés en aval du terminal;
- les installations de soutien, services et systèmes de prévention requis pour le fonctionnement fiable et sécuritaire du terminal; et
- les bâtiments, routes et aires de stationnement sur le site du terminal.

Le GNL est livré au terminal par des méthaniers, c'est-à-dire des navires à double coque spécialement conçus pour transporter ce produit de manière sécuritaire. Contrairement à d'autres combustibles comme le propane, qui sont généralement entreposés sous pression, le GNL est stocké et transporté à une pression proche de la pression atmosphérique. Pour convertir le GNL en gaz naturel, il faut le chauffer suffisamment pour qu'il passe de l'état liquide à l'état gazeux. Des brûleurs au gaz seront employés comme source de chaleur pour cette regazéification. Si le pouvoir calorifique du gaz entrant dépasse les spécifications, il sera modifié par injection d'azote dans le flux gazeux. L'équipement de regazéification du terminal reconvertit le GNL en gaz naturel et il est alors prêt à être acheminé aux clients par gazoduc. Une description détaillée du projet est présentée à la section 2.

Les méthaniers s'amarreront à un poste d'amarrage nouvellement construit et n'utiliseront pas les installations marines existantes du port de Gros Cacouna. Après le déchargement du GNL du méthanier, le gaz sera stocké dans des réservoirs spécialement construits. Chaque réservoir se compose d'un réservoir interne et d'un réservoir externe. Le réservoir interne est fabriqué d'alliage pouvant résister à la température extrêmement basse du GNL. Le réservoir externe est construit en béton. Il renferme l'isolation du réservoir ainsi que les vapeurs éventuelles de gaz naturel. Dans l'éventualité peu probable d'une défaillance du réservoir interne, le réservoir externe servira de confinement secondaire. La description et la sélection de ces réservoirs sont détaillées à la section 2.

La sécurité du projet et du terminal sera assurée par les mesures suivantes :

- la conformité aux normes de conception du Code national du bâtiment du Canada, à la norme de l'Association canadienne de normalisation (CSA) Z-276 relative à la production, au stockage, et à la manutention du gaz naturel liquéfié, ainsi qu'aux autres codes et normes pertinents;
- de saines pratiques d'ingénierie et de construction;
- l'utilisation de technologie de pointes;
- la formation du personnel;
- la conformité aux procédures d'exploitation sécuritaires;
- l'application stricte des règlements;
- la planification et la tenue de vérifications et d'inspections régulières; et
- la surveillance par l'industrie et les gouvernements.

1.1.2 Structure du rapport

Ce rapport d'étude d'impact sur l'environnement (ÉIE) a été préparé conformément à la Directive émise par le ministre de l'Environnement du Québec pour le projet (MENV 2004). La Directive du ministère est reproduite à l'annexe I du présent rapport. Le rapport contient également un tableau de concordance répertoriant les éléments de la directive du MENV et les sections de l'ÉIE contenant les renseignements correspondants (annexe II).

La section 1 du présent rapport donne un bref aperçu du projet, qui comprend une présentation de l'initiateur et des consultants et porte notamment sur le contexte et la raison d'être du projet, les solutions de rechange, les aménagements et projets connexes, le contexte réglementaire et la consultation publique.

La section 2 décrit le projet et les variantes de réalisation. On y présente le processus de sélection des variantes, puis une description détaillée du projet sélectionné. La section décrit ensuite les phases de construction du projet et d'exploitation du terminal.

La section 3 décrit le milieu récepteur. On y présente les zones d'étude utilisées pour les études de référence relatives aux diverses composantes, puis un aperçu des résultats. De la documentation détaillée sur les études de référence est disponible sur demande.

La section 4 décrit les méthodes employées pour préparer l'ÉIE. On y présente la portée du projet considéré dans l'ÉIE, la sélection des composantes valorisées de l'environnement, puis une description des critères utilisés pour décrire les impacts et déterminer leur importance relative.

Les sections 5 à 7 présentent l'évaluation des impacts sur les milieux physique, biologique et humain, respectivement.

La section 8 résume les impacts du projet.

La section 9 présente une évaluation du risque technologique; on y décrit la méthodologie, les risques, les mesures de prévention et les procédures de préparation et d'intervention en cas d'urgence.

La section 10 décrit les programmes de surveillance environnementale et de suivi.

La section 11 répertorie les sources citées dans l'ÉIE (bibliographie). La section 12 définit les unités de mesure, les acronymes, les abréviations et les termes techniques employés dans l'ÉIE.

1.2 PRÉSENTATION DE L'INITIATEUR

1.2.1 Initiateur du projet

Énergie Cacouna sera une nouvelle entité qui sera constituée par TransCanada Pipelines Limited (TransCanada) et Petro-Canada, deux des sociétés d'énergie les plus importantes au pays. Énergie Cacouna construira et exploitera le terminal de GNL, et en deviendra alors l'initiateur, tandis que Petro-Canada sera responsable de l'approvisionnement et du transport du GNL vers le terminal, ainsi que de la commercialisation du GNL regazéifié.

1.2.1.1 TransCanada

TransCanada est un chef de file du secteur énergétique nord-américain qui concentre ses activités sur le transport du gaz naturel et les services d'électricité. Le réseau de gazoducs d'environ 41 000 km de la société transporte la plus grande partie du gaz naturel produit dans l'Ouest canadien vers les marchés du Canada et des États-Unis. TransCanada participe également à la production de plus de 5 700 mégawatts (MW) d'électricité au Canada et aux États-Unis, soit l'équivalent de la demande énergétique moyenne d'environ 5,7 millions de foyers.

TransCanada est présente au Québec depuis la fin des années 1950, avec une présence accrue depuis la mise en service du réseau de gazoducs du réseau TransQuébec & Maritimes (TQM) au début des années 1980. TransCanada est propriétaire à 50 % du système TQM, lequel achemine en moyenne 500 millions de pieds cubes par jour (mmcf) de gaz naturel dans les régions de Montréal et de Québec et le nord-est des États-Unis, par l'entremise d'un point de raccordement au système Portland Natural Gas Transmission System (dont TransCanada est également partiellement propriétaire) situé à East Hereford au Québec. Dans le cadre de leurs activités d'exploitation de gazoducs, TransCanada et TQM déboursent actuellement plus de 3 millions \$ par an en impôts fonciers au Québec; leurs dépenses totales au Québec en 2003 se sont élevées à plus de 100 millions \$.

TransCanada évalue actuellement les possibilités commerciales dans le domaine du GNL et concentre ses activités sur le développement de terminaux d'importation de GNL en Amérique du Nord, à proximité d'endroits où elle possède déjà des gazoducs en totalité ou en partie. Ces gazoducs serviront à transporter le GNL regazéifié vers les marchés.

1.2.1.2 Petro-Canada

Petro-Canada est l'une des plus importantes sociétés pétrolières et gazières intégrées du Canada et la deuxième plus grande société de raffinage et de commercialisation du pétrole au pays.

Petro-Canada possède trois raffineries, une usine de lubrifiants, ainsi que plus de 1 600 points de vente au détail et en gros à la grandeur du Canada. Petro-Canada produit et commercialise plus de 700 mmcf de gaz naturel en Amérique du Nord et produit également du GNL dans ses installations à l'étranger.

Petro-Canada est fortement représentée au Québec, où elle met l'accent sur le raffinage et la commercialisation. La société exploite plus de 400 stations-service au Québec, qui comptent pour 27 % de ses établissements de détail au Canada. En 2003, Petro-Canada a regroupé ses activités de raffinage de l'Est du Canada dans sa raffinerie de Montréal. Elle a entrepris un programme d'investissement majeur qui permettra d'accroître la production de la raffinerie et d'y produire du carburant diesel et de l'essence à très faible teneur en soufre. Petro-Canada possède également des intérêts majoritaires dans Coastal Petrochemical, une usine près de sa raffinerie de Montréal produisant des matériaux utilisés pour la fabrication de polyester et de bouteilles en plastique. Petro-Canada a également une participation majoritaire en Coastal Petrochemical, une usine près de la raffinerie de Montréal qui produit le matériau employé dans la fabrication de polyester et de bouteilles de plastique. Petro-Canada emploie près de 500 personnes au Québec.

1.2.2 Consultants du projet

La sélection des consultants au projet a suivi un processus rigoureux. Les entrepreneurs ont été évalués selon leurs compétences, leur expérience (particulièrement en ce qui a trait au GNL), leurs ressources et leur disponibilité. L'équipe du projet a d'abord déterminé si des consultants du Québec étaient disponibles. Dans le cas des experts-conseils en environnement, de nombreuses firmes établies au Québec répondaient aux critères. Cependant, dans les autres disciplines, soit l'ensemble de compétences requises n'était pas représenté au Québec, soit aucune firme d'experts-conseils établie au Québec n'était disponible. Tous les consultants sélectionnés ont été invités à utiliser, autant que possible, les services de sous-contractants établis au Québec et cette recommandation a été respectée.

Les études de référence et l'évaluation des impacts pour les composantes environnementales et sociales du projet ont été réalisées par les sociétés Golder Associés Ltée, Arkéos inc., Pesca Environnement et Paul F. Wilkinson et associés.

La description du projet a été élaborée conjointement par les ingénieurs-conseil de Black & Veatch Pritchard inc., Sandwell International inc., TROW Associates inc. et CDS Research Limited.

L'évaluation du risque a été exécutée par Det Norske Veritas.

Le matériel de communication du projet (voir appendice IV) a été préparé par GVM Communications et Transfert Environnement.

1.2.2.1 Experts-conseils : en environnement et milieu social

Golder Associés Ltée

Golder Associés Ltée (Golder) fait partie d'un groupe de sociétés internationales offrant des services de génie-conseil et environnementaux fondé au Canada en 1960. Le groupe de sociétés Golder emploie plus de 3 000 personnes, y compris plus de 2 000 professionnels au Québec, en Amérique du Nord, en Europe, en Amérique du Sud, en Asie et en Australie. Au Québec, Golder a participé à plus de quatorze projets similaires allant de la préparation d'ÉIE détaillées pour le gouvernement et des entreprises privées à des examens réglementaires pour le compte de Premières Nations.

Golder a effectué la coordination et la gestion globale des études de référence et d'impact du projet. L'équipe de scientifiques et d'ingénieurs de Golder a réalisé les sections de l'ÉIE concernant la qualité de l'air, l'environnement sonore, la végétation et les zones humides, les sols et les terrains, la faune et les oiseaux, les ressources visuelles, l'hydrogéologie, l'hydrologie et la qualité des eaux de surface, les processus côtiers, les poissons des eaux intérieures et leur habitat, les mammifères marins et la santé humaine et écologique. Golder a également développé la méthodologie d'approche et a coordonné la mise en oeuvre des méthodes pour toutes les composantes de l'ÉIE.

Arkéos inc.

Fondée à Montréal en 1980, Arkéos inc. est une société de conseil privée spécialisée dans la recherche anthropologique, l'archéologie et l'étude du patrimoine culturel. Arkéos était responsable de la composante archéologique de l'ÉIE.

Pesca Environnement

Pesca Environnement (Pesca) est une société d'experts-conseil multidisciplinaire qui est membre de la communauté d'affaires du Québec depuis 1991. Parmi les sociétés qui offrent des services de conseil environnemental dans la région de la Gaspésie et des Îles de la Madeleine, Pesca Environnement est la seule qui détienne la certification ISO 9001 de l'Organisation internationale de normalisation. Pesca a réalisé l'étude sur les poissons marins de l'ÉIE.

Paul F. Wilkinson et associés

Paul F. Wilkinson et associés est une société de conseil privée qui s'est établie à Montréal en 1982. La firme se spécialise dans les études d'impact environnemental et social, le développement communautaire et économique et la gestion intégrée des ressources. L'équipe de Wilkinson était responsable des composantes de l'ÉIE relatives à l'aspect socio-économique et à l'utilisation des terres.

1.2.2.2 Ingénieurs-conseils

Black & Veatch Pritchard inc.

Black & Veatch Pritchard inc. (Black & Veatch) est une société internationale d'ingénierie, de conseil et de construction spécialisée dans le développement d'infrastructures dans les domaines de l'énergie, de l'eau et de l'information. Fondée en 1915, Black & Veatch est une entreprise dont les employés sont également les actionnaires et qui compte plus de 90 bureaux dans le monde.

Black & Veatch offre une vaste gamme de services : conceptualisation et ingénierie préliminaire, conception technique, approvisionnement, construction, gestion financière, gestion des actifs, technologies de l'information, environnement, conception et conseil en matière de sécurité, services de conseil en gestion. Black & Veatch est l'une des rares entreprises qui comptent de l'expérience dans la conception de processus de terminaux de réception de GNL. Black & Veatch a réalisé la conception d'ingénierie préliminaire relative aux installations terrestres du projet.

Sandwell International inc.

Sandwell International inc. (Sandwell) est une société d'ingénieurs-conseil multidisciplinaire spécialisée dans les pâtes et papiers, le transport, l'énergie et le secteur maritime. Sandwell compte plusieurs bureaux au Canada, dont un à Montréal qui a été engagé pour ce projet. La société offre des services pertinents à toutes les phases d'élaboration du projet, y compris la faisabilité, la conception, la gestion de chantier et la construction. Sandwell offre à ses clients des services complets d'approvisionnement technique et de construction. Sandwell était responsable de la conception technique préliminaire des installations maritimes, ainsi que du processus d'examen technique des terminaux maritimes et des sites de transbordement (le processus « TERMPOL »).

TROW Associates inc.

TROW Associates inc. (TROW) est une société d'ingénieurs-conseil multidisciplinaire comptant plus de 700 professionnels répartis dans ses 26 bureaux au Canada et aux États-Unis. Depuis plus de 45 ans, TROW offre ses services au secteur de l'énergie, y compris la sélection d'emplacement, la conception, le soutien à la réglementation et la gestion de chantier. L'expérience de cette société relativement au GNL inclut la coordination du processus de sélection de site pour les terminaux de GNL, la conception, l'évaluation et la réglementation. TROW a agi à titre d'ingénieur du propriétaire et a fourni le soutien technique pour le projet. Le rôle de l'ingénieur du propriétaire consiste à fournir les ressources techniques spécialisées complémentaires au personnel du propriétaire (dans le cas qui nous intéresse, Énergie Cacouna). En outre, l'ingénieur du propriétaire agit au nom du propriétaire et sous sa direction.

CDS Research Limited

CDS Research Limited (CDS) est une société d'ingénierie spécialisée dans les projets de GNL à l'échelle mondiale. Depuis 27 ans, CDS fournit des services relatifs au GNL pour divers types d'installations, y compris les terminaux d'exportation et d'importation, les installations d'écrêtement des pointes et les installations d'avitaillement en carburant. Les services offerts par cette société

incluent l'étude de procédé, l'assurance et le contrôle de la qualité, l'implantation d'installations, les cycles de rotation des réservoirs et le contrôle de la sécurité. Pour le présent projet, CDS a agi à titre d'ingénieur du propriétaire relativement au stockage et au traitement du GNL.

Det Norske Veritas

Det Norske Veritas (DNV), établie en 1864, est une fondation indépendante et autonome dont l'objectif vise à protéger la vie, la propriété et l'environnement. DNV est l'une des sociétés de classification les plus importantes et respectées, dont la présence soutenue aux États-Unis date de l'ouverture de ses premiers bureaux à New York en 1898. Le personnel de DNV compte 5 600 employés répartis dans 300 bureaux et 100 pays. Au cours des 50 dernières années, DNV a contribué activement à la recherche et au développement dans le domaine de la production, du stockage, du transport et de la manutention du gaz naturel, du GNL et d'autres produits gazeux. DNV a établi des règles de classification et des normes relatives aux transporteurs de GNL et de gaz de pétrole liquéfié, aux unités mobiles de forage en mer, aux gazoducs et aux systèmes connexes. DNV a acquis une expérience considérable de l'évaluation des risques et de la gestion de la prévention pour la plupart des maillons de la chaîne d'approvisionnement en gaz. DNV était responsable de l'évaluation du risque technologique pour l'ÉIE.

1.2.2.3 Consultants pour la consultation publique

GVM Communications

GVM Communications est une entreprise de communications intégrées dont le siège social est à Montréal, et qui offre son expérience et ses ressources dans les domaines des communications environnementales, des relations publiques, ainsi que des relations avec les gouvernements et les médias. GVM a œuvré dans ces secteurs dans le cadre de projets de sites d'enfouissement, de décontamination de sites, ainsi que de développement de parcs et d'industries de haute technologie.

Grâce à cette intégration de services, GVM peut prendre en charge la diffusion de messages techniques par l'entremise de différents médias comme la radio, la télévision, des bulletins, des présentations en personne ou des réunions avec les membres de différentes collectivités.

GVM Communications collabore régulièrement avec Transfert Environnement en appui à des services de préparation de consultations et d'audiences publiques.

Transfert Environnement

Transfert Environnement est une entreprise de Québec œuvrant en communications dans les domaines des sciences, de l'ingénierie sociale et de l'environnement. L'entreprise a mis au point une méthode systématique de gestion des nouvelles exigences environnementales et sociales, dans le cadre de développement de projets. À partir de règles proactives en gestion environnementale adaptées à la réalité actuelle, comme la transparence de l'information, le respect du public et l'intégrité scientifique, l'approche en ingénierie sociale de *Transfert Environnement* a déjà fait ses preuves dans le cadre de plusieurs projets, avec ou sans conflit préalable. Forte de l'expérience de ses conseillers en communications et en affaires publiques spécialisés en environnement, *Transfert Environnement* compte à son actif de nombreuses réalisations en planification et en gestion stratégique dans ce domaine.

Le volet social de projets, particulièrement les études d'impacts sociaux et humains, les pré-consultations pour valider les impacts sociaux d'un projet ainsi que la prestation de conseils aux promoteurs et aux intervenants dans le cadre d'évaluations environnementales et d'examen public, sont des spécialités que *Transfert Environnement* a particulièrement développées dans le cadre de plusieurs projets. Ceux-ci touchaient de nombreux domaines d'activités avec des promoteurs du secteur privé ou public, ainsi qu'occasionnellement avec d'autres intervenants, qu'ils soient commissaires ou participants. La réaction du public, notamment des voisins et des groupes environnementaux, est une réalité prévisible et vérifiable rencontrée dans la plupart des projets qui engendrent résistance et conflits. De la même façon, les mesures propres à répondre aux attentes et aux préoccupations exprimées en regard du risque sont mieux connues. Le désir collectif de connaître les intentions des promoteurs pour influencer le développement d'un projet et, plus particulièrement, de recevoir certaines indemnités en compensation des impacts acceptés du projet est mieux documenté. La conceptualisation et le développement de projets de sites d'enfouissement sont liés à des tâches de nature surtout sociale : les débats publics portent sur ces questions, les concepts techniques sont bien compris et connus des collectivités. L'approche en ingénierie sociale préconisée par *Transfert Environnement* est adaptée à l'ampleur du projet et à l'importance des conflits actuels ou potentiels.

1.2.3 Politique relative à la santé, la prévention, l'environnement et la collectivité

La politique relative à la santé, la prévention, l'environnement et la collectivité est présentée à l'annexe III. Énergie Cacouna, ainsi que TransCanada et Petro-Canada, en tant qu'initiateurs du projet, mettront en oeuvre de saines pratiques de gestion de l'environnement dans toutes les activités du projet. Énergie Cacouna a poursuivi le développement de ce projet suivant la conviction qu'il est sans danger, écologiquement acceptable, bien reçu par les collectivités locales et économiquement viable.

Un système de gestion de l'environnement conforme aux exigences de la norme ISO 14001 sera mis en place pour le projet lors de la mise en service des installations.

La direction et les employés d'Énergie Cacouna, à titre d'initiateur du projet, s'engagent à minimiser les risques, à assurer un milieu de travail sain et sécuritaire et à protéger l'environnement. Pour atteindre ces objectifs, Énergie Cacouna s'engage à respecter les principes directeurs suivants :

- se conformer à toutes les lois et à tous les règlements applicables;
- gérer en toute sécurité les activités d'exploitation et minimiser les impacts des activités sur les employés, la collectivité et l'environnement;
- minimiser la production de déchets et gérer efficacement l'utilisation de l'énergie, des ressources naturelles et des matériaux;
- améliorer continuellement les conditions des installations relatives à la santé et à la sécurité, ainsi que le rendement environnemental, au moyen d'évaluations périodiques;
- mettre en oeuvre le principe selon lequel tous les accidents et maladies du travail sont évitables;
- développer et maintenir une main-d'œuvre bien formée et compétente;
- traiter, dans la mesure du possible, avec des entrepreneurs qui partagent ses attentes en matière de santé, de prévention et de rendement environnemental et évaluer périodiquement leur rendement;
- travailler en collaboration avec la collectivité;
- appuyer une communication ouverte avec la collectivité et les élus locaux; et
- collaborer avec les organismes de la sécurité publique afin de mettre au point un plan de mesures d'urgence et former les employés de manière à assurer une réaction coordonnée en cas d'accident.

Énergie Cacouna, à titre d'initiateur du projet, établira des relations positives et mutuellement avantageuses avec les membres de la collectivité en collaborant avec eux afin de mieux comprendre leurs attentes et leurs préoccupations, et en communiquant ouvertement leurs objectifs et données de rendement.

1.3 CONTEXTE ET RAISON D'ÊTRE DU PROJET

1.3.1 Activités du secteur industriel

La liquéfaction du gaz naturel remonte au 19^e siècle, alors qu'un chimiste et physicien anglais, Michael Faraday, tentait de liquéfier différents types de gaz, y compris le gaz naturel. Un premier prototype d'usine de production de gaz naturel liquéfié (GNL) fut bâti en 1912, dans l'état de West Virginia au États-unis, et la première usine de liquéfaction commerciale fut construite à Cleveland (Ohio), en 1941. Trois installations de GNL furent construites au Canada à la fin des années 1960 et au début des années 1970 (Montréal, Québec; Hagar, Ontario; Vancouver, Colombie-Britannique). Ces usines stockent, puis regazéifient du GNL, au besoin, durant les périodes de forte demande.

1.3.1.1 Historique de l'industrie du GNL

Tel qu'indiqué ci-dessus, la première usine de liquéfaction commerciale a été construite à Cleveland (Ohio), en 1941. Le gaz naturel y était liquéfié et stocké sous forme de GNL dans des réservoirs, qui était regazéifié ultérieurement pour fournir les consommateurs durant les périodes de demande élevée. En janvier 1959, le premier navire méthanier au monde, le *Methane Pioneer*, un navire de charge converti de la deuxième guerre mondiale, a transporté une cargaison de GNL de Lake Charles (Louisiane) vers le Royaume-Uni. Le commerce international du GNL a débuté avec l'établissement de la première usine commerciale en Algérie en 1964 et l'exportation du GNL produit vers le Royaume-Uni et la France. La période de 1969 à 1974 a vu la construction à grande échelle d'usines de liquéfaction de GNL en Afrique du Nord et au Moyen-Orient, en vue de desservir les marchés de l'Europe occidentale et du Japon. Les États-Unis ont commencé à exporter du GNL vers l'Asie en 1969, lorsque Phillips Petroleum a construit une installation de liquéfaction sur la péninsule de Kenai, à environ 170 km au sud d'Anchorage, en Alaska.

Quatre terminaux d'importation de GNL furent construits aux États-Unis entre 1971 et 1980 à Lake Charles (Louisiane), Everett (Massachusetts), Elba Island (Géorgie) et Cove Point (Maryland).

Après avoir atteint un volume de pointe de quatre millions de tonnes (environ 500 mmcf) en 1979, les importations de GNL ont diminué lorsque les prix à la tête du puits furent déréglementés en Amérique du Nord. En effet, l'augmentation de la production et la réduction des prix résultante ont alors permis un approvisionnement économique en gaz naturel à l'intérieur des États-Unis. Simultanément, soit durant la crise du pétrole de 1979-1980, le prix du GNL aux États-Unis est monté à plus de 8,50 \$ US/million de BTU, car il était alors lié au prix du pétrole brut. En 1985, les quatre terminaux d'importation des États-Unis étaient fermés, avaient interrompu leur exploitation ou étaient en faillite. En 1987, il n'y avait aucune importation de GNL aux États-Unis. Cependant, le commerce du GNL dans les pays du bassin du Pacifique a continué son expansion au cours des années 1980, le Japon occupant plus de 70 % du commerce mondial de GNL en 1985.

Les terminaux d'importation d'Elba Island et de Cove Point furent modernisés et remis en service en 2002-2003, suite à un accroissement de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord. Les terminaux de Lake Charles et d'Everett, qui avaient été exploités en deçà de leur capacité durant de nombreuses années, ont également augmenté leurs importations de GNL.

Au cours des 45 dernières années, plus de 40 000 cargaisons de GNL ont été transportées, sur une distance de plus de 100 millions de kilomètres, sans aucun accident important ni problème de sécurité, à quai comme en mer. Dans toute l'histoire de l'industrie, à l'échelle mondiale, huit accidents maritimes ont provoqué des déversements de GNL et certains dommages, mais aucun incendie n'a eu lieu à bord des navires. On a aussi signalé sept accidents ayant causé des dommages structurels à des navires, dont deux échouages, mais aucun déversement n'a été signalé dans ces cas. Il n'y a jamais eu de décès ni même de blessures graves associées aux déversements de GNL à bord de navires. Tous les méthaniers transportant le GNL sont dotés d'une double coque. Cette méthode de construction augmente l'intégrité structurelle de la coque et protège les réservoirs à l'intérieur du navire en cas de collision.

1.3.1.2 État actuel de l'industrie du GNL

À l'échelle mondiale, il existe actuellement 17 usines d'exportation (liquéfaction) de GNL et environ 40 terminaux d'importation (regazéification). Seuls quatre terminaux d'importation en Amérique du Nord sont capables de recevoir le GNL déchargé des navires. Ils se situent tous aux États-Unis (Massachusetts, Maryland, Géorgie et Louisiane). Les États-Unis possèdent également une usine d'exportation. Cette usine d'exportation et ses installations de liquéfaction, situés sur la péninsule de Kenai, à environ 160 kilomètres au sud d'Anchorage, en Alaska, ont commencé à exporter du GNL vers l'Asie en 1969.

Environ 160 navires transportent actuellement du GNL autour du globe.

Il y a actuellement environ 50 propositions en cours pour de nouveaux terminaux d'importation de GNL en Amérique du Nord, y compris sept au Canada.

Outre les terminaux d'importation et les usines d'exportation, il existe plus de 100 installations « d'écrêtement des pointes » en Amérique du Nord. Ces usines retirent du gaz des gazoducs durant les périodes de faible demande, le liquéfient et l'entreposent dans des réservoirs de stockage de GNL. Durant les périodes de forte demande en gaz naturel, le GNL est prélevé des réservoirs de stockage, reconverti en gaz et acheminé dans les gazoducs, afin de l'ajouter au gaz provenant des lieux de production ou des réservoirs. Le Canada comporte trois installations de ce type, dont l'exploitation a débuté à la fin des années 1960 et au début des années 1970 :

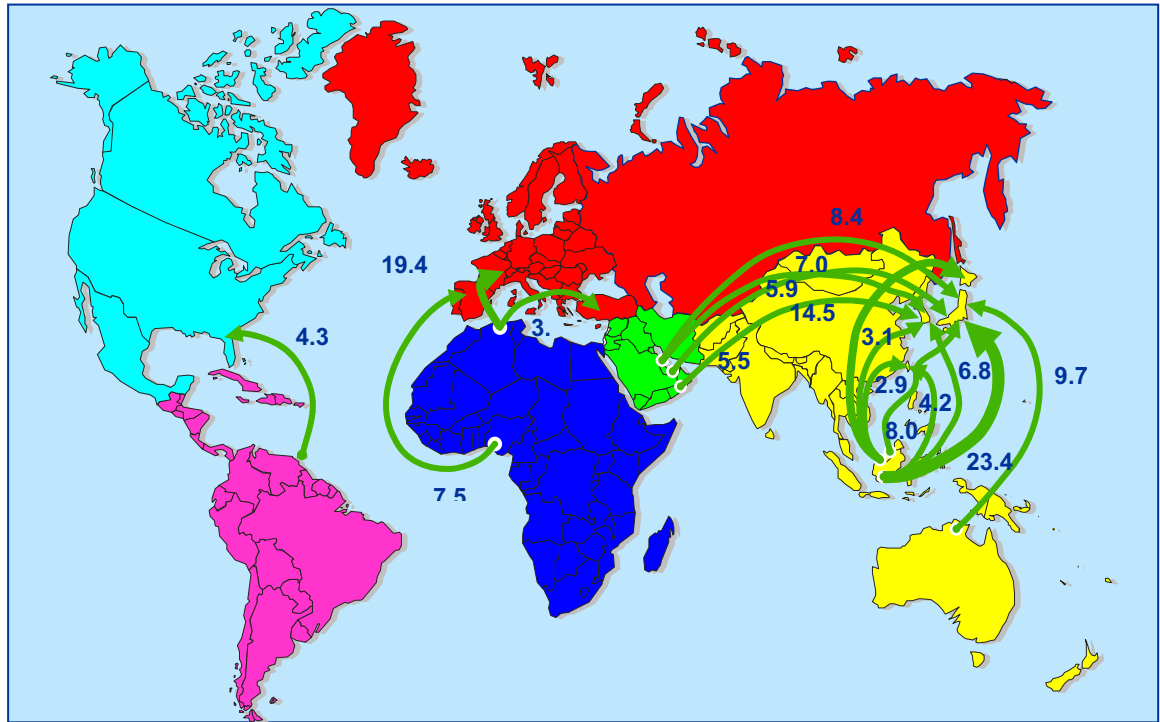
- Installation de Gaz Métropolitain à Montréal;
- Installation d'Union Gas à Hagar, Ontario; et
- Installation de Terasen Gas au sud de Vancouver.

1.3.1.3 Marché du GNL et mouvements commerciaux

En 2003, environ 125 millions de tonnes de GNL, soit l'équivalent de 17 milliards de pieds cubes par jour (Bcf/d), ont été expédiés dans le monde (Cambridge Energy Research Associates, 2004). Le GNL représente environ 25 % des échanges internationaux de gaz et environ 5 % du gaz naturel consommé dans le monde.

Il y a deux bassins distincts pour le commerce du GNL. Les deux tiers environ du commerce mondial du GNL se déroulent dans le bassin du Pacifique, le tiers restant dans le bassin de l'Atlantique (figure 1.3-1). Plus de la moitié de la quantité mondiale de GNL exportée en 2003 provenait des trois plus gros exportateurs : l'Indonésie, l'Algérie et la Malaisie. L'Indonésie et la Malaisie approvisionnent le marché asiatique (principalement le Japon et la Corée du Sud), tandis que l'Algérie approvisionne principalement le marché européen, particulièrement l'Espagne et la France. Le Qatar est également un pays exportateur de GNL en émergence. La Russie et l'Iran possèdent les plus grosses réserves connues de gaz naturel dans le monde, et les deux pays prévoient développer des installations de liquéfaction de GNL.

Figure 1.3-1 Principaux mouvements commerciaux du GNL en 2003 (en millions de tonnes)



Source : Oil & Gas Journal, novembre 2003.

Le commerce mondial du GNL a poursuivi sa croissance rapide au cours des dernières années, malgré le ralentissement de l'économie mondiale. On s'attend à ce que le commerce international du gaz naturel double d'ici 2030, et que le GNL représente plus de 50 % de cet accroissement (Agence internationale de l'énergie, 2004).

Cette croissance continue est attribuée à quatre principaux facteurs :

- une amélioration économique de la chaîne de valeur du GNL;
- une acceptation accrue du gaz naturel pour des raisons environnementales;
- une augmentation de l'utilisation des turbines à gaz pour la production d'électricité; et
- la croissance de pays ayant une économie émergente comme la Chine et l'Inde.

Au cours des dix dernières années, le développement de nouvelles technologies a permis de réduire de 30 % les coûts de liquéfaction et de transport du gaz sous forme liquide. En raison de cette réduction, conjointement avec la hausse du prix du gaz naturel en Amérique du Nord, le GNL est aujourd'hui concurrentiel par rapport au gaz naturel produit par les gisements du continent Nord-Américain.

1.3.1.4 Chaîne de valeur du GNL

La production et le transport du GNL comportent quatre étapes principales, ou éléments de la « chaîne de valeur » :

- 1) Production du gaz naturel et transport vers l'usine de liquéfaction (gaz d'alimentation).
- 2) Refroidissement du gaz en GNL dans une usine de liquéfaction.
- 3) Transport du GNL par méthanier.
- 4) Regazéification du GNL dans un terminal d'importation.

Le tableau 1.3-1 résume les quatre étapes principales de la chaîne de valeur du GNL, ainsi que les coûts associés à chaque étape en vue de produire 500 mmcf de GNL regazéifié. La regazéification n'est qu'une des composantes de cette chaîne de valeur à forte intensité de capital. En fonction du coût d'extraction du gaz, de l'âge et du type des usines de liquéfaction et de regazéification, ainsi que du nombre de méthaniers requis, le coût en capital total de la chaîne peut varier de 2,8 à 5,6 milliards \$ US, l'étape de regazéification ne représentant qu'environ 10 % de ce total.

Tableau 1.3-1 Coûts en capital de la chaîne de valeur du GNL

	Coût en capital (millions de \$ US)	
	Faible	Élevée
Gaz d'alimentation	1 000	2 000
Liquéfaction	1 000	2 000
Transport maritime	500	1 000
Regazéification	300	600
Total	2 800	5 600

Le coût en capital attribué au gaz naturel d'alimentation de l'usine de liquéfaction inclut tous les coûts de développement au site (plates-formes, forage, collecte, exploitation, entretien, redevances, etc.), ainsi que le coût de transport du gaz par

gazoduc du lieu de production vers l'usine de liquéfaction. Le coût du gaz d'alimentation est variable. Il est relativement bas dans un pays tel que le Nigeria, où la solution de rechange consiste à brûler le gaz par torchère (résultant en une perte considérable d'énergie et entraînant la production de gaz à effet de serre). Le coût du gaz d'alimentation est plus élevé dans un pays comme la Norvège, où le gaz peut être facilement distribué sur des marchés secondaires grâce à un réseau de gazoducs bien développé. Le coût en capital pour le développement des réserves de pétrole et de gaz varie également en fonction de facteurs tels que la profondeur des puits, la qualité du flux gazeux et la politique fiscale du gouvernement local. Le coût en capital nécessaire à la production de 500 mmcf/d de gaz naturel se situe généralement entre 1 et 2 milliards \$ US (tableau 1.3-1).

Le coût en capital d'une usine de liquéfaction varie normalement de 1 à 2 milliards \$ US. Ce coût dépend de l'envergure des installations et varie s'il s'agit simplement d'augmenter la capacité d'une usine de liquéfaction existante dans un pays comme le Qatar ou la Trinité, ou encore s'il s'agit d'une nouvelle usine de liquéfaction telle que celle que l'on construit actuellement en Norvège. Les améliorations technologiques ont permis de réduire les coûts du processus de liquéfaction. Par conséquent, le coût du GNL a baissé de 60 % au cours des dix dernières années, soit de 560 à 200 \$ US/tonne. Le processus de liquéfaction exige beaucoup d'énergie : de 8 à 9 % du gaz alimenté à l'usine est utilisé comme combustible.

Le coût en capital du transport du GNL dépend du nombre de navires nécessaires, ainsi que de leur âge et de leurs dimensions. Le coût des nouveaux méthaniers a baissé d'environ 30 % au cours des 10 dernières années : un transporteur d'une capacité de 140 000 m³ coûte à présent environ 170 millions \$ US. Le nombre de méthaniers nécessaires dépend de la distance entre la source de GNL et sa destination, ainsi que du volume de gaz requis aux usines de regazéification afin de satisfaire la demande. De trois à six méthaniers seraient nécessaires pour transporter 500 mmcf/d de gaz naturel, ce qui correspond à un coût en capital variant de 500 millions à un milliard \$ US.

Le coût en capital de l'élément de regazéification de la chaîne de valeur dépend de plusieurs facteurs tels que l'âge du terminal d'importation et son emplacement (terrestre ou maritime). Les terminaux maritimes sont plus coûteux que les terminaux terrestres en raison des structures de support (plates-formes, structures gravitaires, structures flottantes) requises pour la construction en mer. Le coût en capital d'un terminal terrestre d'une capacité de 500 mmcf/d varie entre 300 et 600 millions \$ US, tandis qu'un terminal maritime ayant la même capacité coûte quelques centaines de millions de dollars de plus. La regazéification n'exige pas autant d'énergie que la liquéfaction. De 1,5 à 2 % du gaz est utilisé comme combustible, selon le processus de regazéification utilisé.

Le Projet Énergie Cacouna correspond à la quatrième étape de la chaîne de valeur : la regazéification du GNL dans un terminal d'importation. Les marchés pour la vente du gaz importé au terminal restent à déterminer, car les contrats de vente n'ont pas encore été négociés. Petro-Canada prévoit vendre le gaz au Québec, en Ontario et dans le nord-est des États-Unis. Quels que soient les marchés particuliers pour le projet, l'état et l'évolution du marché nord-américain justifient un tel projet et les investissements s'y rattachant, tel qu'indiqué à la section 1.3.3.1.

1.3.2 Contexte du projet

La proposition d'un projet de terminal méthanier au Québec le long du fleuve Saint-Laurent n'est pas un nouveau concept. À la fin des années 1970 et au début des années 1980, TransCanada et Petro-Canada ont participé au Projet pilote de l'Arctique (PPA), lequel proposait de transporter du GNL sur des brise-glace méthaniers à partir de l'île Melville, dans l'Arctique canadien, vers un nouveau terminal d'importation au port de Gros Cacouna. Le PPA a été élaboré au cours de la crise de l'énergie nord-américaine, au moment où les prix du pétrole et du gaz, y compris le GNL, étaient très élevés. Dans son Rapport d'enquête et d'audience publique du 21 mars 1981 sur le PPA, le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement tirait la conclusion générale suivante (section 7.1.1) :

« Tel que soumis, tant au plan biophysique qu'au niveau social et économique et à celui de la sécurité, la commission considère acceptable, dans son ensemble, le projet de construction d'un terminal méthanier sur la rive nord de l'île de Gros-Cacouna dans les limites de la municipalité de la paroisse de Saint-Georges-de-Cacouna [...]. »

Cependant, au moment de la mise en chantier planifiée du PPA au début des années 1980, les prix du gaz naturel avaient chuté en raison de l'augmentation de l'approvisionnement en gaz provenant de sources nord-américaines, lorsque les prix à la tête du puits furent déréglementés. En conséquence, l'importation de GNL n'était plus concurrentielle par rapport au gaz naturel produit localement et le PPA fut abandonné. De nombreux autres projets de terminaux méthaniers ont également été abandonnés en Amérique du Nord à l'époque. Au milieu des années 1980, les terminaux existants aux États-Unis étaient soit fermés, avaient interrompu leur exploitation ou avaient déclaré faillite.

La demande croissante de gaz naturel dans la région, ainsi que le besoin de garantir une nouvelle source d'approvisionnement, ont amené TransCanada et Petro-Canada à revoir la possibilité d'implanter un terminal méthanier le long du

fleuve Saint-Laurent. Bien que le présent projet soit similaire au PPA, il présente les différences suivantes :

- le présent projet sera situé principalement sur des terres déjà perturbées et son emplacement permettra de minimiser la quantité de roc excavé, alors que le terminal du PPA devait être construit sur des terres non perturbées et aurait exigé considérablement plus d'excavation et d'enlèvement de roc;
- les réservoirs de stockage du présent projet sont plus grands, puisque les exigences de débit proposées du projet sont de 500 mmcf/d, alors que le PPA proposait un volume de production de 300 mmcf/d; et
- la source d'approvisionnement en GNL pour le présent projet sera probablement la Russie, le Moyen-Orient ou l'Afrique, alors que le PPA proposait un approvisionnement en GNL à partir de l'île Melville dans l'Arctique canadien.

1.3.3 Raison d'être du projet

Le principal objectif du projet consiste à importer du gaz naturel en provenance d'outre-mer afin de satisfaire les besoins énergétiques domestiques à long terme du centre du Canada (Québec et Ontario) et du nord-est des États-Unis.

La raison d'être du projet se base sur un certain nombre de facteurs, notamment :

- un accroissement de la demande de gaz naturel au Québec et dans le nord-est des États-Unis, particulièrement dans les secteurs industriels et de production d'électricité;
- un approvisionnement local en gaz naturel limité dans le futur, en raison des bassins d'approvisionnement approchant la maturité en Amérique du Nord;
- la perspective gouvernementale relative aux sources d'énergie futures du Québec, qui reconnaît les avantages de la diversification des sources d'approvisionnement en gaz naturel de la province (« *Le secteur énergétique au Québec : contexte, enjeux et questionnements* » [(le « rapport MRNFP »)] publié en novembre 2004 par le ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec, maintenant le ministère des Ressources naturelles et de la Faune);
- la pertinence du Québec, tant sur le plan géographique qu'économique, en tant que site d'importation de GNL;
- l'acceptation environnementale croissante du gaz naturel comme source d'énergie; et

- les avantages économiques pour la région et la collectivité locale.

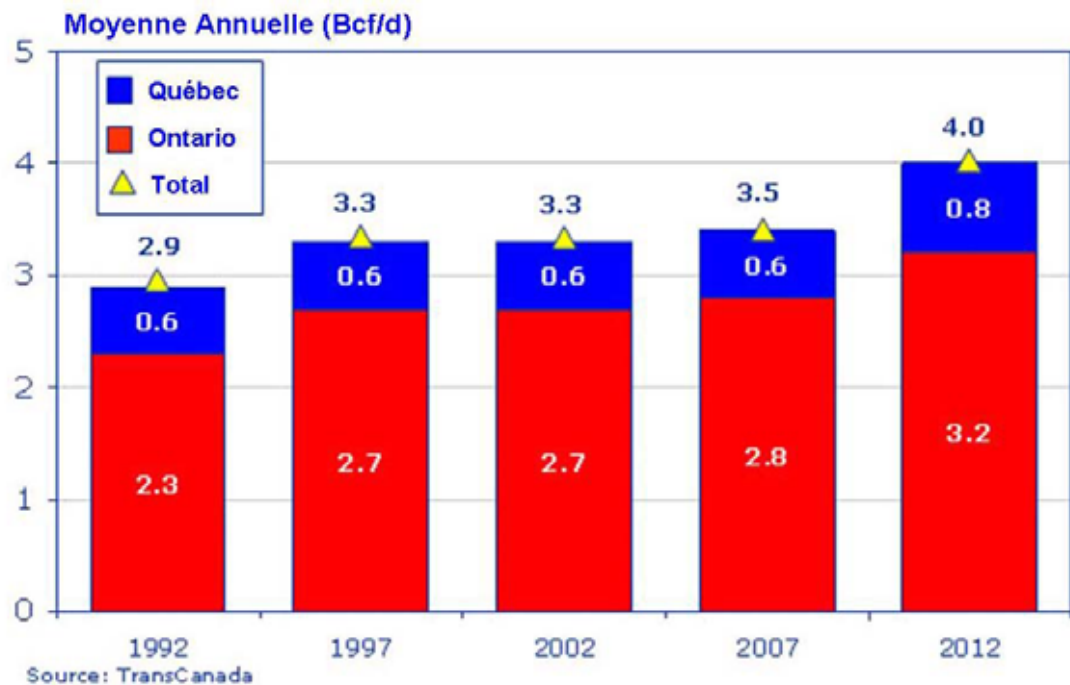
Chacun de ces facteurs est examiné ci-dessous.

1.3.3.1 Croissance de la demande et maturation des bassins d'approvisionnement

Les prévisions relatives à la demande de gaz naturel établies par TransCanada incorporent les points de vue de sources tierces compétentes en la matière. Au besoin, TransCanada a effectué des ajustements en fonction d'études de marché et d'analyses internes, particulièrement pour la production d'électricité dans les régions étroitement surveillées.

TransCanada prévoit que la demande de gaz naturel en Amérique du Nord augmentera d'environ 15 % entre 2002 et 2012, passant de 72,0 à 83,0 Bcf/d. TransCanada prévoit une augmentation de la demande du marché de 2 % par an au Québec et en Ontario entre 2002 et 2012. La demande de gaz naturel dans le centre du Canada central (Ontario et Québec) devrait croître de 3,3 à 4,0 Bcf/d au cours de cette période de 10 ans (figure 1.3-2), tandis que la demande dans le nord-est des États-Unis devrait aussi augmenter de 2 % par an, passant de 9,0 Bcf/d en 2002 à 10,6 Bcf/d en 2012 (TransCanada, 2004).

Figure 1.3-2 Demande de gaz naturel dans le centre du Canada (Ontario et Québec)



Selon les prévisions de TransCanada, la demande résidentielle de gaz naturel au Québec demeurera relativement constante au cours des 25 prochaines années, alors que la demande commerciale et institutionnelle n'augmentera que de 0,5 % par an. Il devrait cependant y avoir une croissance légèrement supérieure à 2 % par an de la demande de gaz naturel dans les secteurs industriels et de production d'électricité. Le secteur industriel utilise le gaz naturel comme combustible et comme matière première pour la fabrication de divers produits.

Le Québec utilise actuellement l'électricité et le mazout pour combler presque 80 % de ses besoins énergétiques. Près de 97 % de l'électricité consommée au Québec provient de l'hydroélectricité (les 3 % restants provenant de centrales nucléaires et thermiques au mazout et au gaz naturel). Le gaz naturel consommé au Québec provient du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Il est transporté par un seul réseau de gazoducs dont TransCanada est le propriétaire et l'exploitant. L'usage généralisé d'électricité pour le chauffage résidentiel exerce une pression sur la capacité d'Hydro-Québec durant les périodes de pointe en hiver, lorsque la non-disponibilité de l'équipement a des conséquences critiques (Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec, 2004).

La production d'électricité représente une part plus faible de la croissance de la demande en Ontario, car la remise en service des centrales nucléaires Bruce et Pickering ajoutera plus de 3 500 MW de capacité de production sur le marché ontarien et réduira le besoin de centrales thermiques au gaz. En ce qui concerne la mise hors service potentielle des centrales thermiques au charbon en Ontario, les prévisions de TransCanada reflètent uniquement la mise hors service des installations restantes de Lakeview en mai 2005. Si certaines des autres centrales au charbon étaient mises hors service et remplacées par des centrales au gaz à émissions réduites, il y aurait un important potentiel de hausse pour la demande de gaz naturel en Ontario. Le gouvernement d'Ontario a déjà attribué deux contrats pour la construction de presque 1600 MW de capacité de centrales thermiques au gaz. La production de gaz naturel provenant des bassins d'approvisionnement approchant la maturité, tant aux États-Unis qu'au Canada, ne suffirait pas à satisfaire cette croissance prévue de la demande. Même en supposant que les prix du gaz demeureront suffisamment élevés pour générer une activité de forage suffisante, on prévoit tout de même que la production de gaz naturel des États-Unis continentaux et du Canada (hormis celle de l'Alaska et du delta du Mackenzie) diminuera légèrement dans la plupart des grands bassins de production du continent. La production du Canada atlantique devrait demeurer stable et seule la région des Rocheuses américaines devrait afficher une croissance de production.

Même si la production dans le delta du Mackenzie et en Alaska était mise en branle d'ici 2012 à un niveau combiné de 5,3 Bcf/d, TransCanada prévoit qu'il y

aurait quand même un besoin d'importer du GNL en Amérique du Nord (y compris au Mexique) à raison de 11,2 Bcf/d d'ici 2012. Ce volume représente six fois le volume de GNL livré en Amérique du Nord en 2004. L'importation de ce volume de GNL exigerait l'agrandissement des terminaux de GNL aux États-Unis, ainsi que la construction de plusieurs nouveaux terminaux.

En raison de l'étroite corrélation entre l'offre et la demande de gaz naturel en Amérique du Nord que nous connaissons actuellement, la diversification des sources d'approvisionnement permettra de modérer les hausses de prix importantes qui se produisent lors des périodes de demande de pointe. Cela s'avère particulièrement important pour le Québec et le nord-est des États-Unis, qui se situent à l'extrémité du système d'approvisionnement et qui ont traditionnellement subi le plein impact des hausses de prix du gaz naturel.

1.3.3.2 Les besoins en GNL et la politique énergétique du Québec

Une demande en croissance, la baisse des ressources locales et la dépendance du Québec quant à l'hydroélectricité ont motivé le gouvernement du Québec à réévaluer sa politique énergétique et à diversifier ses sources d'approvisionnement.

Le ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec (MRNFP) a publié les énoncés suivants quant à la disponibilité à long terme du gaz naturel au Québec dans son rapport de novembre 2004, « *Le secteur énergétique au Québec : contexte, enjeux et questionnements* » (le « rapport MRNFP ») (MRNFP 2004) :

« Pour son approvisionnement en gaz naturel, le Québec est captif d'un seul bassin de production, soit le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, concentré surtout en Alberta. Or, depuis quelques années, celui-ci, à l'instar de la plupart des autres bassins de production en Amérique du Nord, donne des signes d'essoufflement, et ce, malgré une intensification des activités de mise en valeur au cours des dernières années. » (Rapport MRNFP 2004) (MRNFP, p. 20)

« Au chapitre de la sécurité énergétique, le débat actuel est conditionné par les effets du ralentissement dans le développement des projets hydroélectriques, jumelé à une croissance continue de la demande en électricité. Cet état de fait exige que l'on se préoccupe de la sécurité des approvisionnements et de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité au Québec. » (Rapport MRNFP 2004) (MRNFP, p. 8)

Dans son rapport au gouvernement sur l'état de l'approvisionnement en énergie du Québec, la *Régie de l'énergie* a également souligné la précarité de la situation actuelle et le degré de dépendance de la province sur l'importation. La *Régie de l'énergie* reconnaît que : « La sécurité des approvisionnements en électricité dépend notamment de la diversification des formes d'énergie, laquelle revêt une grande importance dans la fiabilité de la fourniture électrique. » (Rapport MRNFP 2004) (MRNFP, p. 8)

La *Régie de l'énergie* a également observé que :

« [...] à hydraulité moyenne, Hydro-Québec Production ne sera pas en mesure de répondre à la demande additionnelle d'Hydro-Québec Distribution de 2005 à 2008 et [il] utilisera toute sa marge de manœuvre pour y répondre de 2009 à 2011. Dans l'hypothèse de faible hydraulité, la situation est pire et Hydro-Québec Production n'a aucune marge de manœuvre pour répondre à la demande additionnelle d'Hydro-Québec Distribution. Dans un tel scénario, Hydro-Québec Production et Hydro-Québec Distribution seraient tenus d'importer de l'électricité à la limite de la capacité des interconnexions. » (Rapport MRNFP 2004) (MRNFP, p. 23)

Par ailleurs, l'Office national de l'énergie tirait les conclusions suivantes à la page 3 de son rapport de juin 2003, intitulé « *L'avenir énergétique du Canada : scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025* », quant à l'avenir de la demande et de l'approvisionnement en gaz naturel :

« Le gaz naturel sera en forte demande car il s'agit d'un combustible fossile propre de première qualité. Reste toutefois une grande incertitude : la disponibilité des approvisionnements. »

La disponibilité limitée du gaz naturel résulterait en une hausse des prix difficile à contrôler, à moins que des ajustements ne soient apportés à la situation d'ici là, par exemple en réduisant la consommation ou en ajoutant des solutions de rechange pour l'approvisionnement. Comme les sources d'approvisionnement en gaz naturel de l'Ouest canadien semblent parvenir à maturité, il serait prudent d'augmenter l'offre en gaz naturel en optant pour l'importation sous forme de GNL.

La diversification des sources d'approvisionnement énergétique du Québec permettrait à la province :

- d'accroître son niveau de sécurité énergétique;
- de favoriser une meilleure concurrence dans les prix de l'énergie; et

- d'augmenter la capacité concurrentielle de l'industrie québécoise.

Comme le gaz naturel ne compte actuellement que pour 13 % de l'approvisionnement en énergie du Québec, une plus grande utilisation de cette source d'énergie viendrait appuyer les efforts de la province pour la diversification énergétique. Le développement de terminaux de GNL au Québec permettrait d'assurer au Québec un approvisionnement en gaz naturel sûr et concurrentiel.

1.3.3.3 Le Québec : un choix pertinent

Comme les distributeurs québécois dépendent actuellement d'une source d'approvisionnement arrivant à maturité, des sources supplémentaires pourraient garantir aux consommateurs de gaz naturel du Québec un accès continu à ces ressources, à prix concurrentiel. La solution la plus prometteuse pour l'approvisionnement du Québec en gaz naturel est l'importation de GNL. Pour le Québec, avec son réseau de ports maritimes sur le fleuve Saint-Laurent, l'importation de GNL offre une source d'approvisionnement en gaz naturel qui est à la fois viable et concurrentielle.

Le Québec est bien situé géographiquement pour accéder de façon économique au GNL provenant du bassin de l'Atlantique, en raison de la distance de navigation réduite à partir de nombreuses sources d'approvisionnement en GNL. Le GNL provenant des installations existantes de liquéfaction au Moyen-Orient et dans le nord et l'ouest de l'Afrique peut être livré au Québec à un coût inférieur à l'importation dans le golfe du Mexique, où presque la moitié des nouveaux terminaux de GNL en cours d'étude en Amérique du Nord sont situés. Étant donné sa situation nordique, le Québec est aussi la destination idéale pour le GNL provenant des nouvelles installations de production en cours de construction en Norvège et proposées dans le nord-ouest de la Russie.

Des terminaux d'importation de GNL situés le long du fleuve Saint-Laurent fourniraient un accès à des eaux suffisamment profondes pour accueillir la prochaine génération de méthaniers, d'une capacité pouvant atteindre 250 000 m³, et qui nécessitent des hauteurs d'eau de 15 m ou plus. La profondeur de l'eau au site proposé à Gros Cacouna atteint 15 m à une distance d'à peine 350 m de la rive.

La présence de glaces au cours des mois d'hiver (décembre à avril) constitue une contrainte environnementale pour la construction d'un terminal méthanier sur le fleuve Saint-Laurent. Toutefois, il est possible de gérer convenablement les questions reliées aux glaces en s'assurant que les méthaniers et les installations d'amarrage du terminal soient conçus pour résister aux glaces et que la capacité

de stockage du site soit suffisante pour tenir compte des délais de transport par navire.

1.3.3.4 Le gaz naturel : un combustible propre

Le gaz naturel est une source d'énergie fiable et relativement propre, émettant moitié moins de gaz à effet de serre que les autres types de combustibles fossiles. Le gaz naturel peut être considéré comme complémentaire aux sources d'énergie renouvelables, telles que l'hydroélectricité et l'énergie éolienne. De par ses avantages – efficacité énergétique et réduction de la pollution – le gaz naturel offre des occasions d'utilisation viables pour le chauffage domiciliaire et la production d'électricité. Au Québec, par exemple, on peut améliorer la qualité de l'air en remplaçant le mazout par le gaz naturel dans les centrales thermiques, tout en réutilisant la vapeur produite par les nouvelles centrales de cogénération au gaz pour remplacer les chaudières au mazout dans les installations industrielles. Le gaz naturel peut aussi servir de matière première pour la fabrication de divers produits, notamment les engrais, le méthanol et les plastiques.

1.3.3.5 Avantages économiques pour le Québec et la collectivité locale

La construction et l'exploitation du terminal injecteront des fonds dans l'économie du Québec, la région de Rivière-du-Loup et la collectivité de Saint-Georges-de-Cacouna. L'étape de construction du projet offrira environ 1 965 emplois à court terme (travailleurs/année) avec un maximum d'environ 900 travailleurs simultanément sur le chantier. Le projet permettra en outre de créer des emplois indirects pour l'équivalent de 1 730 personnes pour l'approvisionnement en produits et services au cours de la construction. L'exploitation du terminal permettra la création de plus de 35 emplois directs et un peu plus du double en emplois indirects découlant des produits et services requis. On prévoit également des dépenses directes et indirectes au Québec pour soutenir les activités du terminal. Les impôts fonciers payés pour les installations contribueront aussi à l'économie locale. Les avantages économiques du projet sont détaillés dans la section de l'ÉIE portant sur l'évaluation des impacts économiques (section 7.5.1).

Un autre avantage du projet consiste à fournir l'accès au gaz naturel à la région de Rivière-du-Loup. L'importation de gaz naturel à Gros Cacouna permettrait éventuellement la distribution de gaz naturel dans la région de Rivière-du-Loup, où il n'est pas actuellement disponible en raison de la distance jusqu'au réseau de transport de gaz naturel existant. La diversification des sources d'approvisionnement en énergie dans la région peut résulter en des coûts

énergétiques plus avantageux et une augmentation de la capacité concurrentielle des industries régionales.

Outre la valeur du gaz en tant que combustible, l'accès au gaz naturel peut favoriser le développement industriel de la région, puisqu'il peut servir de matière première pour la fabrication de divers produits, notamment les engrais, le méthanol et les plastiques. Par ailleurs, la grande capacité de refroidissement du GNL pourrait être mise à profit pour la réfrigération de produits alimentaires, à faible coût.

1.4 SOLUTIONS DE RECHANGE AU PROJET

1.4.1 Variantes pour le site

Après avoir établi un besoin pour l'installation d'un terminal méthanier au Québec le long du fleuve Saint-Laurent (section 1.3), Énergie Cacouna a entamé le processus d'identification d'un site approprié pour un tel terminal. Une description détaillée du processus apparaît à la section 2.1. Ce processus de sélection itératif incluait de nombreux facteurs et comportait une étape de validation de l'analyse régionale et de l'analyse du site.

1.4.2 Autres sources d'approvisionnement énergétique et de gaz naturel

Le gaz naturel a un rôle à jouer dans l'avenir de l'énergie au Québec, de concert avec les mesures d'efficacité énergétique et les sources d'énergie renouvelables telles que l'hydroélectricité et l'énergie éolienne. Comme le gaz naturel ne comble que 13 % des besoins en énergie du Québec actuellement, comparativement à 38 % pour le mazout, la province a une excellente occasion de profiter des avantages du gaz naturel – efficacité énergétique et réduction de la pollution – pour le chauffage domiciliaire et la production d'électricité.

Un meilleur accès à des sources d'énergie diversifiées telles que le gaz naturel permettrait de limiter l'effet de certaines contraintes de l'hydroélectricité, notamment celles reliées au niveau des précipitations affectant la capacité de génération électrique.

L'énergie éolienne est intermittente de par sa nature même. Les technologies de production d'électricité par les combustibles fossiles telles que les centrales de cogénération au gaz peuvent servir de complément à l'énergie éolienne en offrant une alternative lorsque le vent tombe.

Enfin, l'utilisation efficace de l'énergie, soit la « gestion de la demande », est un élément important d'une politique globale de gestion de l'énergie. L'effet des initiatives énergétiques à court terme a été clairement démontré lors de la crise énergétique de la Californie en 2001 et celle de l'Ontario en 2003. Cependant, l'efficacité énergétique ne peut pas compenser à elle seule la demande croissante en énergie, en raison du coût de mise en oeuvre des programmes d'efficacité énergétique et puisque celle-ci dépend, au bout du compte, des choix individuels des consommateurs. L'énergie provenant de la combustion à faible émission du gaz naturel peut servir de complément aux mesures d'efficacité énergétique dans un programme énergétique équilibré.

Le développement de sources d'énergie renouvelables (p. ex. l'énergie éolienne), les programmes d'efficacité énergétique et autres mesures semblables, à elles seules, ne permettent pas d'éliminer complètement les combustibles fossiles. On a donc plutôt intérêt à employer ces mesures en parallèle avec les combustibles fossiles dans le cadre d'un programme énergétique équilibré pour le Québec. Le gaz naturel est un combustible fossile propre à haute efficacité qui peut contribuer à diversifier le programme énergétique du Québec afin de garantir ses besoins futurs en énergie.

Tel qu'indiqué dans la section 1.3.3, davantage de gaz naturel sera nécessaire pour remplir les besoins énergétiques à long terme du centre du Canada (dont le Québec et l'Ontario). Dans l'absence d'un terminal méthanier, trois options alternatives seraient possibles pour l'approvisionnement du centre du Canada en gaz naturel :

- l'expansion du système de TQM distribuant au Québec le gaz naturel provenant de l'Ouest canadien;
- le renversement de l'écoulement du gaz dans le réseau Portland Natural Gas Transmission System afin d'approvisionner le Québec à partir des États-Unis; et
- la construction d'un gazoduc reliant le Québec au réseau Maritimes & Northeast Pipeline au Nouveau-Brunswick.

La présente section présente une analyse de chacune de ces options.

1.4.2.1 Expansion du système de TQM

Actuellement, le gaz naturel est acheminé de l'Ouest canadien jusqu'au Québec par les réseaux de transport de TransCanada et de TQM. Les désavantages relatifs à l'expansion du réseau de TQM sont notamment les suivants :

- l'approvisionnement en gaz naturel de l'Ouest canadien sera limité à long terme, particulièrement pour les marchés distants tels que le Québec; et
- la sécurité de l'approvisionnement pour le Québec, qui se situe à l'extrémité du réseau de transmission du gaz naturel, n'est pas idéale.

Même si l'on suppose que le prix du gaz naturel restera assez élevé pour justifier des activités de forage suffisantes dans le nord du continent et que cette production sera acheminée jusqu'aux réseaux des marchés nord-américains, TransCanada prévoit qu'une croissance importante dans l'importation de GNL en Amérique du Nord (Mexique inclus) sera nécessaire d'ici 2012.

1.4.2.2 Renversement de l'écoulement du gaz dans le réseau Portland Natural Gas Transmission System

Actuellement, le réseau TQM achemine le gaz naturel à partir du Québec vers les États-Unis par un raccord au réseau Portland Natural Gas Transmission System à East Hereford, au Québec. Une solution de rechange au présent projet serait de renverser l'écoulement du gaz dans le réseau Portland afin d'approvisionner le Québec à partir des États-Unis. Le Québec serait alors à l'extrémité du réseau de transmission et sujet à des augmentations de prix importantes lors des périodes de demande de pointe. Cette option n'a donc pas été approfondie.

1.4.2.3 Construction d'un gazoduc reliant le Québec au réseau des Maritimes

Le réseau de transport de gaz naturel de Maritimes & Northeast Pipeline achemine la production de gaz naturel des installations situées au large de la Nouvelle-Écosse vers les marchés du Canada atlantique et du nord-est des États-Unis. Pour acheminer le gaz naturel des Maritimes jusqu'au Québec, il serait nécessaire de raccorder le réseau Maritimes & Northeast Pipeline à celui de TQM. Puisqu'on prévoit que la production de gaz naturel du Canada atlantique ne variera pas au cours de la période de 2002 à 2012 et qu'il serait probablement plus coûteux d'acheminer le gaz des Maritimes jusqu'au Québec qu'il ne le serait d'importer du GNL, cette option n'a pas été approfondie.

1.4.3 Abandon du projet

La dernière solution envisagée était l'abandon du projet. Cette option n'a pas été jugée valide, puisqu'elle ne répond pas à la demande énergétique future à long terme du Québec (tel que décrit à la section 1.3) et exigerait le développement d'une solution de rechange pour l'approvisionnement en gaz naturel (tel que décrit à la section 1.4.2).

1.5 AMÉNAGEMENTS ET PROJETS CONNEXES

Deux projets connexes sont associés au Projet Énergie Cacouna : une ligne de transport d'électricité et un gazoduc. Un troisième projet, soit une centrale de cogénération, a tout d'abord été considéré, mais ne fait plus partie de la planification à cette étape du projet.

1.5.1 Ligne de transport d'électricité

Les installations d'Énergie Cacouna devront être alimentées en électricité. L'énergie sera acheminée au site du projet par Hydro-Québec ou une société affiliée. Le poste électrique de Gros Cacouna, situé à environ 2 km du site prévu pour le terminal, est doté de deux transformateurs de 120 à 25 kilovolts (kV) et sera en mesure d'alimenter les installations.

1.5.2 Gazoduc

Le terminal devra être raccordé au réseau de gazoducs existant du Québec. Le point de raccordement le plus probable est la tête du gazoduc de TQM, société dans laquelle TransCanada détient une participation, à Saint-Nicolas, près de Québec. Toutefois, le nouveau gazoduc ne fait pas partie de la portée du Projet d'Énergie Cacouna.

1.6 CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE

Le projet devra respecter un certain nombre d'exigences de la réglementation fédérale et provinciale. Les principales autorités de réglementation pour le projet sont le gouvernement du Québec et le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec d'une part, et Transports Canada et Pêches et Océans d'autre part.

1.6.1 Approbations

1.6.1.1 Processus d'évaluation environnementale

Approbations provinciales

L'article 31,1 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (LQE) du Québec prévoit que personne ne peut entreprendre une construction, un ouvrage, une activité, une exploitation ou des travaux, dans les cas prévus par règlement, sans suivre la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement (ÉEIE) et obtenir un certificat d'autorisation (ou « décret ») du gouvernement.

Le projet Énergie Cacouna est assujéti aux exigences de l'ÉEIE selon le *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement*. Un certain nombre d'articles du Règlement sont applicables au Projet :

- le paragraphe d) de l'article 2 qui porte sur les projets de construction ou de modification d'un port ou d'un quai;
- le paragraphe j) de l'article 2 qui couvre la construction d'une installation de gazéification du gaz naturel; et
- le paragraphe s) de l'article 2) qui inclut les projets d'implantation d'un ou de plusieurs réservoirs d'une capacité d'entreposage totale de plus de 10 000 kilolitres destinés à recevoir une substance liquide ou gazeuse autre que de l'eau, un produit alimentaire ou des déchets liquides.

Dans le cadre de ce processus, Énergie Cacouna participera à d'importantes activités de consultation publique, qui comprennent notamment le processus de quatre mois mené par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE).

Outre l'ÉEIE, Énergie Cacouna est soumis à l'article 22 de la LQE, qui interdit toute activité susceptible libérer des contaminants dans l'environnement ou de modifier la qualité de l'environnement, à moins d'obtenir préalablement du ministre un certificat d'autorisation.

La directive du ministre de l'Environnement pour le projet (MENV 2004a), intitulée « *Directive pour le Projet Énergie Cacouna : Implantation d'un terminal méthanier et des infrastructures connexes, 3211-04-41* » a été émise en octobre 2004. La directive du ministre et un tableau décrivant le respect des exigences de la directive par l'ÉEIE sont reproduits aux annexes I et II, respectivement.

Approbations fédérales

Le Projet Énergie Cacouna est soumis à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (la « LCEE »). La LCEE exige que l'évaluation environnementale soit effectuée avant qu'une autorité fédérale puisse exercer un pouvoir réglementaire ou louer des terres permettant la mise en oeuvre d'un projet (article 5). Tant le paragraphe 2) de l'article 35 de la *Loi sur les pêches* que l'article 5 de la *Loi sur la protection des eaux navigables* sont prévus dans les dispositions du *Règlement sur les dispositions législatives et réglementaires désignées*. Par conséquent, avant de pouvoir obtenir l'autorisation nécessaire selon le paragraphe 2) de l'article 35 de la *Loi sur les pêches*, l'approbation selon l'article 5 de la *Loi sur la protection des eaux navigables* ou l'obtention d'un bail pour les terres sous l'administration de Transports Canada sur lesquelles le terminal sera construit, une étude d'impact sur l'environnemental doit être réalisée et une décision doit être rendue avant que les autorités fédérales responsables puissent émettre des permis ou des approbations, ou permettre la réalisation du projet de quelque façon que ce soit. Les autorités fédérales responsables pour le projet sont Transports Canada et Pêches et Océans Canada. Au palier fédéral, le processus d'examen environnemental est coordonné par l'Agence canadienne d'évaluation environnementale.

Au minimum, le projet sera évalué en profondeur suivant les dispositions du *Règlement sur la liste d'étude approfondie* (partie IV, article 13, paragraphe d) de la LCEE, qui exige une étude poussée pour les projets « de construction [...] d'une installation de liquéfaction, de stockage ou de regazéification de gaz naturel liquéfié d'une capacité de traitement de gaz naturel liquéfié de plus de 3 000 t/j ou d'une capacité de stockage de gaz naturel liquéfié de plus de 50 000 t ».

Entente de collaboration Canada-Québec

Le projet est également soumis à la nouvelle *Entente de collaboration Canada-Québec en matière d'évaluation environnementale* (Entente Canada-Québec), qui reconnaît l'importance de la collaboration dans les processus d'évaluation environnementale et favorise une approche d'évaluation coordonnée pour les projets qui font l'objet d'un examen environnemental à la fois par la province et par le gouvernement fédéral.

Suivant le mandat de l'Entente Canada-Québec, le ministère de l'Environnement du Québec, maintenant le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (pours les besoins de l'ÉIE, la référence au MENV inclut ces deux appellations), l'Agence canadienne d'évaluation environnementale et les autorités fédérales responsables se sont entendus pour effectuer en collaboration l'évaluation environnementale. Cette collaboration inclut la consultation continue entre les organismes, l'échange d'information

pertinente au projet dans des délais raisonnables et la coordination du processus d'examen environnemental. En conséquence, le MENV et les autorités fédérales responsables ont établi un échéancier coordonné pour le processus d'examen, selon les dispositions du paragraphe 2 de l'article 10 de l'entente Canada-Québec.

Au cours du processus d'examen, et selon les dispositions du paragraphe 1 de l'article 10 de l'Entente Canada-Québec, un comité conjoint d'évaluation gèrera l'examen environnemental en collaboration et veillera à ce que les exigences de la LCEE et de la LQE soient respectées.

L'examen environnemental conjoint entraînera la production de documents d'évaluation unifiés, qui aborderont en conséquence des aspects relevant aussi bien des compétences exclusives fédérales ou provinciales que de compétences partagées. Toutefois, le document sur la portée de l'évaluation environnementale fédérale étant encore à l'étape de projet au moment d'écrire ces lignes, la présente ÉIE ne couvre que les aspects abordés dans la directive du ministre de l'Environnement du Québec.

1.6.1.2 Autres approbations

Gouvernement provincial

Bien qu'elle soit souvent intégrée au certificat émis selon l'article 22 de la LQE, une autorisation est également requise selon l'article 32 de la LQE quant à l'installation d'un égout, d'un système de traitement des eaux usées ou d'une prise d'alimentation en eau. S'il s'agit d'une prise d'eau souterraine, il s'agit de l'article 31 du *Règlement sur le captage des eaux souterraines*.

En plus des approbations ci-dessus, une autorisation est requise selon les dispositions de l'article 48 de la LQE pour l'installation d'équipements en vue de réduire les émissions de contaminants dans l'atmosphère. Cette autorisation est distincte du certificat requis selon l'article 22.

Quant à l'utilisation d'un plan d'eau public, un bail est requis selon l'article 2 de la *Loi sur le régime des eaux* et suivant la section IV du *Règlement sur le domaine hydrique de l'État*.

Gouvernement fédéral

À l'échelon fédéral, le projet doit faire l'objet d'une autorisation du ministère des Pêches et des Océans du Canada selon le deuxième paragraphe 2) de l'article 35 de la *Loi sur les pêches*, ainsi que de l'approbation du ministère des Transports suivant l'article 5 de la *Loi sur la protection des eaux navigables*. Comme préalable à l'obtention de l'approbation selon la *Loi sur la protection des eaux navigables*, Énergie Cacouna participera au processus d'examen technique des terminaux maritimes et des sites de transbordement (TERMPOL) administré par la Direction de la sécurité maritime - Transports Canada.

Processus d'examen TERMPOL

Le processus d'examen TERMPOL est administré par la Direction de la sécurité maritime - Transports Canada, qui supervise le Comité d'examen TERMPOL (CET). Le CET est composé de représentants de divers organismes gouvernementaux, dont Transports Canada, la Garde côtière canadienne, Pêches et Océans Canada et Environnement Canada. Les rôles des membres du CET sont indépendants et distincts de leurs rôles dans le processus d'examen TERMPOL, qui examine les données et méthodes d'exploitation. Les conclusions et recommandations du rapport préparé par le CET ne libèrent pas Énergie Cacouna de ses obligations quant au respect de toutes autres exigences réglementaires et juridiques.

Le processus d'examen TERMPOL porte principalement sur les aspects des activités marines, de la conception et de la sécurité de la navigation. La Direction de la sécurité maritime - Transports Canada utilise TERMPOL pour évaluer les activités maritimes et la sécurité des navires et des routes, ainsi que les problèmes de gestion et d'environnement associés à l'emplacement, à la construction et à l'exploitation subséquente d'un terminal de GNL maritime. Énergie Cacouna préparera une soumission pour examen par le CET. Au terme de cet examen, le CET préparera un rapport présentant ses conclusions et recommandations quant au projet et fournira le rapport à la Direction de la sécurité maritime - Transports Canada pour approbation. Bien qu'il ne s'agisse pas d'une obligation légale, le processus d'examen TERMPOL est un préalable pour l'approbation de la construction des installations du projet selon les dispositions de la *Loi sur la protection des eaux navigables*.

Autres approbations requises

Le projet doit également être conforme aux conventions internationales applicables en matière de transport maritime, notamment la convention MARPOL (Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires, 1973, 1979) et la convention OPRC (Convention internationale sur la

préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures, 1990).

Approbations municipales

Avant de pouvoir mettre en oeuvre le projet, Énergie Cacouna devra obtenir un certain nombre d'approbations municipales et conclure diverses ententes. Énergie Cacouna s'assurera que toutes les ententes et approbations municipales requises sont en place pour la construction et l'exploitation des installations.

Énergie Cacouna devra également tenir compte de l'applicabilité de divers règlements municipaux (voir section 1.6.1.5). L'article 8 du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement* exige qu'un certificat de conformité soit obtenu auprès du greffier de la municipalité. L'obtention de ce certificat est requise pour l'émission des certificats d'approbation selon les articles 22 et 48 de la LQE. Il atteste que la réalisation du projet ne contrevient à aucun règlement municipal.

Selon les dispositions de l'article 32.3 de la LQE, un certificat d'approbation municipal est également requis pour l'obtention d'une autorisation selon l'article 32 de la LQE. Ce document certifie que la municipalité ne s'oppose pas au projet.

Enfin, un bail pour l'utilisation d'un plan d'eau public requiert également l'émission d'un certificat de conformité municipale.

1.6.1.3 Gouvernement provincial

Loi sur la qualité de l'environnement, L.R.Q., c.Q-2

Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement, Décret 1529-93, G.O.Q. II, 7766 [c. Q-2, r.1 001]

Règlement sur les carrières et sablières, R.R.Q. 1981, c. Q-2, r.2

Règlement sur les conditions sanitaires des campements industriels ou autres, R.R.Q. 1981, c. Q-2, r.3

Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement, R.R.Q. c. Q-2, r.9

Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune, L.R.Q., c. C-61.1

Règlement sur les habitats fauniques, Décret 905-93, 1993 G.O.Q. II, 4577 et 5985 [c. C-61.1, r.0.1.5]

Loi sur les espèces menacées et vulnérables, L.R.Q., c. E-12.01

Règlement sur les espèces fauniques menacées ou vulnérables et leurs habitats, Décret 950-2001, 2001 G.O.Q. II, 6143 [c. E-12.01, r.0.2.3]

Loi sur les produits et les équipements pétroliers, L.R.Q., c. P-29.1

Règlement sur les produits et les équipements pétroliers, Décret 753-91, 1991 G.O.Q. II, 2834 [c. P-29.1, r.2]

Règlement sur la qualité de l'atmosphère, R.R.Q. 1981, c. Q-2, r.20

Loi sur la sécurité civile, L.R.Q., c. S-2.3

Loi sur le régime des eaux, L.R.Q., c. R-13

Règlement sur le domaine hydrique de l'État, Décret 81-2003, 2003 G.O.Q. II, 900 [R-13, r.1.1]

Règlement sur les déchets solides, R.R.Q. 1981 c. Q-2, r.3.2

Règlement sur l'enfouissement des sols contaminés, D. 843-2001, G.O.II, 4574 [c. Q-2, r.6.01]

Règlement sur l'évacuation et le traitement des eaux usées des résidences isolées, R.R.Q. 1981, c. Q-2, r.8

Règlement sur les matières dangereuses, D. 1310-97, 1997, G.O.II, 6681 [c. Q-2, r.15.2]

Décret concernant la Politique de protection des rives, du littoral et des plaines inondables, R.R.Q. 1981, Q-2, r 17.2 (version française seulement)

Règlement sur la protection et la réhabilitation des terrains, D. 216-2003, G.O.II, 1441 [c. Q-2, r.18.1.01]

Règlement sur la qualité de l'eau potable, D. 647-2001, 2001, G.O. 2, 3561 [c. Q-2, r.18.1.1]

Règlement sur la récupération et la valorisation des huiles usagées, des contenants d'huile ou de fluide et des filtres usagés, D. 166-2004, 2004 G.O. 2 1519 [c. Q-2, r.18.1.2]

Loi sur les forêts, L.R.Q., c. F-4.1

Loi sur la conservation du patrimoine naturel, L.R.Q. c. 61.01

Règlement sur le transport des matières dangereuses, D. 866-2002, 2002 G.O.II, 5395 [c. C- 24.2, r.4.2.1]

Loi sur le parc marin du Saguenay – St-Laurent, R.S.Q., c.P-8.1

Loi sur les biens culturels, L.R.Q., c. B-4

1.6.1.4 Gouvernement fédéral

Loi sur la protection des eaux navigables, L.R.C. 1985, c. N-22

Règlement sur les ouvrages construits dans les eaux navigables, C.R.C., c. 1232

Loi sur les pêches, L.R.C. 1985, c. F-14

Règlement sur les mammifères marins, DORS/93-56

Loi sur les espèces en péril, L.C. 1992, c. 29

Loi maritime du Canada, L.C. 1998, c. 10

Règlement sur les ports publics et installations portuaires publiques, DORS/2001-154

Loi sur la convention concernant les oiseaux migrateurs, L.C. 1994, c. 22

Règlement sur les oiseaux migrateurs, C.R.C., c. 1035

Règlement sur les refuges d'oiseaux migrateurs, C.R.C., c. 1036

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999), L.C. 1999, c. 33

Règlement fédéral sur l'enregistrement des systèmes de stockage de produits pétroliers et de produits apparentés sur le territoire domanial et les terres autochtones, DORS/97-10

Règlement sur les urgences environnementales, DORS/2003-307

Loi sur les immeubles fédéraux et les biens réels fédéraux, L.C.1991, c. 50

Règlement concernant les immeubles fédéraux, DORS/ 92-502

Règlement sur les réserves d'espèces sauvages, C.R.C., Vol. XVIII, c. 1609

Loi sur le Parc Marin du Saguenay – St-Laurent , L.C. 1997, c. 37 (Bill C-7)

Loi de 1992 sur le transport des marchandises dangereuses, L.C. 1992, c. 34

Règlement sur le transport des marchandises dangereuses, DORS/2001-286

Loi sur les produits dangereux, L.R.C. 1985, c. H-3

Règlement sur les produits contrôlés, DORS/88-66

Loi sur les océans, L.C. 1996, c. 31

1.6.1.5 Gouvernement municipal

Règlements municipaux

Au moment de rédiger cette liste, selon les informations obtenues de la municipalité, tous les règlements municipaux de St-Georges-de-Cacouna (Village et Paroisse) étaient en processus de révision, et ni la nouvelle version, ni les références officielles à ces versions n'étaient disponibles au public. Aussitôt qu'elles seront rendues publiques, la liste de lois et règlements sera complétée et les auteurs du projet s'assureront que celui-ci est en conformité avec ces nouveaux règlements municipaux.

1.7 CONSULTATION PUBLIQUE

1.7.1 Buts et objectifs de la préconsultation

La *Loi sur la qualité de l'environnement* et la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* encadrent la consultation publique prévue dans les processus fédéral et provincial. Cependant, Énergie Cacouna croit qu'il est important d'obtenir l'engagement du public le plus tôt possible au cours de la planification du projet. Une consultation anticipée offre l'occasion d'identifier les préoccupations de la population et d'y répondre avant la finalisation des études d'impact et leur délibération au cours des audiences publiques. Ainsi, dès qu'Énergie Cacouna a annoncé son intention de construire un terminal de GNL à Gros Cacouna, la communication avec le public a été entamée dans un processus connu sous le nom de *préconsultation* préalable à la période de consultation obligatoire de 45 jours prévue au *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement* et au processus de consultation du public par le biais de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale.

Les buts du processus de préconsultation sont les suivants :

- identifier les individus, organisations et organismes intéressés (le « public »);
- présenter officiellement le projet au public;
- favoriser un processus de consultation ouvert et transparent;
- rechercher activement l'apport du public pour l'identification et la résolution des problèmes potentiels; et
- maintenir des communications continues avec le public tout au long du projet.

Les objectifs du programme de préconsultation sont les suivants :

- inviter la participation active de la communauté locale et des représentants politiques;
- garantir que le public est informé des avantages économiques potentiels liés au projet;
- s'assurer que le public perçoive qu'Énergie Cacouna a été ouvert et transparent dans ses communications et que leurs points de vue ont été abordés avec respect;
- solliciter l'apport du public dans l'évaluation et la conception du projet.

1.7.2 Description générale de la préconsultation

Le processus de préconsultation se compose de nombreux éléments :

- un communiqué de presse;
- des journées portes ouvertes;
- l'identification des groupes intéressés;
- des entretiens approfondis avec les principaux intéressés;
- des ateliers thématiques;
- l'ouverture d'un bureau d'information sur place;
- des bulletins d'information;
- un site Web (www.energiecacouna.ca);
- une ligne d'information téléphonique sans frais;
- des fiches d'information; et
- un sondage téléphonique.

Le 1^{er} septembre 2004, une conférence de presse se tenait à la salle paroissiale de Saint-Georges-de-Cacouna pour annoncer le projet. Les relations avec les médias sont gérées par le porte-parole désigné du projet, qui est apte à répondre aux questions particulières à mesure qu'elles sont soulevées dans la sphère publique.

Des journées portes ouvertes ont eu lieu à trois reprises, en octobre 2004, en janvier 2005 et en avril 2005. Ces journées portes ouvertes, tenues à Saint-Georges-de-Cacouna et à Rivière-du-Loup, ont accueilli plus de 750 personnes. Les moyens d'information utilisés lors de ces journées incluaient des fiches d'information, des montages et des affiches décrivant les méthodes d'évaluation du bruit, de l'analyse de la sécurité, les impacts environnementaux, ainsi que le processus de préconsultation lui-même. Le projet était illustré par des maquettes de conception du site (figure 1.7-1) et d'un méthanier, ainsi que par des préfigurations du concept révisé. Des journées portes ouvertes continueront de se tenir tout au long de la planification du projet.

Figure 1.7-1 Maquette du Projet Énergie Cacouna



Les commentaires obtenus lors des journées portes ouvertes ont servi à raffiner les initiatives de communication et de consultation subséquentes et ont contribué aux évaluations des impacts environnementaux et socio-économiques.

Dans le cadre du processus de préconsultation, Énergie Cacouna a également planifié des ateliers thématiques. Un premier atelier préparatoire a été tenu avec des membres clés du public afin de développer un consensus sur l'approche, la participation et les sujets à aborder pendant la préconsultation. En outre, des entretiens approfondis se sont tenus avec un certain nombre de personnes en vue d'identifier les premières questions et préoccupations. Les ateliers thématiques visent à engager un dialogue sur trois questions particulières : Raison d'être du projet; risque technologique et évaluation; impacts environnementaux et mesures de protection.

Un bureau d'information situé dans la paroisse de Saint-Georges-de-Cacouna offre de l'information sur le projet et des réponses aux questions du public.

Des bulletins d'information ont été envoyés à plus de 15 000 adresses domiciliaires et commerciales de la MRC (municipalité régionale de comté) de

Rivière-du-Loup afin d'informer toute la population de la MRC et d'inviter sa participation. Des renseignements supplémentaires sont également disponibles sur le site Web : www.energiecacouna.ca, où l'on trouve également une adresse de messagerie électronique pour les commentaires et les questions. Des exemples de documents utilisés au cours de la préconsultation sont présentés à l'annexe IV.

1.7.3 Résultats de la préconsultation

Au cours de la préconsultation, Énergie Cacouna a invité la participation des groupes suivants :

- les citoyens;
- les groupes environnementaux;
- les municipalités et MRC;
- les établissements d'enseignement et de recherche;
- les associations professionnelles;
- les organisations récréationnelles et touristiques;
- les associations commerciales;
- les groupes reliés aux pêches et à la navigation commerciale et de plaisance;
- la collectivité;
- les organisations gouvernementales;
- le secteur de la santé; et
- la Première Nation Malécite.

Ces groupes ont identifié des préoccupations reliées aux aspects suivants :

- les besoins relatifs au développement économique et à l'emploi;
- les préoccupations environnementales concernant le marais de Gros Cacouna, le parc marin Saguenay-Saint-Laurent, les mammifères marins et l'impact visuel des installations;
- la sécurité et le risque relatifs à la zone tampon et aux conditions climatiques;
- les préoccupations reliées à la qualité de vie : bruit, trafic, conditions économiques et d'emploi, perception du risque et contexte social lié à la divergence d'intérêts entre le village de Saint-Georges-de-Cacouna et la paroisse de Saint-Georges-de-Cacouna; et
- l'émission de gaz à effet de serre.

2 DESCRIPTION DU PROJET ET DES VARIANTES DE RÉALISATION

Cette section aborde les variantes du projet et l'option sélectionnée. Les aspects techniques clés relatifs à la sélection du site et les options technologiques explorées pour les principaux éléments du processus mis en oeuvre dans les installations y sont également décrits.

Après avoir déterminé qu'il existait un besoin relatif à des installations d'importation de GNL au Québec (section 1.3), une zone d'étude régionale a été délimitée afin d'analyser les sites possibles pour l'implantation d'un terminal de GNL. L'analyse de la zone d'étude régionale a permis de sélectionner plusieurs sites potentiels pour l'implantation d'un terminal, qui ont ensuite été analysés à l'aide de critères clés portant notamment sur la sécurité, l'ingénierie, l'environnement et l'aspect social. Le Gros Cacouna a ensuite été retenu comme site suivant une analyse comparative avec les autres sites potentiels.

La section 2.1 présente l'évaluation des variantes pour le site, ainsi que l'analyse et la validation du site sélectionné.

La section 2.2 décrit les options d'aménagement étudiées suivant la sélection du site. Les installations terrestres autant que maritimes ont été évaluées en vue d'arriver à un choix optimal. Au cours du processus de sélection des options d'aménagement, le public et les divers organismes de réglementation ont été consultés.

La section 2.3 décrit en détail les options technologiques évaluées pour les diverses étapes du processus : vaporisation, conception des réservoirs de stockage de GNL, alimentation électrique, contrôle du pouvoir calorifique et installations maritimes.

La section 2.4 décrit en détail les éléments qui composent les installations terrestres et maritimes du projet. On y retrouve une description des éléments clés pris en compte lors de la conception technique, ainsi que l'échéancier et les coûts en capital du projet.

La section 2.5 porte sur la phase de construction du projet; elle couvre toutes les activités relatives à la construction des installations terrestres et maritimes.

La section 2.6 offre un survol de la phase d'exploitation et d'entretien du projet.

La section 2.7 décrit la phase de démantèlement et de fermeture des installations du projet.

2.1 VARIANTES POUR LE SITE

Après avoir établi un besoin pour l'installation d'un terminal d'importation de GNL au Québec le long du fleuve Saint-Laurent (section 1.3), Énergie Cacouna a entamé le processus d'identification d'un site approprié pour un tel terminal. Ce processus itératif s'est déroulé en plusieurs étapes et a pris en compte de nombreux facteurs. Les variantes pour le site du projet ont été sélectionnées et évaluées au cours de ce processus (figure 2.1-1) selon les étapes principales suivantes :

- l'analyse régionale;
- l'analyse des variantes pour le site; et
- la validation.

L'analyse régionale consistait d'abord à délimiter la zone d'étude selon des contraintes très strictes et des besoins très précis du projet; ensuite, des critères primaires et secondaires ont été appliqués par étapes, afin d'identifier des sites appropriés dans la région. Il en a résulté une identification d'un certain nombre de zones potentielles pour une analyse des variantes pour le site.

L'analyse des variantes a permis d'identifier des sites précis, puis de les évaluer suivant des critères pondérés afin de sélectionner celui offrant le meilleur rendement selon ces critères.

Enfin, au cours de l'étape de validation, les données employées pour l'analyse des variantes et pour le choix final du site ont été affinées davantage et validées.

Les étapes de l'analyse régionale, de l'analyse des variantes pour le site et de validation sont décrites plus en détail dans les sections qui suivent.

2.1.1 Analyse régionale

2.1.1.1 Introduction

L'analyse régionale est une étude poussée visant à identifier les zones de la région qui pouvaient convenir à la construction et à l'exploitation d'un terminal d'importation de GNL (terminal méthanier). Ce travail s'est déroulé en deux étapes :

- une étude théorique et cartographie des contraintes; et
- une reconnaissance régionale.

En premier lieu, une étude théorique a permis d'éliminer les zones de la région qui ne répondaient pas aux exigences du projet. Cette élimination s'est basée sur une identification des exigences clés du projet, une caractérisation de la région et l'application des contraintes primaires.

2.1.1.2 Exigences clés du projet

Les conditions préliminaires suivantes pour le site du terminal méthanier ont été identifiées comme suit :

- une capacité annuelle moyenne de 500 millions de pi³/jour pour le terminal;
- une exploitation tout au long de l'année;
- un emplacement des installations respectant l'environnement et acceptable pour la population;
- un emplacement du terminal de GNL sur la rive du fleuve Saint-Laurent présentant un niveau de risque ne dépassant pas la norme actuellement acceptée au Québec pour des installations industrielles similaires; en tenant compte de tous les dangers réalistes; et
- un emplacement permettant de raccorder le terminal au réseau de gazoducs existant.

2.1.1.3 Caractéristiques de la région

La deuxième étape de l'analyse régionale incluait la caractérisation de la région selon les éléments suivants pertinents à l'emplacement et à l'exploitation d'un terminal méthanier :

- la sécurité de la population;
- l'environnement;
- les aspects socio-économiques;
- les conditions marines;
- les conditions du terrain; et
- le coût.

La densité de la population le long du fleuve Saint-Laurent et l'étendue de la distance de protection étaient les principaux aspects pris en compte pour évaluer la sécurité du public. Les parcs, les réserves fauniques et autres zones naturelles désignées étaient des éléments environnementaux clés considérés à cette étape. Les centres habités, les zones récréatives et les communautés des Premières Nations étaient considérés comme des facteurs socio-économiques. Les conditions marines étudiées comprenaient les données météorologiques (vents et brouillard), les conditions océaniques (marées, courants et vagues) et les conditions des glaces, y compris les caractéristiques et la dynamique des champs de glace. Le trafic maritime et la largeur du chenal navigable ont également fait

partie de l'étude. L'analyse des conditions du terrain comprenait les aspects géotechniques (assise rocheuse, matériaux superficiels), l'activité sismique et la stabilité des pentes.

Ces caractéristiques ont servi de base à l'élaboration des contraintes primaires et secondaires de l'étude. Les renseignements sont actuellement mis à jour avec des données spécifiques au site en vue d'alimenter le travail subséquent de validation et d'évaluation.

2.1.1.4 Contraintes

Selon la nature et la portée des données disponibles, un certain nombre de contraintes ont été appliquées pour choisir l'emplacement du site. Les contraintes primaires sont des conditions essentielles ou qui peuvent être facilement évaluées à un haut degré de certitude à l'étape de l'étude théorique. Les contraintes secondaires se rapportent à des préférences générales pour le projet ou à des caractéristiques qui exigent une étude plus approfondie; elles sont idéalement employées suivant la première étape de sélection des sites à l'aide des contraintes primaires. Le tableau 2.1-1 décrit les contraintes employées dans l'analyse régionale.

Tableau 2.1-1 Sommaire des contraintes de l'analyse régionale

Catégorie	Critères	Analyse	Niveau : primaire ou secondaire
SÉCURITÉ DE LA POPULATION	densité de la population	Densité de population permettant entre autres, de mieux assurer la sécurité du public et de réduire la portée des problèmes de pollution visuelle et du bruit,	SECONDAIRE
	distance de protection	Minimiser l'impact potentiel sur la sécurité de la population, selon la très faible éventualité d'un déversement de GNL, en situant de préférence les installations à une bonne distance des zones peuplées. Afin d'établir cette distance, les risques associés au site ont fait l'objet d'une analyse générale préliminaire. L'analyse des risques était basée sur des hypothèses conservatrices et suggère l'application d'une distance de protection de 1 km séparant le site des zones domiciliaires, des lieux de rassemblement et des routes publiques. [Remarque : Cette contrainte a fait l'objet d'une mise à jour avec des données spécifiques au site.]	PRIMAIRE
ENVIRONNEMENT	zones protégées	Les zones protégées, qu'il s'agisse de réserves nationales de faune, de réserves ornithologiques ou de parcs, ont été exclues de l'étude.	PRIMAIRE
	espèces à statut particulier	Cette contrainte se base sur l'impact potentiel du projet sur les espèces à statut particulier, notamment les mammifères marins.	SECONDAIRE
	habitats fauniques	L'impact potentiel du projet sur les habitats fauniques (du point de vue écologique) constituait une contrainte.	SECONDAIRE
ASPECT SOCIO- ÉCONOMIQUE	compatibilité d'utilisation des terres	Les zones où l'utilisation des terres ne correspondait pas à celle des installations proposées constituaient une contrainte.	SECONDAIRE
	Premières Nations	Les communautés des Premières Nations constituaient une contrainte.	PRIMAIRE
	archéologie	Les zones présentant un intérêt archéologique selon la cartographie des contraintes d'Hydro-Québec constituaient une contrainte secondaire appliquée après l'étude théorique.	SECONDAIRE
CONDITIONS MARINES	profondeur d'eau	Pour les besoins de cette analyse des contraintes, une profondeur d'eau de 15 m à moins de 1 km de la rive était considérée comme étant acceptable en vue d'accueillir des navires dont le tirant d'eau maximal est d'une longueur prévue de 12,5 m. La longueur maximale désirée pour la jetée sur chevalets est de 1 km.	PRIMAIRE
	chenal navigable	Un chenal permettant la navigation à double sens, soit d'une largeur équivalant à 7 fois la largeur maximale des navires ou d'environ 350 m, était souhaitable.	SECONDAIRE
	bassin d'évitage	Un bassin d'évitage d'une longueur équivalant à 2,5 fois la longueur totale des navires (750 m) était souhaitable.	SECONDAIRE
	distance d'amarrage au chenal navigable	Un poste d'amarrage adjacent à un chenal d'une largeur supérieure à six fois la largeur maximale des navires (environ 300 m) à partir du centre du chenal était souhaitable.	SECONDAIRE
	hauteur des vagues	La hauteur des vagues ne devrait pas dépasser 1,5 m à une fréquence significative.	SECONDAIRE
	conditions des glaces	Le risque relatif potentiel de problèmes dus aux glaces a été évalué qualitativement dans le cadre de l'analyse régionale.	SECONDAIRE
	temps de transit des navires	Généralement, le temps de transit des navires augmente avec la distance en amont. Le problème est démesuré pendant la saison des glaces. Un temps de transit réduit était souhaitable.	SECONDAIRE

Tableau 2.1-1 Sommaire des contraintes de l'analyse régionale (suite)

Catégorie	Critères	Analyse	Niveau : primaire ou secondaire
CONDITIONS DU TERRAIN	superficie du terrain	Une superficie d'environ 25 hectares (ha) est désirable pour le site terrestre du terminal. L'emplacement ne doit pas être situé à plus de 10 km de la rive et doit se trouver du côté de la terre par rapport à toute route, puisque la conduite cryogénique ne doit pas traverser la voie publique.	PRIMAIRE
	activité sismique	En raison des valeurs élevées d'accélération du sol dans un rayon d'environ 50 km de La Malbaie, les sites hors de cette région étaient privilégiés.	PRIMAIRE
	état du sol	La capacité portante requise pour les réservoirs de stockage de GNL exige un substrat rocheux relativement résistant ou un remblai stabilisé sur un sol de surface résistant. Une fondation sur pieux représente une augmentation considérable des coûts. En conséquence, les zones dotées de sols résistants ont été privilégiées.	SECONDAIRE
	topographie	Une surface relativement plane, stable et non inondée était privilégiée.	SECONDAIRE
COÛT	construction du terminal et du gazoduc	Le coût relatif de construction des installations et du gazoduc de raccordement au réseau a été évalué qualitativement au cours de l'analyse régionale. Un coût plus faible était privilégié.	SECONDAIRE
	coût d'exploitation	Le coût relatif d'exploitation des installations a été évalué qualitativement au cours de l'analyse régionale. Un coût plus faible était privilégié.	SECONDAIRE

2.1.1.5 Délimitation de la zone d'étude

Les limites géographiques pour la recherche d'un emplacement potentiel pour le terminal méthanier ont été déterminées suivant les caractéristiques régionales, les exigences de base relatives au terminal et les données de contrainte décrites ci-dessus. Ces limites géographiques sont définies comme étant la zone d'étude.

La limite ouest a été établie à Québec, puisque le point de raccordement au réseau de gazoducs existant se situe au sud de la ville, ainsi qu'en raison des caractéristiques du fleuve Saint-Laurent (conditions des glaces et temps de transit des navires). Ces conditions constituent la principale contrainte quant à la limite ouest de la région étudiée. La limite ouest pourrait être réduite (ramenée vers l'est) en raison de la contrainte relative à la profondeur d'eau nécessaire, qui est réduite dans le chenal navigable aux environs de l'île d'Orléans. Dans cette zone, le chenal présente une profondeur d'eau de 12,5 m, ce qui est insuffisant selon l'exigence minimale de 15 m décrite précédemment. Dans des conditions de perturbation, il pourrait arriver qu'un méthanier ne puisse pas atteindre le terminal ou le quitter. Cette complication potentielle pourrait restreindre la limite ouest à la pointe est de l'île d'Orléans. Cependant, cette question a été identifiée en tant que contrainte secondaire et sera employée pour la comparaison des sites affectés.

La hauteur de vague maximale établie pour la navigation de routine des méthaniers à proximité du quai est de 1,5 m. Selon les données océanographiques, cette situation ne se produit qu'à l'est de Matane. En conséquence, la limite est de la zone d'étude a été établie à Matane.

2.1.1.6 Cartographie des contraintes

Les données de la région du fleuve Saint-Laurent pertinentes à la localisation d'un terminal méthanier ont été récoltées. Les données proviennent de plusieurs sources publiques et portent notamment sur les aspects suivants :

- la condition des glaces;
- les données sur les courants;
- les données sur les vagues;
- les données météorologiques;
- la bathymétrie;
- les données sur les sols;
- l'activité sismique;

- les zones urbaines;
- les routes et autoroutes;
- les principaux plans d'eau;
- la topographie;
- la densité de la population; et
- les parcs et réserves fauniques et ornithologiques.

Ces données ont permis de dresser une liste d'exigences pour le terminal méthanier permettant subséquemment de limiter la recherche à des zones spécifiques. Les données relatives aux contraintes primaires ont ensuite été cartographiées afin d'illustrer les zones acceptables en vue d'une étude plus approfondie.

Les exigences clés et contraintes primaires suivantes ont servi à réduire la zone d'étude :

- une distance de 1 km des zones aménagées, y compris les routes importantes;
- l'évitement des parcs, des réserves ornithologiques et des autres zones à utilisation spéciale;
- l'évitement des terres des Premières Nations;
- une profondeur d'eau de 15 m à moins de 1 km de la rive;
- une distance de moins de 10 km à l'intérieur des terres à partir de la rive du Saint-Laurent;
- une superficie minimale disponible de 25 (ha) pour les installations terrestres;
- un emplacement situé entre la ville de Québec et Matane; et
- l'évitement de la zone d'activité sismique importante (0,6 à 1,1 g) centrée dans la région de La Malbaie.

Une cartographie préliminaire de la région s'étendant de la ville de Québec à Matane a été effectuée en incluant les données relatives aux contraintes primaires (figure 2.1-2). Les zones marquées en rouge sont celles qui dérogent aux exigences décrites ci-dessus. Les zones marquées en vert sont celles qui méritaient une étude plus approfondie comme sites potentiels pour le terminal méthanier.

2.1.1.7 Analyse régionale : résultats de l'étude avant reconnaissance

L'application des contraintes primaires a permis d'éliminer la plus grande part de la zone d'étude (zones marquées en rouge) (figure 2.1-2). Les zones restantes, marquées en vert, ont fait l'objet d'une étude additionnelle. Le tableau 2.1-2 résume les contraintes principales relatives aux onze sites sélectionnés par l'entremise de l'analyse régionale pour une recherche plus approfondie. Les avantages et désavantages relatifs à chacun des sites sont également résumés dans le tableau 2.1-2.

2.1.1.8 Reconnaissance

Suivant la partie théorique de l'analyse régionale, la reconnaissance et la visite des lieux ont été effectuées afin de répondre aux objectifs suivants :

- vérifier sur le terrain les données et observations employées dans l'étude théorique et la cartographie des contraintes;
- examiner les zones identifiées comme étant appropriées selon l'étude théorique et appliquer les contraintes secondaires pour réévaluer la pertinence des sites; et
- examiner la zone d'étude dans son ensemble pour repérer des sites potentiels qui auraient été éliminés par erreur lors de l'étude théorique.

La reconnaissance a été effectuée par survol en hélicoptère et par observation terrestre des zones sélectionnées. L'application des données des contraintes secondaires a été facilitée par l'emploi de la cartographie des contraintes d'Hydro-Québec. Ces cartes fournissent des données sur une panoplie de ressources environnementales, dont l'emplacement des parcs, des réserves ornithologiques, des réserves fauniques nationales, des ressources archéologiques et des habitats fauniques importants. La recherche de sites supplémentaires a permis d'identifier un site supplémentaire à L'Île Verte. Les observations notées lors de la reconnaissance régionale sont résumées dans le tableau 2.1-3.

Interprétation suivant la reconnaissance

Suivant la reconnaissance régionale et la visite des lieux, quatre sites ont été retenus pour la suite de l'évaluation. Le tableau 2.1-4 résume l'analyse préliminaire et l'application des contraintes secondaires pour la détermination de l'emplacement du site du terminal.

Tableau 2.1-2 Analyse régionale du Projet Énergie Cacouna : résultats de l'étude avant reconnaissance

Zone	Lieu habité le plus proche	Avantages	Désavantages
1	VILLIEU	<ul style="list-style-type: none"> environ 13 km du point de raccordement au gazoduc profondeur d'eau de 15 m à environ 300 m de la rive 	<ul style="list-style-type: none"> long temps de transit des méthaniers exposition maximale des méthaniers aux glaces pendant le transit densité de population élevée incompatibilité avec l'utilisation actuelle des terres
2	VILLE-GUAY	<ul style="list-style-type: none"> environ 40 km du point de raccordement au gazoduc profondeur d'eau de 15 m à environ 125 m de la rive 	<ul style="list-style-type: none"> long temps de transit des méthaniers exposition maximale des méthaniers aux glaces pendant le transit densité de population élevée incompatibilité avec l'utilisation actuelle des terres
3	BEAUMONT	<ul style="list-style-type: none"> environ 45 km du point de raccordement au gazoduc profondeur d'eau de 15 m à environ 25 m de la rive 	<ul style="list-style-type: none"> long temps de transit des méthaniers exposition maximale des méthaniers aux glaces pendant le transit densité de population élevée incompatibilité avec l'utilisation actuelle des terres
4	ÎLE D'ORLÉANS	<ul style="list-style-type: none"> environ 50 km du point de raccordement au gazoduc densité de population relativement faible profondeur d'eau de 15 m à environ 70 m de la rive 	<ul style="list-style-type: none"> long temps de transit des méthaniers exposition maximale des méthaniers aux glaces pendant le transit le gazoduc devra traverser le chenal incompatibilité avec l'utilisation actuelle des terres
5	GROS CACOUNA	<ul style="list-style-type: none"> profondeur d'eau de 15 m à environ 350 m de la rive temps de transit raisonnable pour les méthaniers terrain raisonnablement favorable densité de population raisonnable 	<ul style="list-style-type: none"> exposition élevée aux glaces risque sismique élevé affectant la conception acheminement du gazoduc dans la zone d'activité sismique trafic potentiellement élevé en raison du parc marin du Saguenay-Saint-Laurent petite communauté des Premières Nations située à proximité
6	LES ESCOUMINS	<ul style="list-style-type: none"> profondeur d'eau de 15 m à environ 68 m de la rive temps de transit raisonnable pour les méthaniers exposition aux glaces relativement faible faible densité de population 	<ul style="list-style-type: none"> terrain probablement problématique difficultés d'acheminement du gazoduc situé au bord du parc marin du Saguenay-Saint-Laurent
7	POINTE À BOISVERT	<ul style="list-style-type: none"> temps de transit raisonnable pour les méthaniers profondeur d'eau de 15 m à environ 325 m de la rive exposition aux glaces relativement faible faible densité de population 	<ul style="list-style-type: none"> terrain probablement problématique difficultés d'acheminement du gazoduc à travers la rivière Saguenay et le chenal environ 330 km du point de raccordement au gazoduc incompatibilité avec l'utilisation actuelle des terres
8	PETIT-MÉTIS	<ul style="list-style-type: none"> temps de transit raisonnable pour les méthaniers profondeur d'eau de 15 m à environ 950 m de la rive faible densité de population 	<ul style="list-style-type: none"> exposition élevée aux glaces environ 397 km du point de raccordement au gazoduc incompatibilité avec l'utilisation actuelle des terres
9	BAIE DES SABLES	<ul style="list-style-type: none"> profondeur d'eau de 15 m à environ 550 m de la rive temps de transit raisonnable pour les méthaniers densité de population raisonnable 	<ul style="list-style-type: none"> exposition élevée aux glaces environ 412 km du point de raccordement au gazoduc incompatibilité avec l'utilisation actuelle des terres

Tableau 2.1-2 Analyse régionale du Projet Énergie Cacouna : résultats de l'étude avant reconnaissance (suite)

Zone	Lieu habité le plus proche	Avantages	Désavantages
10	BAIE COMEAU	<ul style="list-style-type: none"> exposition relativement faible aux glaces faible densité de population profondeur d'eau de 15 m à environ 350 m de la rive 	<ul style="list-style-type: none"> terrain probablement problématique difficultés d'acheminement du gazoduc à travers des zones de terrain accidenté 502 km du point de raccordement au gazoduc trafic élevé en raison d'un port à proximité incompatibilité avec l'utilisation actuelle des terres
11	POINTE MISTASSINI	<ul style="list-style-type: none"> exposition relativement faible aux glaces faible densité de population profondeur d'eau de 15 m à environ 70 m de la rive 	<ul style="list-style-type: none"> terrain probablement problématique pour le terminal difficultés d'acheminement du gazoduc en raison du terrain accidenté environ 515 km du point de raccordement au gazoduc incompatibilité avec l'utilisation actuelle des terres

Tableau 2.1-3 Observations de la reconnaissance régionale

Zone	Observations
Zone 1 : Villieu	<ul style="list-style-type: none"> la reconnaissance a permis de constater que la région comprend de nouvelles zones résidentielles non identifiées dans l'étude théorique et qui excluent le site de l'étude
Zones 2 et 3 : Ville-Guay et Beaumont	<ul style="list-style-type: none"> bien que la rive comporte de nombreuses zones habitées, quelques zones présentent encore une faible densité de population une plate-forme rocheuse importante au pied d'une falaise riveraine offre un emplacement unique pour les installations, car la falaise forme un écran naturel pour l'aspect visuel la proximité du chenal navigable et la force des courants sont des préoccupations majeures l'étude approfondie de ce site est justifiée
Zone 4 : île d'Orléans	<ul style="list-style-type: none"> la rive présente un développement de population considérable la cartographie des contraintes d'Hydro-Québec identifie l'île entière en tant que zone restreinte le gazoduc devrait traverser un chenal principal du fleuve Saint-Laurent ce site a été retiré de l'étude
Zone 5 : Le Gros Cacouna	<ul style="list-style-type: none"> le site est acceptable sous tous les aspects, à l'exception du désavantage que présente la distance élevée jusqu'au point de raccordement au gazoduc, par rapport à d'autres sites la zone du site offre un relief permettant de réduire l'impact visuel des installations la zone accueille actuellement des activités industrielles
Zones 6, 7, 10 et 11 – Les Escoumins, Pointe à Boisvert, Baie Comeau et Pointe Mistassini	<ul style="list-style-type: none"> non visitées dans le cadre de la reconnaissance régionale; les difficultés que représente un emplacement sur la rive nord, combinées à la présence de nombreux sites prometteurs plus rapprochés de la ville de Québec font en sorte que ces zones ont été éliminées de l'étude
Zone 8 : Petit-Métis	<ul style="list-style-type: none"> la proximité d'un chemin de fer et de zones domiciliaires fait que cette zone est inappropriée pour l'emplacement d'un terminal de GNL sans modification si le chemin de fer pouvait être déplacé et certaines propriétés acquises, le site pourrait être pris en considération

Tableau 2.1-3 Observations de la reconnaissance régionale (suite)

Zone	Observations
Zone 9 : Baie des Sables	<ul style="list-style-type: none">• la densité de population, ainsi qu'une autoroute le long de la rive font que cette zone est inappropriée pour l'emplacement d'un terminal méthanier
Zone supplémentaire : L'Île Verte	<ul style="list-style-type: none">• la zone de L'Île Verte offre des attributs intéressants liés à la profondeur d'eau et à la topographie• la topographie du centre de l'île offre un écran de protection naturel à la zone de risque, ainsi qu'un écran visuel• un important habitat d'oiseaux aquatiques situé entre l'île et la rive fait qu'une chaussée ou un pont sur chevalets ne sont pas des solutions appropriées pour l'accès au site, qui devrait être prévu par les airs ou par eau• une étude plus approfondie est pertinente

Tableau 2.1-4 Interprétation suivant la reconnaissance

Zone	Description générale	Aspect environnemental ou social	Avantages	Désavantages	Conclusion
Zones 2 et 3 : Ville-Guay et Beaumont	<ul style="list-style-type: none"> Un site localisé sur la rive sud de l'estuaire du Saint-Laurent, immédiatement en amont du point de traversée des câbles d'Hydro-Québec, semblait approprié. Cette zone présente une profondeur d'eau suffisante près de la rive, un site d'amarrage possible à proximité du chenal navigable principal et une superficie terrestre suffisante pour la construction des installations du terminal. La hauteur libre sous les câbles d'Hydro-Québec est insuffisante. Bien que le poste d'amarrage pourrait être situé en aval du point de traversée des câbles et qu'une hauteur inférieure pourrait être spécifiée pour les méthaniers, l'existence d'autres désavantages exigé l'exclusion du site de la suite de l'étude. 	<ul style="list-style-type: none"> Densité de population relativement élevée. Terrain de camping à proximité. 	<ul style="list-style-type: none"> gazoduc de raccordement relativement court. facilité d'accès au chenal navigable et profondeur d'eau appropriée. 	<ul style="list-style-type: none"> obstruction à la navigation en hauteur. densité de population relativement élevée. force des courants très élevée aucun bassin d'évitage. forte proximité au chenal navigable pouvant restreindre ou interdire le trafic marin dans le chenal lorsque le méthanier est à quai. incompatibilité avec l'utilisation actuelle des terres. 	<ul style="list-style-type: none"> rejeté.
Zone 5 : Gros Cacouna	<ul style="list-style-type: none"> Le site de Gros Cacouna est adjacent au Port de Gros Cacouna, qui opère à longueur d'année. La région de Gros Cacouna a déjà été considérée pour la construction d'un terminal méthanier dans les années 1970, dans le cadre du Projet pilote de l'Arctique. Au paragraphe 7.1.1. de ses conclusions sur le Projet pilote de l'Arctique, le BAPE a indiqué : <i>"Tel que soumis, tant au plan biophysique qu'au niveau social et économique et à celui de la sécurité, la commission considère acceptable, dans son ensemble, le projet de construction d'un terminal méthanier sur la rive nord de Gros Cacouna dans les limites de la municipalité de la paroisse de Saint-Georges-de-Cacouna."</i> construction d'un terminal de GNL sur la rive nord de Gros Cacouna dans les limites de la municipalité de la paroisse de Saint-Georges-de-Cacouna. Le site proposé à Gros Cacouna se compose d'une carrière désaffectée et de l'affleurement rocheux résiduel situés au nord-est des installations portuaires existantes. Une profondeur d'eau convenable est présente à proximité de la rive. Un plan préliminaire pour le terminal comporte une jetée sur chevalets de 350 m incluant une chaussée empierrée, des réservoirs et des équipements de traitement situés sur une plateforme excavée dans le roc et sur la terrasse de roc existante formée lors de la construction du port. 	<ul style="list-style-type: none"> Un marais est situé de l'autre côté d'un affleurement rocheux près du site proposé pour le terminal. La falaise sous l'assise rocheuse comporte peu de végétation terrestre et marine, probablement en raison de l'érosion des glaces et des vagues et des particules en suspension dans l'eau du fleuve à cet endroit. Sept zones d'intérêt archéologique sont indiquées sur les milieux secs. Les zones arborées et de broussailles poussant sur l'affleurement rocheux offrent une bonne distance de protection entre le site et le marais. Des bélugas fréquentent la zone; ils ont été observés durant la reconnaissance régionale. 	<ul style="list-style-type: none"> activité industrielle existante (Port de Gros Cacouna et silo en béton de Ciment Québec). le temps de transit entrant et sortant est plus court que dans les options situées dans la zone de Québec, car moins affecté par les glaces. port ouvert : approche aisée sans dangers inhabituels pour la navigation. lieu éloigné : aucun conflit avec le trafic maritime existant port existant à Gros Cacouna pouvant accueillir des remorqueurs. l'île Verte au nord et les îles au sud et à l'ouest forment un abri naturel protégeant le site des grosses vagues. les courants sont légèrement moins forts qu'à L'île-Verte la crête rocheuse réduit l'impact visuel du site. 	<ul style="list-style-type: none"> activité sismique relativement élevée par rapport à d'autres sites; probabilité d'exigences de consolidation du site sous les structures d'amarrage afin de réduire les de liquéfaction. gazoduc plus long par rapport aux autres sites près de Québec. travail de préparation du site potentiellement considérable, selon le plan d'aménagement du site. site probablement visible du village de Saint-Georges-de-Cacouna. 	<ul style="list-style-type: none"> option à retenir.

Tableau 2.1-4 Interprétation suivant la reconnaissance (suite)

Zone	Description générale	Aspect environnemental ou social	Avantages	Désavantages	Conclusion
Zone 8 : Petit-Métis	<ul style="list-style-type: none"> Le site de Petit-Métis est situé à proximité du village de Petit-Métis; c'est le site le plus à l'est de la zone d'étude régionale à cette étape. La zone est relativement plane; une route suit la rive et de nombreux domiciles et chalets sont situés à proximité. Un plan préliminaire pour le terminal comporte une jetée sur chevalets de 950 m. La route locale est incluse dans la zone de risque d'un terminal méthanier et devra être déplacée. Un certain nombre de chalets situés dans la zone de risque devront être acquis dans le cadre du développement du projet. 	<ul style="list-style-type: none"> Cette option exige le déplacement de personnes et d'une route en raison de la zone de risque des installations. Des résidents possédant des maisons à proximité pourront avoir des objections quant à l'impact sonore et visuel du site. Quatre zones d'intérêt archéologique sont indiquées sur la cartographie des contraintes d'Hydro-Québec. 	<ul style="list-style-type: none"> ce site offre le temps de transit entrant et sortant le plus court, car le moins affecté par les glaces. port ouvert : approche aisée sans dangers pour la navigation. lieu éloigné : aucun conflit avec le trafic maritime existant. écart des marées légèrement plus faible que les ports en amont, amenant un coût plus faible. conditions sismiques affectant la conception légèrement plus faibles que les ports en amont. 	<ul style="list-style-type: none"> aucun écran ; exposition aux vagues élevée, donc davantage de temps d'arrêt comparativement à Gros Cacouna. pas d'installations ni services portuaires à proximité. exige l'acquisition de nombreuses résidences et le déplacement d'une route importante. 	<ul style="list-style-type: none"> option à retenir.
L'île Verte	<ul style="list-style-type: none"> L'île Verte est située au nord-est du site de Gros Cacouna. Elle n'est accessible que par les airs ou par l'eau. Plusieurs résidences y sont situées et une route traverse le centre de l'île dans le sens de la longueur. L'île comporte des zones forestières et des affleurements rocheux importants. Un plan préliminaire pour le terminal prévoit l'emplacement du site à la pointe ouest de l'île et une jetée sur chevalets de 350 m. Un gazoduc submergé traverserait le fleuve vers la rive. L'accès au site serait prévu par les airs ou par l'eau, puisqu'une chaussée traverserait un habitat ornithologique privilégié. 	<ul style="list-style-type: none"> L'installation du site à la pointe ouest de l'île Verte minimiserait son impact sur la réserve nationale faunique située entre la pointe est de l'île et la rive. Cet impact pourrait être abordé et minimisé par des modifications à la conception des navires et l'aménagement pertinent des voies d'accès pour le personnel. L'île comporte onze sites archéologiques, dont la plupart sont situés du côté est de l'île. La topographie de l'île ne permet pas faire un écran visuel du point de vue de la rive. 	<ul style="list-style-type: none"> le temps de transit entrant et sortant est plus court que dans les options situées dans la zone de Québec, car moins affecté par les glaces. port ouvert : approche aisée sans dangers inhabituels pour la navigation. lieu éloigné : aucun conflit avec le trafic maritime existant. le Port existant de Gros Cacouna peut accueillir des remorqueurs. 	<ul style="list-style-type: none"> les courants sont plus forts qu'à Gros Cacouna. l'accès au site doit être prévu. le gazoduc traverse des marais. incompatibilité avec l'utilisation actuelle des terres. 	<ul style="list-style-type: none"> site retenu en vue d'une étude plus approfondie.

2.1.1.9 Conclusion de l'analyse régionale

L'analyse régionale comprenait une étude théorique de cartographie des contraintes et une reconnaissance régionale, suivies d'une interprétation. Toutes les analyses ont été menées sur la base des données de l'étude théorique, des observations sur le terrain et des exigences de base du terminal, tel que décrites ci-dessus. Suivant l'analyse (tableau 2.1-4), trois sites potentiels pour l'emplacement d'un terminal méthanier ont été retenus pour évaluation :

- Le Gros Cacouna;
- Petit-Métis; et
- L'Île Verte.

Le Gros Cacouna

Le site de Gros Cacouna présente un équilibre optimal de conditions marines et terrestres et permet la localisation à proximité d'installations industrielles existantes. Le seul désavantage du site est son coût relativement élevé, en raison des exigences de préparation du terrain liées à l'excavation de roc et de la longueur importante du gazoduc. Ces coûts, cependant, sont relativement faibles par rapport au coût total de construction des installations.

Petit-Métis

Le site de Petit-Métis est viable du point de vue technologique. Cependant, la nécessité de déplacer une route importante et d'acquérir des résidences fait en sorte que ce site se classe moins bien par rapport aux autres sites étudiés. En outre, le coût élevé du gazoduc n'est contrebalancé par aucune économie liée aux caractéristiques de l'emplacement.

L'Île Verte

L'Île Verte est une alternative au site de Gros Cacouna. Les désavantages principaux de ce site sont sa situation insulaire et l'absence de toute activité industrielle existante. La longueur du gazoduc requis est aussi relativement plus élevée.

2.1.2 Analyse comparative des sites retenus

2.1.2.1 Critères des variantes pour le site

L'analyse régionale a permis d'identifier trois options viables pour le site du projet : Le Gros Cacouna, L'Île Verte et Petit-Métis. En raison de l'intérêt pour la région, un site supplémentaire plus proche de la Ville de Québec a également été ajouté à cette étape de l'analyse. Ces quatre sites potentiels ont fait l'objet d'une analyse comparative des variantes pour le site. Cette analyse inclut une évaluation détaillée selon les contraintes secondaires et d'autres caractéristiques. Les critères suivants ont été employés pour classer les quatre sites restant dans cinq catégories :

- la sécurité de la population;
- l'environnement;
- les aspects socio-économiques;
- l'ingénierie; et
- le coût.

Les caractéristiques correspondant à ces catégories sont décrites au tableau 2.1-5.

2.1.2.2 Sommaire de la méthodologie d'analyse des variantes et résultats

Un certain nombre de critères ont permis d'évaluer les options retenues pour l'emplacement du site du projet. Afin de garantir l'application uniforme de ces critères pour chacun des sites, un système de pondération et de classement a été élaboré. Ce système comprenait les étapes suivantes :

- la pondération des catégories;
- la pondération des critères particuliers;
- le classement des sites; et
- le dépouillement numérique.

Cette évaluation comparative des sites a mené à la sélection du site de Gros Cacouna comme site préféré. Les hypothèses appliquées à l'évaluation comparative des sites seront validées dans le cadre de l'étude d'impact environnemental (ÉIE) et de la conception préliminaire du projet.

Tableau 2.1-5 Critères des variantes pour le site

Critères de sélection		Description
Catégorie	Caractéristique	
SÉCURITÉ DE LA POPULATION	distance du chenal navigable	la distance du poste d'amarrage au chenal navigable utilisé par un volume important de trafic commercial
	accommodation des périmètres de sécurité	la capacité du site d'accommoder les périmètres de sécurité déterminées ou probables, incluant celles du terminal et des activités maritimes
	distance de la résidence la plus proche	la distance de la résidence permanente la plus proche
	densité de la population	la densité relative de la population dans la zone du site
	accès pour les interventions d'urgence	la facilité d'accès relative aux ressources existantes d'intervention d'urgence
ENVIRONNEMENT	zones protégées	la présence de zones sensibles connues ou établies, telles que des parcs ou des réserves
	réserves ornithologiques	la présence de sites ou de réserves ornithologiques connus ou établis
	espèces d'intérêt	la fragilité relative des habitats aquatiques, terrestres et aviaires dans la zone du site proposé
	végétation	la densité et la fragilité relative de la végétation terrestre dans la zone du site proposé
	espèces en péril	le potentiel de présence d'espèces en péril dans la zone du site proposé
ASPECT SOCIO-ÉCONOMIQUE	compatibilité d'utilisation des terres	la compatibilité relative du terminal proposé avec l'utilisation existante des terres dans la zone du site proposé
	pêche commerciale	l'importance relative des activités de pêche commerciale à proximité du site proposé et le potentiel d'interaction avec ces activités
	activités récréatives	l'importance relative des activités récréatives à proximité du site proposé et le potentiel d'interaction avec ces activités
	Communautés des Premières Nations	la présence de communautés des Premières Nations à proximité du site proposé
	archéologie et les ressources culturelles	la présence et la fragilité relative de ressources archéologiques connues ou potentielles
	potentiel d'un impact économique positif	potentiel relatif du projet pour un impact positif sur l'économie de la région
	impact visuel	la capacité inhérente au site à mitiger l'impact visuel des installations, selon la présence de récepteurs visuels et les caractéristiques naturelles du site, telles que la végétation et le relief
INGÉNIERIE	profondeur d'eau au poste d'amarrage	la profondeur d'eau au poste d'amarrage par rapport aux exigences de tirant d'eau des méthaniers
	profondeur d'eau à l'approche	la profondeur d'eau le long du chenal d'approche prévu au poste d'amarrage par rapport aux exigences de tirant d'eau des méthaniers
	accès au chenal navigable	la proximité du terminal à un chenal navigable existant et entretenu
	zone de manoeuvre des méthaniers	la présence d'une zone d'eaux libres suffisamment grande et profonde et où le régime des courants est approprié pour permettre les manoeuvres des méthaniers, y compris le cercle de giration
	courants	la intensité des courants dans la zone du poste d'amarrage proposé
	vents	la fréquence relative des vents dans la zone du terminal affectant les manoeuvres d'accostage, soit d'une force supérieure à 25 noeuds

Tableau 2.1-5 Critères des variantes pour le site (suite)

Critères de sélection		Description
Catégorie	Caractéristique	
INGÉNIERIE (SUITE)	vagues	la présence d'un régime de vagues acceptable pour les manoeuvres d'accostage, soit, en général, une faible incidence de vagues d'une hauteur supérieure à 1,5 m
	accostage en périodes de glaces	la présence de conditions de glaces qui permet un accostage sans danger des méthaniers
	approche en périodes de glaces	la présence de glaces le long de la route de navigation des méthaniers et leur impact sur le temps de transit
	activité sismique	le niveau d'activité sismique prévue dans la zone du site
	sols	la présence de sols capables de soutenir les réservoirs de stockage de GNL, les installations de traitement et les structures maritimes
	topographie	la présence d'un relief approprié à la construction et à l'exploitation des installations
	temps de transit des méthaniers	le temps de transit relatif des méthaniers
	obstructions à la navigation	la présence de caractéristiques physiques ou d'installations qui pourraient limiter l'accès des méthaniers au terminal et poser des obstacles à la sécurité de la navigation
COÛT	terminal	le coût relatif de construction des installations terrestres
	installations maritimes	le coût relatif de construction des installations maritimes
	gazoduc	le coût relatif de construction du gazoduc de raccordement au réseau
	exploitation	le coût relatif d'exploitation des installations

2.1.3 Validation du site sélectionné

Les analyses menant à la sélection du site de Gros Cacouna pour les installations du terminal méthanier se basaient sur une révision des données de l'étude théorique et de la reconnaissance sur le terrain à portée limitée. Une fois la sélection du site terminée, le processus de collecte et d'analyse de données spécifiques au site a pu commencer, en vue de fournir les renseignements nécessaires à l'étude d'analyse environnementale et à la conception détaillée. La validation et la correction des hypothèses appliquées lors du processus de sélection du site se produisent en continu et continueront tout au long de l'étude.

La collecte de données particulières au site a été utilisée pour les décisions de sélection du site et continue d'être appliquée. Certains résultats intérimaires de cette collecte continue sont décrits ci-dessous. À date, les données supplémentaires ont permis de confirmer les hypothèses de base menant à la sélection du site de Gros Cacouna comme site préféré pour le terminal d'importation de GNL.

2.1.3.1 Consultation publique

Avant de prendre une décision relative au site sélectionné, Énergie Cacouna a consulté les élus municipaux des communautés locales afin de discuter de la faisabilité de ce type de projet dans leurs municipalités respectives. Après la sélection du site retenu, Énergie Cacouna a présenté le projet lors d'une conférence de presse, le 1er septembre 2004, à la salle paroissiale de Saint-Georges-de-Cacouna. Énergie Cacouna a continué son processus de consultation relativement au site sélectionné et au plan d'aménagement lors de journées portes ouvertes les 5 et 7 octobre 2004, le 26 janvier 2005 et les 14 et 15 avril 2005. L'information collectée par Énergie Cacouna au cours du programme de pré-consultation a été employée pour valider les hypothèses et les données utilisées pour la sélection du site. Durant cette consultation publique initiale, les dirigeants politiques locaux étaient réceptifs au regain de la considération d'un terminal de GNL dans la région de Gros Cacouna.

2.1.3.2 Profondeur d'eau

Une des exigences clés du projet est une profondeur d'eau suffisante au poste d'amarrage et pour l'approche des transporteurs. Énergie Cacouna a effectué une analyse bathymétrique de la zone de Gros Cacouna en septembre 2004. Le travail de bathymétrie a permis de confirmer que les profondeurs réelles des eaux dans la zone du Gros Cacouna sont légèrement plus élevées que celles indiquées dans les cartes du Service hydrographique du Canada, ce qui confirme la validité du site relativement à la profondeur d'eau.

2.1.3.3 Courants

Le régime des courants a été appliqué comme contrainte secondaire lors de l'évaluation des divers sites possibles. Un site comportant des courants de moins de 3 noeuds plus ou moins parallèles à la rive était privilégié. Énergie Cacouna a effectué des mesures à la drague à l'automne 2004 et relevé des données préliminaires à l'aide d'un sondeur Doppler acoustique qui ont indiqué des courants d'une vitesse maximale allant de 2 à 2,5 noeuds.

2.1.3.4 Force des vents

Comme le site de Gros Cacouna est dans un lieu relativement exposé, on a procédé à une évaluation des vents et des vagues du site. Les vents mesurés à Rivière-du-Loup et à Pointe-au-Père indiquaient des conditions acceptables. Cependant, les cartes climatologiques d'Environnement Canada relatives au fleuve Saint-Laurent indiquaient la présence possible de vents plus forts à Gros Cacouna. Une étude plus poussée a révélé que les vents mesurés étaient dus à un

phénomène éolien associé à la vallée de la rivière Saguenay. Ce phénomène porte sur une zone très restreinte et affecte principalement l'Île Rouge. Des discussions avec des climatologues d'Environnement Canada connaissant la région ont permis de confirmer que les effets de ce phénomène n'affectent pas la zone de Gros Cacouna. Une station météorologique a été installée au site proposé pour le projet afin de collecter des données locales sur le climat, y compris la force des vents.

2.2 VARIANTES POUR LE PLAN D'AMÉNAGEMENT DU TERMINAL

Une fois la sélection du site effectuée, Énergie Cacouna a entamé la conception de l'aménagement des installations. Le processus de conception portait simultanément sur les structures maritimes et terrestres. La conception de l'aménagement est un processus itératif et multidisciplinaire effectué par une équipe de scientifiques et d'ingénieurs. La section qui suit présente un survol de ce processus.

2.2.1 Installations terrestres

Énergie Cacouna a commencé le processus d'évaluation des plans d'aménagement potentiels pour le terminal par une révision des plans d'aménagement originaux pour le site du Projet pilote de l'Arctique (PPA), qui avait été proposé par TransCanada et Petro-Canada à la fin des années 1970 et au début des années 1980. Le site du PPA était situé au nord-est du site proposé pour le projet, à proximité de chalets existants. Le site considéré pour le PPA exigeait l'excavation d'une grande partie du surplomb rocheux formant Le Gros Cacouna et l'aménagement de zones de terrain supplémentaires par le remplissage de la zone intertidale avec les roches excavées de l'affleurement rocheux.

La zone que devait occuper le site du PPA relève maintenant de deux organismes fédéraux : Transports Canada et Environnement Canada. Énergie Cacouna a élaboré un plan d'aménagement pour le projet qui évite les terres appartenant à Environnement Canada. Les terres de Transports Canada étaient préférables pour les raisons suivantes :

- les terres étaient déjà perturbées par la construction du port existant;
- le projet est compatible avec l'utilisation projetée des terres;
- le terminal proposé est compatible avec l'utilisation existante des terres du site et des zones adjacentes (zonage industriel);

- l'utilisation de ces terres permet d'augmenter la distance entre le site et les chalets situés dans la partie nord-est de Gros Cacouna;
- l'emplacement exige beaucoup moins d'excavation de roc, de travaux de préparation et de nouvelles perturbations; et
- l'emplacement n'exige pas de remblai dans le fleuve.

Suivant la décision de limiter les installations terrestres aux terres de Transports Canada, l'équipe de conception technique a étudié divers plans d'aménagement pour les installations du site en se basant sur diverses configurations d'aménagement des réservoirs et différentes options de confinement, les exigences de la norme CSA Z276 et leur jugement professionnel. Ces plans d'aménagement ont été conçus en vue de pouvoir accommoder un développement futur du site. Les plans d'aménagement (tableau 2.2-1) ont ensuite été évalués par une équipe multidisciplinaire (notamment des ingénieurs et des spécialistes de l'environnement et des relations avec la communauté) selon les considérations reproduites au tableau 2.2-2.

Tableau 2.2-1 Variantes pour le plan d'aménagement

Option	Type de réservoir	Disposition des réservoirs	Type de digue, le cas échéant	La variante a-t-elle été évaluée plus avant ?
1	confinement double/confinement intégral	linéaire	s.o.	oui
2	confinement double/confinement intégral	triangulaire	s.o.	oui
3	confinement unique	triangulaire	terre	non : espace insuffisant
4	confinement unique	triangulaire	béton	non : espace insuffisant
5	confinement double/confinement intégral	triangulaire (réservoirs déplacés vers l'ouest pour minimiser l'excavation de roc)	s.o.	oui

Remarques : s.o. Sans objet.

Bien que le projet prévoie actuellement la construction de deux réservoirs de stockage de GNL, le plan d'aménagement du site permet d'ajouter un troisième réservoir éventuellement.

Le site n'est pas suffisamment vaste pour accueillir des réservoirs à système de confinement unique et la zone de retenue des déversements que ce type de réservoir exige. Les options comportant des réservoirs à système de confinement unique (options 3 et 4) n'ont donc pas été approfondies.

Tableau 2.2-2 Considérations relatives au plan d'aménagement

Catégorie	Aspect	Considérations
Prévention		assurer la sécurité de la communauté, du public et du personnel d'exploitation
Ingénierie	positionnement des installations	optimiser le positionnement des installations pour l'exploitation et la maintenance
	fondations	positionner les fondations sur des sols compétents
	excavation du roc	minimiser la quantité de roche excavée et la proximité à des zones sensibles
Marges de recul	périmètres de sécurité de radiation thermique	minimiser l'empiètement sur les terres d'Environnement Canada minimiser l'empiètement sur le Port de Gros Cacouna
	périmètres de sécurité de dispersion des vapeurs	minimiser l'empiètement sur les terres d'Environnement Canada minimiser l'empiètement sur le Port de Gros Cacouna
	excavation du roc	offrir une protection adéquate contre les éboulements de roches
Environnement	zones tampon	maximiser les zones de protection sur le site et hors du site
	superficie du site	minimiser la superficie requise
	poissons et faune	minimiser l'impact
	bruit	minimiser les impacts pour les récepteurs
	impact visuel	minimiser l'impact
Milieu social	utilisation traditionnelle des terres	minimiser l'impact
Constructibilité	zone de travail	maximiser l'espace disponible
	accès	maximiser l'accès par terre et par mer
	efficience	optimiser le positionnement des installations pour un processus de construction efficace
Exploitation	zone de travail	maximiser l'espace disponible
	accès	maximiser l'accès aux installations terrestres et maritimes
	rendement	optimiser le positionnement des installations pour une exploitation efficace

L'option 5 a été abandonnée, puisqu'on a déterminé, au cours de travaux d'excavation d'exploration, que les sols à l'ouest du site adjacent au port sont partiellement composés de matériaux de remplissage. Tout développement futur du site exige des sols compétents et uniformes. Le plan d'aménagement proposé selon l'option 5 place le troisième réservoir potentiel sur une zone de remplissage, soit des fondations ni consistantes, ni uniformes par rapport au reste du site.

Seules les deux options restantes (options 1 et 2) ont été approfondies.

Pour les besoins de l'aménagement du site, seule la superficie requise pour les réservoirs à confinement double a été évaluée, puisque les dimensions des réservoirs à confinement double et à confinement intégral sont similaires. Les

seules différentes relatives dans la superficie requise pour les deux types de réservoirs sont les suivantes :

- l'espace requis pour les réservoirs varie d'environ 5 m (le diamètre des réservoirs à confinement double étant d'environ 5 m supérieur à celui des réservoirs à confinement intégral); et
- l'espacement de radiation thermique est légèrement plus grand pour les réservoirs à confinement double.

Au cours des discussions préliminaires de l'équipe multidisciplinaire, l'option 1 a d'abord semblé préférable pour les raisons suivantes :

- les réservoirs et les équipements étaient positionnés à une distance plus grande du marais de Gros Cacouna, soit de 100 à 200 m;
- l'impact sonore, lumineux et visuel sur le marais de Gros Cacouna était un peu plus faible; et
- l'impact sur les terres adjacentes d'Environnement Canada semblait plus faible.

Cependant, après la présentation du plan au public, des études environnementales plus poussées et l'approfondissement de la conception technique, une configuration triangulaire révisée présentait les avantages suivants par rapport à la configuration linéaire :

- le déplacement possible du site vers le sud-ouest permettant une réduction de la quantité de roc excavé, ce qui réduirait les coûts et la superficie, ainsi que la période de construction dans une faible mesure, ce qui réduirait les perturbations environnementales (bruit, air, etc.).
- la réduction optimale de l'empiètement des périmètres de sécurité thermique sur les terres d'Environnement Canada;
- le positionnement plus éloigné des réservoirs par rapport aux chalets et à l'habitat du guillemot à miroir sur la rive nord-ouest du Gros Cacouna;
- une plus grande facilité d'accommoder un nid de faucons pèlerins situé sur le site; et
- un ajustement des installations de façon à ce qu'elles soient moins visibles à partir de certains points de vue.

Par conséquent, pour l'emplacement des installations terrestres, l'option 2, comportant une configuration triangulaire¹ de réservoirs à confinement double ou intégral a été sélectionnée.

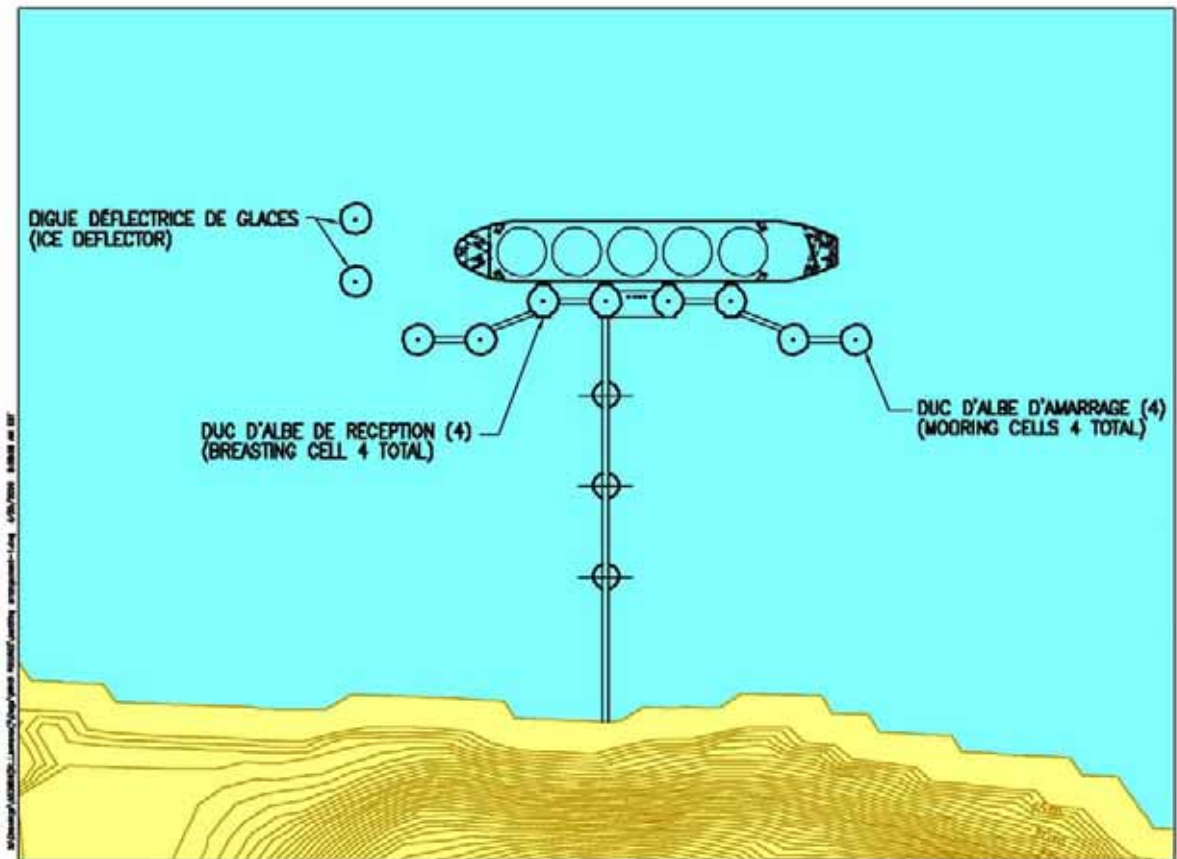
2.2.2 Installations maritimes

L'aménagement des structures maritimes a évolué suivant la collecte et l'analyse de données pertinentes. La séquence de cette évolution est résumée ci-dessous.

Lors de la phase de sélection du site, on avait considéré un aménagement des installations d'amarrage comportant quatre ducs-d'albe de réception, quatre ducs-d'albe d'amarrage et deux digues déflectrices de glace. Ce concept s'adapte facilement aux variations dans les conditions des courants, des glaces et des sols et s'est avéré efficace le long du Saint-Laurent à d'autres emplacements, notamment à la raffinerie Ultramar, près de Québec. Le poste d'amarrage est typiquement parallèle à la rive et comporte une jetée sur chevalets perpendiculaire à la rive. Cet aménagement est illustré sommairement à la figure 2.2-1.

¹ Si un troisième réservoir venait à être construit, il serait localisé le long du fleuve, vers l'ouest.

Figure 2.2-1 Installations d'amarrage



REMARQUE :

Ce plan n'est pas à l'échelle.

Un plan d'aménagement préliminaire des installations maritimes du terminal a été évalué selon les objectifs suivants :

- un niveau d'eau à marée basse supérieur à 15 m pour permettre le dégagement sous quille des plus grands méthaniers prévus;
- une approche du terminal libre de tout danger pour la navigation (récifs, hauts-fonds, etc.);
- un poste d'amarrage du terminal situé à bonne distance des voies de transport maritime;
- l'orientation du poste d'amarrage parallèle aux courants afin d'optimiser les manoeuvres d'accostage et de réduire les forces d'amarrage dues aux courants et aux empilements de glace en hiver;

- un poste d'amarrage du terminal situé à bonne distance du chenal d'approche au Port de Gros Cacouna; et
- un poste d'amarrage situé à une distance raisonnable des réservoirs de stockage de GNL afin de minimiser la distance de pompage.

Ces conditions d'aménagement préliminaires ont été appliquées au site de Gros Cacouna selon les données publiées relatives aux vents, aux courants et à l'environnement. Énergie Cacouna a ensuite entrepris la collecte de données spécifiques au site relatives aux profondeurs et aux courants en établissant un profil bathymétrique et en prenant des mesures à la drogue et à l'aide d'un profileur de courant Doppler acoustique. Selon l'analyse de ces données et de l'arrangement préliminaire, des discussions ont eu lieu avec des pilotes et des capitaines dont l'expérience incluait la navigation sur le fleuve Saint-Laurent.

Ces discussions, combinées aux analyses effectuées par l'équipe de conception d'Énergie Cacouna, ont eu pour résultat les modifications suivantes au plan d'aménagement préliminaire :

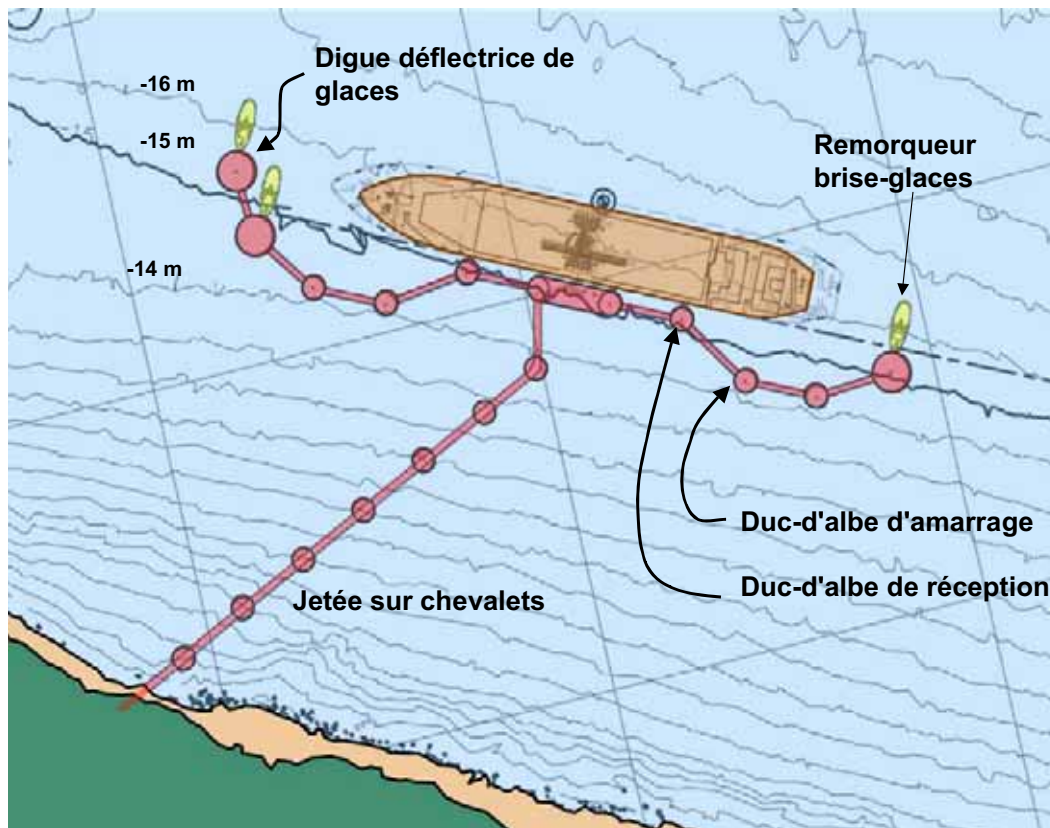
- les résultats favorables de l'analyse de bathymétrie ont permis de rapprocher le poste d'amarrage de la rive d'environ 25 m;
- l'orientation du poste d'amarrage a été modifiée légèrement pour l'aligner avec les courants mesurés;
- les digues déflectrices de glace en amont ont été déplacées légèrement pour faciliter le départ des méthaniers à la marée montante; et
- une digue déflectrice de glace a été ajoutée en aval afin de protéger les navires de la glace à la marée montante.

Des études de reconnaissance environnementale de la zone du projet ont permis de relever la présence d'une colonie de guillemots à miroir au nord-est du site proposé, sur la côte rocheuse de Gros Cacouna. Suivant des travaux de conception technique supplémentaires intégrant des considérations environnementales, l'extrémité terrestre de la jetée a été déplacée d'environ 120 m vers le sud-ouest, résultant en un angle irrégulier à partir de la rive et du poste d'amarrage. Une partie de la jetée demeure perpendiculaire au poste d'amarrage afin de réduire le risque d'embâcles autour des structures maritimes. Cette modification a été accompagnée du déplacement des installations terrestres du site vers le sud-ouest pour des raisons d'aménagement et pour protéger la colonie de guillemots à miroir et un nid de faucons pèlerins repéré sur les falaises de l'ancienne carrière de Gros Cacouna.

L'orientation du poste d'amarrage illustré à la figure 2.2-2 a été établie pour répondre aux objectifs suivants :

- le poste d'amarrage est situé le plus au sud possible et évite un haut-fond d'une élévation de -14,2 m;
- l'orientation du poste d'amarrage est parallèle aux courants mesurés;
- les routes de navigation vers le terminal et au départ de celui-ci sont entièrement dégagées et libres de dangers pour la navigation; et
- le site du terminal est situé à plus d'un kilomètre de l'entrée du bassin du Port de Gros Cacouna; comme les navires arrivent et partent du bassin de Gros Cacouna selon un tracé de $262^{\circ} - 82^{\circ}$ (perpendiculaire à la rive), le site sélectionné est clairement à l'écart des voies de transport maritime.

Figure 2.2-2 Aménagement révisé des installations d'amarrage



REMARQUES :

Ce plan n'est pas à l'échelle

Les données bathymétriques indiquées dans la figure sont tirées des travaux de relevé bathymétriques effectués par Énergie Cacouna. Les contours bathymétriques réfèrent au zéro hydrographique à des intervalles de 1 m.

2.3 OPTIONS TECHNOLOGIQUES

Les principales options technologiques disponibles pour répondre aux objectifs du projet sont les suivantes :

- méthode de vaporisation;
- conception des réservoirs;
- sources d'alimentation électrique;
- méthode de contrôle du pouvoir calorifique du GNL regazéifié; et
- structures maritimes.

2.3.1 Options pour le procédé de vaporisation

Pour convertir le GNL en gaz naturel, il faut le réchauffer suffisamment pour qu'il passe de l'état liquide à l'état gazeux. Énergie Cacouna a considéré trois procédés qui sont couramment employés pour regazéifier le GNL.

- l'utilisation de l'eau du fleuve comme source de chaleur (vaporisation à râtelier ouvert);
- l'utilisation de brûleurs à gaz comme source de chaleur (vaporisation par combustion submergée); et
- l'utilisation de la chaleur résiduelle d'une centrale de cogénération.

Le premier procédé, soit la vaporisation à râtelier ouvert, propose de pomper de l'eau du fleuve Saint-Laurent pour l'utiliser en tant que source de chaleur pour vaporiser le GNL. L'eau du fleuve Saint-Laurent est trop froide pour que ce procédé soit une option viable au site de Gros Cacouna.

Dans le second procédé, soit la vaporisation par combustion submergée, du gaz naturel est brûlé pour réchauffer un bain d'eau utilisé pour vaporiser le GNL. L'eau est continuellement chauffée en circuit fermé et le système n'exige pas d'apport en eau. De l'eau supplémentaire est produite par la combustion du gaz naturel. L'eau excédentaire est neutralisée au besoin, puis rejetée dans le fleuve. Cette méthode de vaporisation est une option viable pour le site de Gros Cacouna.

Le troisième procédé étudié consiste à construire une centrale de cogénération au gaz naturel sur le site, dont l'énergie résiduelle peut servir à réchauffer le GNL et qui produit de l'électricité pour le réseau québécois. L'acheminement de la

vapeur provenant d'une centrale de cogénération vers les installations de GNL permettrait d'éliminer l'utilisation continue des vaporisateurs de combustion submergés. Cependant, tel qu'indiqué à la section 1.5, une centrale de cogénération n'est pas actuellement envisagée par Énergie Cacouna.

Par conséquent, le procédé de vaporisation par combustion submergée sera employé dans les installations d'Énergie Cacouna, puisque les températures de l'eau du fleuve Saint-Laurent sont trop basses pour la vaporisation à râtelier ouvert et qu'une centrale de cogénération n'est pas envisagée dans le cadre du projet. L'équipement actuellement à l'étude pour la conception du procédé de vaporisation par combustion submergée se base sur la meilleure technologie éprouvée dans le domaine.

2.3.2 Options de conception des réservoirs

Trois options ont été envisagées pour la conception des réservoirs de stockage de GNL :

- des réservoirs à confinement unique;
- des réservoirs à confinement double; et
- des réservoirs à confinement intégral.

Un **réservoir à confinement unique** comporte un réservoir en acier au nickel à 9 % entouré d'une enveloppe en acier au carbone renfermant les matériaux isolants et l'isolation au gaz (portion du réservoir contenant le gaz). L'enveloppe externe en acier au carbone, se rompra si elle est soumise à la température cryogénique du GNL. Avec ce type de réservoir, des digues basses sont placées autour des réservoirs pour contenir le GNL (zone de confinement), dans le cas très peu probable d'un déversement suivant une défaillance du réservoir interne en acier-nickel 9 % et la défaillance résultante de l'enveloppe externe. Selon la taille planifiée des réservoirs, la zone de confinement requise serait trop importante pour la superficie disponible au site de Gros Cacouna.

Un **réservoir à confinement double** comporte un réservoir interne au nickel à 9 % et une enveloppe en acier au carbone, entourés d'un mur de béton d'un mètre d'épaisseur formant un réservoir de confinement secondaire. Cette paroi de béton est placée à environ 2 à 2,5 m de l'enveloppe en acier au carbone, formant un espace annulaire entre l'enveloppe et le réservoir de confinement secondaire. Le réservoir de confinement secondaire en béton retient le GNL dans le cas très peu probable d'une défaillance du réservoir interne. La partie inférieure du réservoir de confinement secondaire en béton peut être couverte d'isolant de nickel à 9 %

en guise de protection thermique en cas de déversement. L'enveloppe externe en acier au carbone doit être dotée d'un rebord afin de diriger l'eau de pluie hors de l'espace annulaire. Un toit surplombant l'espace annulaire prévient en outre la neige de s'y accumuler. Cette particularité pourra exiger que la paroi de béton soit plus élevée. Le réservoir à confinement double exige moins d'espace qu'un réservoir à confinement unique et protège la paroi du réservoir interne des forces extérieures.

Un **réservoir à** confinement intégral comporte un réservoir interne au nickel à 9 %, un réservoir externe en béton pré-contraint et un toit en béton armé. Le toit en béton ajoute une protection contre les impacts au dessus du réservoir, en plus de la protection contre les impacts du réservoir externe. Le réservoir externe contient le GNL et les vapeurs dégagées dans le cas très peu probable d'une défaillance du réservoir interne. Le réservoir externe en béton sert de confinement secondaire, ce qui signifie que des digues de confinement ne sont pas requises selon la norme CSA Z276. Le réservoir à confinement intégral exige moins de superficie que les deux autres types de réservoir.

En conclusion, le type de réservoir à confinement unique n'est plus envisagé, puisque le site n'offre pas la superficie requise pour les digues de confinement requises. Par conséquent, seuls les réservoirs à confinement double et à confinement intégral ont été évalués. Énergie Cacouna a opté pour l'utilisation de réservoirs à confinement intégral pour le projet.

Énergie Cacouna a envisagé deux solutions pour l'alimentation en électricité des installations : le raccordement au réseau local d'Hydro-Québec et la construction d'une centrale intégrée aux installations. Après avoir évalué ces deux options, Énergie Cacouna a déterminé que l'utilisation de l'électricité du réseau était à privilégier sur la production d'électricité sur place en raison des avantages suivants :

- aucune augmentation du niveau de bruit en raison de la production d'électricité; et
- aucune augmentation des émissions par la combustion.

Une génératrice d'urgence au diesel permettra de maintenir les services essentiels du terminal en cas de panne du réseau d'Hydro-Québec (voir la section 2.4.8.9). Cependant, étant donné la fiabilité du système public de distribution d'électricité dans la région, Énergie Cacouna ne prévoit utiliser cet équipement que rarement, voire jamais.

2.3.3 Options pour le contrôle du pouvoir calorifique

Le Projet Énergie Cacouna est conçu pour recevoir le GNL d'une source désignée, ainsi que des chargements ponctuels provenant d'autres installations de liquéfaction de gaz naturel.

La composition du GNL variera en fonction de cette source.

La composition du GNL de certaines sources a un pouvoir calorifique supérieur aux exigences du gazoduc de distribution ou incompatible avec l'équipement de combustion employé par la clientèle des systèmes de distribution en aval du terminal. Ces spécifications sont élaborées en partie pour que les utilisateurs puissent se servir du gaz sans problèmes de fonctionnement. Par conséquent, le pouvoir calorifique du gaz émis dans le gazoduc doit être contrôlé.

Les options envisagées pour le contrôle du pouvoir calorifique du GNL regazéifié sont notamment les suivantes :

- le fractionnement des liquides de gaz naturel; et
- l'injection d'azote.

2.3.3.1 Fractionnement des liquides du gaz naturel

Le procédé de fractionnement des liquides du gaz naturel consiste à séparer et extraire les composants les plus lourds du GNL avant d'émettre le GNL regazéifié dans le gazoduc. Ces composants plus lourds sont habituellement l'éthane, le propane, le butane et autres liquides lourds du gaz naturel. Les composants extraits doivent être entreposés, transportés et commercialisés. Une source constante de GNL riche, un investissement important dans les installations du projet et un marché stable sont nécessaires pour rentabiliser cette option. Ce procédé est rentable lors d'un approvisionnement constant en GNL dont le pouvoir calorifique est beaucoup plus élevé que les spécifications du gazoduc.

Généralement, une partie des composants lourds sont extraits du gaz naturel riche à l'usine de liquéfaction. Le pouvoir calorifique du gaz est donc réduit à son chargement sur les méthaniers. L'approvisionnement en GNL prévu pour les installations d'Énergie Cacouna ne sera pas suffisamment riche et les marchés pour les liquides retirés du GNL ne seront pas suffisamment importants pour que ce procédé de contrôle du pouvoir calorifique soit justifié.

2.3.3.2 Injection d'azote

L'injection d'azote consiste à ajouter de l'azote au GNL regazéifié avant son émission dans le gazoduc. L'azote serait extrait de l'air ambiant dans une usine de séparation traditionnelle alimentée à l'électricité qui ne génère aucun polluant atmosphérique. En outre, ce type d'usine est une solution beaucoup moins onéreuse qu'une usine d'extraction de liquides.

Les tarifs des gazoducs TQM et TransCanada limitent la quantité d'azote dans le gaz à un maximum de 4 %. Cette contrainte limite le pouvoir calorifique du GNL pouvant être traité par cette méthode.

La fourchette de composition des sources de GNL envisagées pour le projet se rapproche suffisamment de la valeur indiquée par les tarifs des gazoducs pour que le pouvoir calorifique du GNL puisse être contrôlé par l'injection d'azote.

Une usine de séparation de l'air permettant de produire de l'azote dans une proportion de 4 % de la production du terminal est incluse dans le projet.

2.3.4 Options relatives aux structures maritimes

L'étude des sols marins effectuée sur le site en septembre 2004 a permis de déterminer que le lit du fleuve à l'emplacement prévu pour les installations d'amarrage présente une couche de 15 m de sables meubles et de limon recouvrant de l'argile rigide. La couche supérieure sablonneuse n'est pas appropriée pour les fondations des structures maritimes. Toute solution proposée doit donc transférer les charges des installations vers la couche d'argile rigide à travers les sédiments de surface. Les options structurelles suivantes ont été envisagées :

- Caissons en béton : ce type de structure est typique des installations portuaires sur le fleuve Saint-Laurent. Les caissons en béton doivent reposer sur des sols très résistants. Pour que cette option soit envisageable, les sables meubles doivent être vibrocompactés ou dragués et remplacés. Cette option a été rejetée en raison de son coût important et de son grand impact sur l'environnement.
- Structures traditionnelles sur pieux : les structures traditionnelles bâties sur des pieux d'un mètre de diamètre ne résisteraient pas aux charges des glaces, car les pieux individuels n'offrent pas la flexion requise. Cette option a été rejetée.
- Caissons d'acier ou de béton de grand diamètre forés et enfoncés jusqu'à la couche d'argile rigide : Ces options exigeraient l'emploi de grues et de barges de très grande taille. Leur capacité à résister aux charges des glaces reste à prouver. Cette option a été rejetée.
- Caissons de palplanches : des caissons de palplanches d'environ 25 m de diamètre seraient une option réalisable.

L'option des caissons de palplanches a été sélectionnée pour la structure des installations maritimes car les caissons de palplanches sont robustes, ils peuvent être construits par des entrepreneurs canadiens (bien que l'on doive peut-être faire venir par mer une grande grue sur barge ou une barge autoélevatrice) et n'exigent aucun dragage et aucune compaction de sol ailleurs que directement sous la structure.

2.4 DESCRIPTION DE LA VARIANTE SÉLECTIONNÉE

2.4.1 Mise en contexte du projet

Tel que décrit dans la section 1 et sous réserve de confirmation après des études techniques détaillées, le projet inclut les éléments suivants (voir la figure 1.1-2) :

- un terminal récepteur comprenant un quai avec bras de déchargement, des ducs-d'albe d'amarrage et de réception, des digues déflectrices de glace, ainsi qu'une jetée sur chevalets de 430 m s'avançant sur environ 350 m dans le fleuve à partir de la rive;
- deux réservoirs de stockage de GNL d'une capacité approximative de 160 000 m³ chacun, pour un total d'environ 320 000 m³ de stockage (l'équivalent d'environ 6,8 milliards de pieds cubes de gaz naturel);
- des installations constituées de pompes d'émission de GNL, d'unités de vaporisation destinées à réchauffer et à gazéifier le GNL, ainsi que de canalisations et de matériel connexe capables d'expédier une quantité moyenne annuelle de 500 millions de pieds cubes par jour (mmcf/d) de gaz naturel, soit suffisamment pour chauffer environ 2 millions de maisons types;
- une usine de production d'azote permettant de contrôler le pouvoir calorifique du gaz naturel conformément aux spécifications des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel situés en aval;
- les installations de soutien, services et systèmes de prévention requis pour le fonctionnement fiable et sécuritaire du terminal; et
- les bâtiments, routes et aires de stationnement du terminal.

2.4.2 Coûts en capital

Le coût en capital du Projet est évalué à environ 700 millions \$. Cela correspond au coût intégral du processus d'émission de permis et de la conception, fourniture, installation et construction du terminal méthanier, y compris les structures maritimes, le système d'entreposage et de vaporisation du GNL, l'usine d'azote et l'entreposage de l'azote. Cette évaluation ne couvre ni les méthaniers ni les remorqueurs.

2.4.3 Calendrier d'exécution

La figure 2.4-1 illustre les étapes clés du projet. Il s'agit de dates approximatives fondées sur des discussions récentes avec les organismes de réglementation et subséquentes à la conception préliminaire. Ce calendrier repose sur l'hypothèse

que les exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE, 1992) donneront lieu à une étude approfondie et que les audiences publiques du BAPE seront requises.

2.4.4 Installations maritimes proposées

2.4.4.1 Installations maritimes

La structure en mer comprend des ducs-d'albe d'amarrage et de réception, des digues déflectrices de glace, ainsi qu'une jetée sur chevalets partant de la rive, comme le montre la figure 2.4-2. L'aménagement représenté est fondé sur les données existantes du site. Il se peut que des modifications mineures soient apportées à la conception définitive en fonction du programme de collecte de données en cours et des conclusions des études techniques. Les modifications éventuelles seront vraisemblablement mineures : une légère réorientation de la jetée afin de tenir compte des données définitives ou un léger déplacement des ducs-d'albe afin d'optimiser l'amarrage. (Voir les sections 5 et 6 pour une description détaillée des facteurs biophysiques.)

Les considérations relatives à la conception des installations maritimes sont décrites ci-dessous.

Régime des glaces

En raison du déplacement général des glaces vers l'aval et de la prédominance des vents du nord-ouest, la glace s'empile sur la rive sud. La taille des floes est importante : selon Environnement Canada, 34 % des floes mesurent plus de 100 m. On peut s'attendre à voir près du poste d'amarrage des floes pouvant atteindre 2 km de diamètre et 0,75 m d'épaisseur. Les vents associés aux régions côtières peuvent créer des chaînes glacières pouvant atteindre plusieurs mètres de hauteur. Les chaînes qui se rompent et qui dérivent ensuite librement sont connues sous le nom de glaces de bature; elles circulent habituellement sous la forme de floes de 1 à 2 mètres de profondeur. Deux digues déflectrices de glace ont donc été prévues du côté sud du poste d'amarrage. Dans cette étude de conception, on a considéré comme prudente une estimation de 1,5 m de banquise consolidée dans le calcul de la force des glaces. La charge des glaces sur les structures maritimes sert de base à l'ensemble des études de stabilité et de résistance pour la conception. La gestion des glaces sera assurée par la conception même des installations et par l'utilisation appropriée de remorqueurs.

Figure 2.4-1 Calendrier d'exécution du projet de terminal Énergie Cacouna

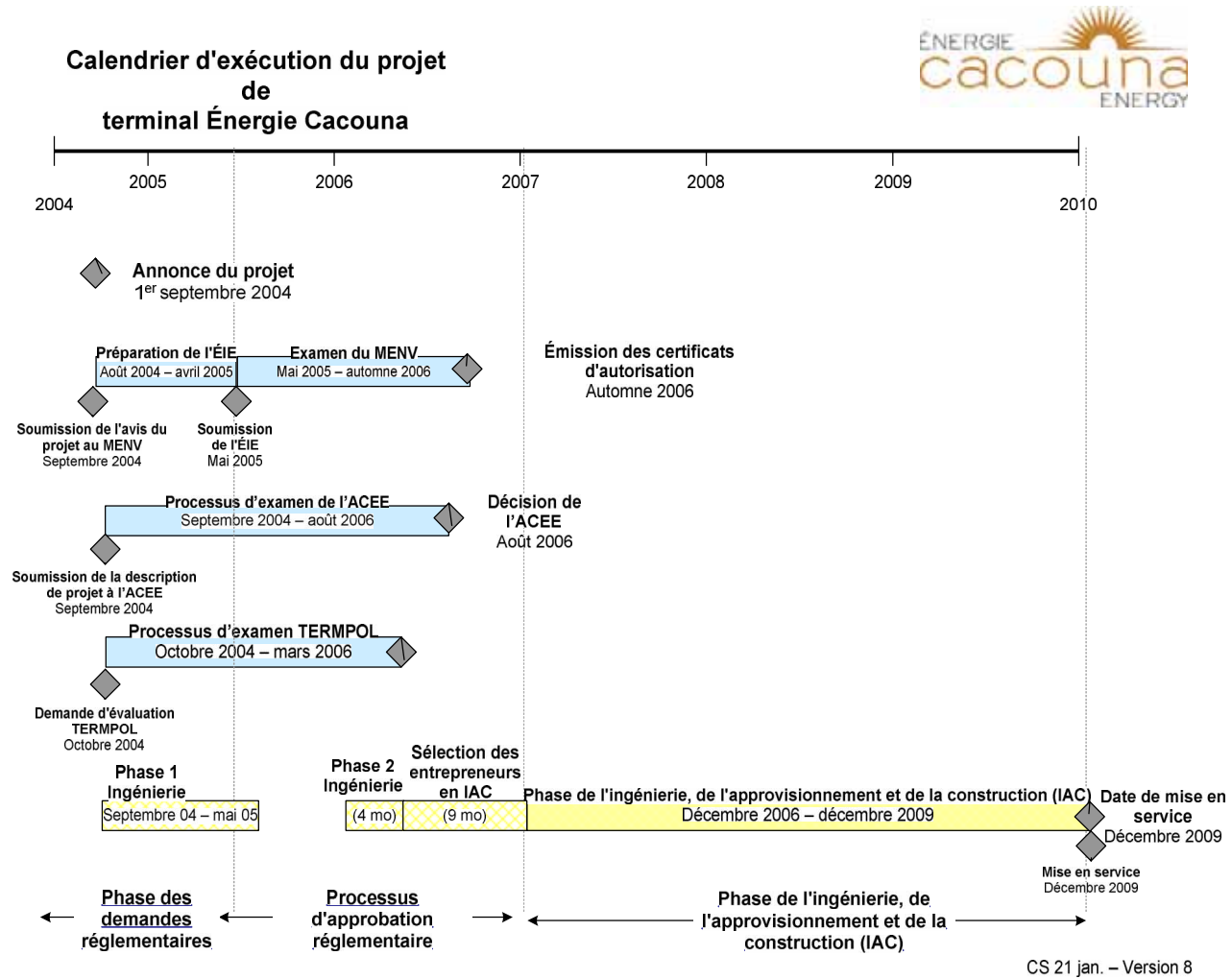
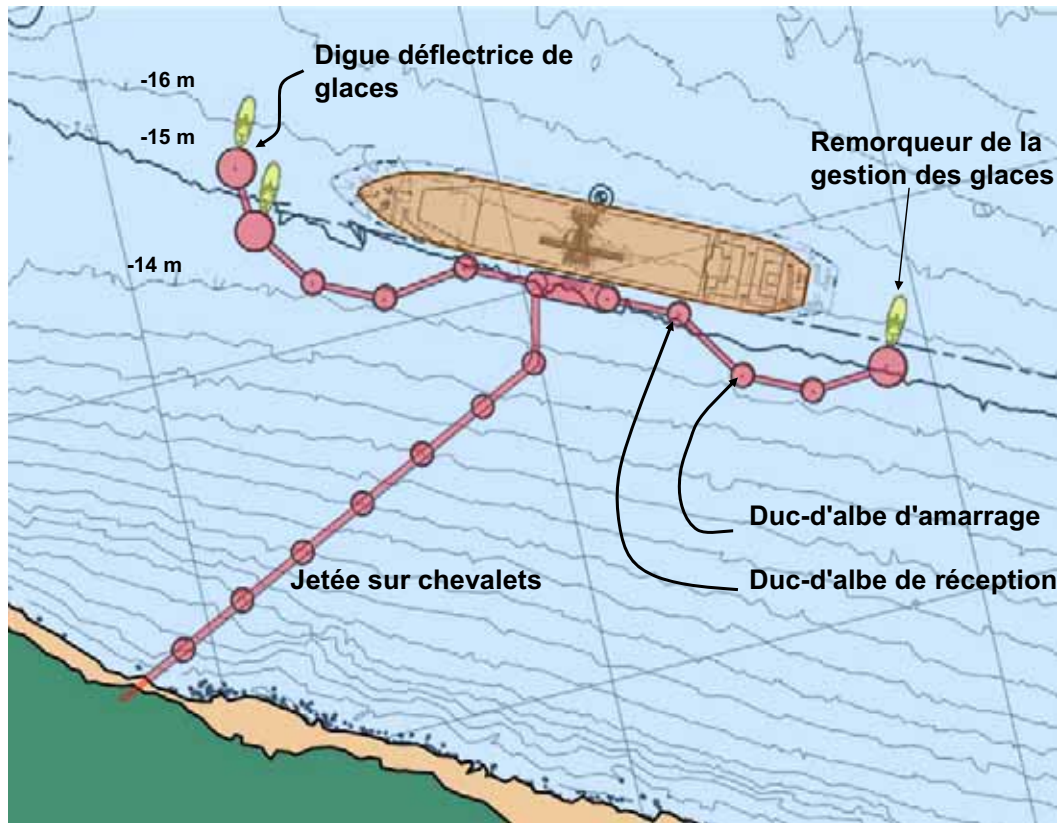


Figure 2.4-2 Aménagement général des installations maritimes



REMARQUES :

Ce plan n'est pas à l'échelle

Les données bathymétriques indiquées dans la figure sont tirées des travaux de relevé bathymétriques effectués par Énergie Cacouna. Les contours bathymétriques réfèrent au zéro hydrographique à des intervalles de 1 m.

Bases de conception

Les installations maritimes seront conçues de manière à satisfaire aux exigences de la pratique recommandée de l'API 2A-LRFD (1993), et du Code national du bâtiment du Canada. La jetée sur chevalets sera conçue selon la norme CSA S6-00 : « Code canadien sur le calcul des ponts routiers ».

Vents

Les données relatives aux vents sont tirées du Code national du bâtiment pour la région de Rivière-du-Loup (Québec), où la pression éolienne horaire est de 0,52 kilopascal (kPa) en fonction d'une probabilité de dépassement de 1 sur 30 pendant une année donnée. Dans la charge éolienne calculée pour la conception des installations maritimes, on a supposé un facteur de rafale de vent de 2,0 pour tenir compte d'augmentations à court terme de la vitesse des vents. La charge

exercée par les vents sur la jetée sur chevalets est basée sur la norme CSA S6-00 « Code canadien sur le calcul des ponts routiers ». On s'est servi de la pression moyenne du vent sur une période de récurrence de 50 ans et le facteur de rafale de vent de 2,0 a aussi été considéré dans le calcul de la charge du vent

Vagues

Les vagues dans l'estuaire du Saint-Laurent, à proximité de Gros Cacouna, sont principalement produites par les vents. Les vagues ont été mesurées à l'aide d'un profileur de courant Doppler acoustique installé à l'endroit proposé pour le poste d'amarrage. Leur hauteur moyenne était inférieure à 1 m dans une période de trois à quatre secondes.

Courants

À Gros Cacouna, les marées montantes et descendantes créent à la fois des courants vers l'amont et vers l'aval. En général, la direction du courant devant le site est parallèle à la rive tant à la marée montante que descendante. Les vitesses maximales du courant mesurées à hauteur du quai sont de 2,5 noeuds, selon les mesures à la drogue prises à l'emplacement proposé du poste d'amarrage.

Marées

Le relevé des marées à Gros Cacouna, fourni par le Service hydrographique du Canada, apparaît au tableau 2.4-1 :

Tableau 2.4-1 Marées à Gros Cacouna

Type de marée	semi-diurne		
Amplitude	niveau moyen de la marée	3,7 m	
	niveau maximal de la marée	5,3 m	
Hauteur	pleine mer supérieure	niveau moyen de la marée	4,5 m
		niveau maximal de la marée	5,5 m
	basse mer inférieure	niveau moyen de la marée	0,8 m
		niveau maximal de la marée	0,2 m
Extrêmes mesurés	niveau extrême de la haute mer	5,9 m	
	niveau extrême de la basse mer	0,8 m	
Niveau d'eau moyen		2,6 m	

Charges sismiques

Les installations maritimes seront conçues pour résister aux charges sismiques spécifiées dans le Code national du bâtiment, et selon les révisions anticipées du Code national du bâtiment, avant la construction.

Dégagement sous la quille au poste d'amarrage

Généralement, le dégagement sous la quille à hauteur d'amarrage est de 10 % minimum du tirant d'eau maximal d'un navire, ce qui donne une profondeur minimale d'eau au site de 13,8 m. Le niveau extrême de la basse mer au site étant de -0,8 m, l'élévation sélectionnée du lit du fleuve, soit -15,0 m, garantira que l'on respecte les exigences minimales de dégagement sous la quille. Cette exigence de 10 % représente une amélioration par rapport à la profondeur requise du fleuve établie aux fins du choix du site.

Considérations relatives à l'accostage

Le système de défense sera conçu de manière à permettre une vitesse d'approche des transporteurs de 0,15 mètres par secondes (m/s) et un angle d'accostage de 10 degrés. Chaque défense sera capable d'absorber la totalité de l'énergie d'accostage et on tiendra compte de la force de réaction dans la conception des ducs-d'albe. Le concept de structure maritime mis au point tient entièrement compte de ces conditions.

Considérations géotechniques

Les sédiments au site sont constitués de 15 m de sables meubles et de limon recouvrant de l'argile rigide. L'assise rocheuse semble s'enfoncer rapidement lorsqu'on s'éloigne du rivage. Énergie Cacouna a mené un programme de forages géotechniques maritimes à l'automne 2004. On n'a trouvé d'assise rocheuse dans aucun des trous de forage situés le long de l'axe de la jetée. Les sédiments supérieurs peuvent se liquéfier et il faudra apporter des améliorations au sol pour éviter l'effondrement des structures lors d'un tremblement de terre ayant l'intensité des mesures de conception.

Aménagement du poste d'amarrage

Comme le montre la figure 2.4-2, le poste d'amarrage proposé, qui est à peu près parallèle au rivage, se trouve à environ 350 m de la rive. Le poste d'amarrage comprend quatre ducs-d'albe d'amarrage, quatre ducs-d'albe de réception, trois digues déflectrices de glace, ainsi que des passerelles entre chacun des ducs-d'albe d'amarrage et de réception.

La plate-forme de déchargement, qui sera supportée par les ducs-d'albe de réception intérieurs, aura environ 22 m de largeur. L'aire de travail de la plate-

forme mesurera environ 22 m de largeur sur 60 m de longueur, ce qui est suffisant pour y placer quatre bras de déchargement, une tour de passerelle avec grue et une salle de commande. La plate-forme de déchargement se trouvera en retrait de 2 m environ par rapport à la ligne d'accostage afin d'éviter le contact avec les méthaniers. Dans un terminal ordinaire, les points d'appui des plates-formes de déchargement se trouvent hors-structure, indépendants des ducs-d'albe de réception. Cet agencement sert à éviter les dommages à la plate-forme de déchargement en cas d'accident à l'accostage provoquant des dégâts aux ducs-d'albe. Dans ce cas, étant donné la présence des grosses structures-poids des ducs-d'albe de réception conçues en fonction de la charge des glaces, les structures ne sont pas vulnérables aux dommages en cours d'accostage et serviront d'appui aux structures de déchargement.

Les quatre ducs-d'albe de réception, deux de chaque côté de la plate-forme, sont faits de caissons en palplanches d'un diamètre de 25 m environ. Chaque duc-d'albe est muni d'une défense correspondant à la ligne d'accostage. Quatre ducs-d'albe d'amarrage, deux du côté sud et deux du côté nord, seront eux aussi constitués de caissons de 25 m de diamètre chacun. Les ducs-d'albe d'amarrage seront installés en retrait de 45 m par rapport à la ligne d'accostage de façon à éviter tout contact avec le méthanier et de laisser une longueur d'amarrage suffisante.

Afin de protéger les méthaniers en présence de glaces, deux digues déflectrices de glace situées en amont du quai empêcheront les méthaniers d'être heurtés par de grosses floes lors des marées descendantes. Comme les marées montantes sont généralement plus faibles, il n'y aura qu'un seul duc-d'albe déflecteur de glace en aval.

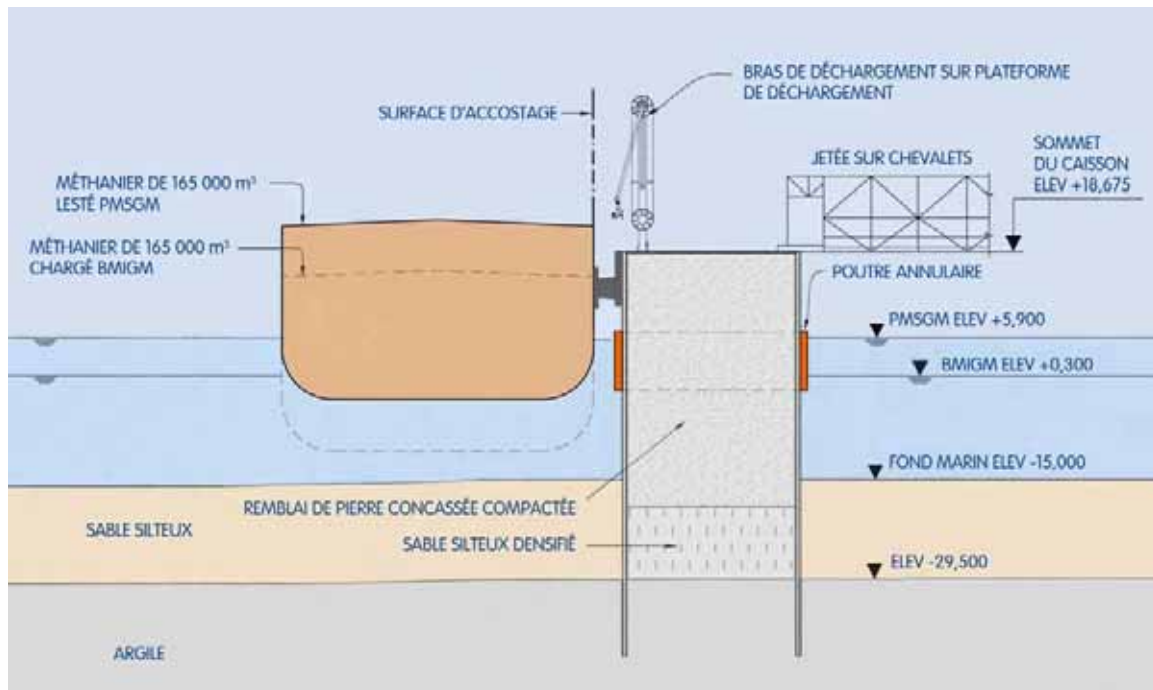
Amarrage des remorqueurs

On trouvera une section transversale des structures des ducs-d'albe montrant un méthanier amarré, les bras de déchargement, un duc-d'albe de réception et la jetée sur chevalets à la figure 2.4-3.

Jetée sur chevalets

La jetée sur chevalets est constituée de deux structures de poutres triangulées en acier de 3,5 m de profondeur environ, chacune supportant un tablier de 4 m de largeur. Un chemin d'accès sur un tablier de béton est prévu sur une des poutres triangulées. La conduite de déchargement des méthaniers, la conduite de recirculation, les autres services et une passerelle se trouveront sur l'autre tablier de béton. Les poutres d'acier elles-mêmes reposent sur des caissons en palplanches espacés de 60 m environ et relient la plate-forme de déchargement et les installations terrestres.

Figure 2.4-3 Coupe transversale du poste d'amarrage



Service de remorquage

Des remorqueurs adaptés au travail dans les glaces aideront les manoeuvres d'accostage et de départ du terminal des méthaniers. Il n'y aura pas de points d'amarrage permanents pour les remorqueurs. On suppose que les remorqueurs seront ancrés l'été et seront en attente ou en train de gérer les glaces pendant l'hiver. Des crochets d'amarrage seront prévus pour permettre l'amarrage des remorqueurs derrière les ducs-d'albe. Une passerelle rétractable ou une échelle sera installée sur un des ducs-d'albe pour permettre l'accès du personnel aux remorqueurs.

Collecte continue de données sur le site

Afin de poursuivre la collecte de données sur le site et de confirmer les conditions actuelles pour la planification détaillée des travaux d'ingénierie et de construction, les programmes de collecte de données suivants se poursuivront sur le site pendant l'hiver et l'été 2005.

- Les mesures du courant, du niveau d'eau, ainsi que de la hauteur, de la direction et de la durée des cycles des vagues permettront de confirmer les mesures de base pour les opérations des méthaniers. Grâce à ces données, les entrepreneurs des travaux de construction disposeront des détails nécessaires pour la planification, notamment la taille de

l'équipement de construction maritime et l'évaluation des temps d'arrêt des activités de construction.

- Un sonar à vision vers le haut est actuellement employé pour enregistrer l'épaisseur des glaces en vue de confirmer la taille et le nombre de remorqueurs nécessaires pour gérer les glaces au site du projet.
- Une caméra vidéo à enregistrement par intervalles sert à mesurer la taille des floes qui passent devant le site du projet, ainsi que l'étendue de la glace de rive, afin de confirmer les exigences de gestion des glaces.
- Un visibilimètre recueille des données sur la visibilité afin de compléter les données existantes.
- Un anémomètre mesure la vitesse et la direction des vents afin de confirmer les mesures de base pour les opérations des méthaniers. Ces données permettront aux entrepreneurs des travaux de construction de préparer des plans de construction détaillés.

2.4.4.2 Méthaniers

Aux fins de l'étude d'impact environnemental, les caractéristiques des méthaniers et les manoeuvres d'approche et d'accostage ne sont analysées que dans la mesure où elles sont liées aux incidences possibles sur l'environnement à moins de 1 km du quai.

Caractéristiques et dimensions

On s'attend à ce que la structure de l'industrie du transport maritime de GNL connaisse des changements. Dans un proche avenir, les méthaniers cesseront d'être presque exclusivement utilisés pour un seul projet en vertu de contrats d'une durée de 25 ans; certains méthaniers pourront ainsi être utilisés de manière ponctuelle. Par conséquent, il faut s'attendre à voir arriver des méthaniers de tailles diverses et de différentes provenances. Même si les méthaniers affrétés spécialement pour le projet seront probablement de la classe des 165 000 m³, les installations maritimes sont conçues pour accueillir des méthaniers d'une capacité allant de 70 000 m³ à 216 000 m³. Les caractéristiques de ces transporteurs apparaissent au tableau 2.4-2 ci-dessous.

Tableau 2.4-2 Caractéristiques représentatives des méthaniers

Dimensions des méthaniers	Minimum Dimensions des méthaniers 70 000 m ³	Valeurs de référence Dimensions des méthaniers 165 000 m ³	Maximum Dimensions des méthaniers 216 000 m ³
Tonnage de déplacement (t)	49 000	115 000	150 000
Longueur hors tout (m)	243	300	337
Longueur entre perpendiculaires (m)	230	286	323
Largeur (m)	34	46	51
Tirant d'eau maximum (m)	10 0	11 5	12 0
Nombre de lignes d'amarrage	12	16	20

Puissance de propulsion

Les méthaniers servant à l'affrètement à long terme seront probablement propulsés par des moteurs au diesel. La puissance de leur moteur principal sera de l'ordre de 30 000 à 40 000 kilowatts (kW) afin de conserver leur vitesse de manoeuvre en présence de glaces. Leur vitesse normale en haute mer sera d'environ 19,5 noeuds.

Caractéristiques d'hivernation

Contrairement aux navires circulant le long d'itinéraires commerciaux de GNL ailleurs dans le monde, les méthaniers faisant escale au terminal du projet devront être conçus pour affronter les conditions de l'hiver et les glaces dans l'estuaire du fleuve Saint-Laurent.

Les méthaniers devront présenter certaines des caractéristiques suivantes pour faire face à ces conditions :

- renforcement de l'hélice, de l'arbre de transmission et des trains d'engrenages pour résister à l'impact de la glace sur les pales de l'hélice;
- renforcement du gouvernail et de l'appareil à gouverner pour résister à l'impact des glaces. Un « couteau à glace » pourra être installé sur l'arrière du gouvernail pour briser la glace en cours de marche arrière;
- réservoir d'eau de refroidissement et de lutte contre l'incendie au cas où la prise d'eau serait bloquée par de la bouillie de glace ou de la glace;
- dispositifs de remorquage à la proue et à la poupe adaptés au remorquage par une escorte de brise-glaces ;

- dispositifs de chauffage local des aires de travail et les locaux habités;
- dispositifs de chauffage et de déglçage des fenêtres de timonerie;
- dispositifs de chauffage ponctuel de l'équipement de pont exposé et des conduites de service et de déglçage par la vapeur pour les aires exposées;
- pièges à neige et à glace autour des couvercles des réservoirs;
- radar résistant aux glaces, cornes de brume et projecteurs; et
- systèmes de chauffage pour les embarcations de secours.

Fréquence des escales

La fréquence des escales des méthaniers au terminal dépendra de la production du terminal et de la taille des méthaniers. On prévoit des arrivées tous les quatre à huit jours, selon la taille des transporteurs. Par exemple, des méthaniers d'une capacité de 165 000 à 216 000 m³ livreront leur cargaison tous les six à huit jours environ, selon la capacité de production prévue du terminal, qui est de 500 mmcfd.

Services aux méthaniers

Les méthaniers ne se ravitailleront pas en carburant au terminal. Il ne se fera pas de mazoutage des méthaniers au terminal.

Les méthaniers auront besoin d'approvisionnement en denrées ordinaires. L'exploitant des méthaniers aura la possibilité de s'approvisionner au terminal.

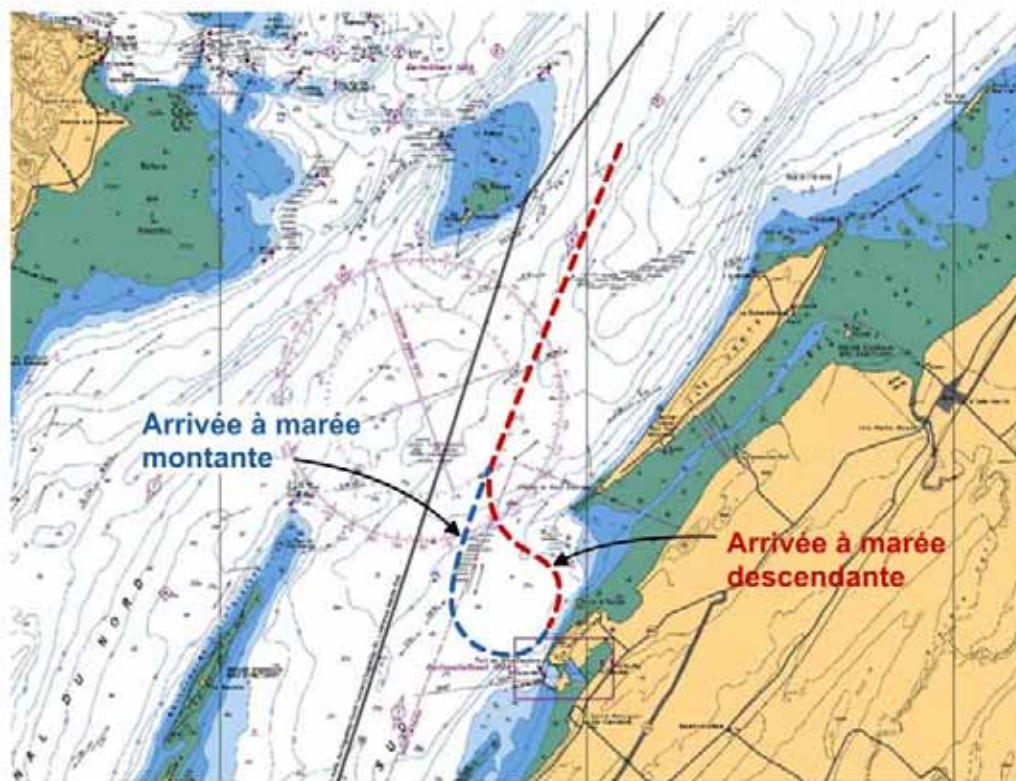
Il n'y aura pas de déchargement d'eau de ballast au terminal. L'eau de ballast sera puisée pendant le déchargement des méthaniers.

2.4.4.3 Approche du terminal

Avant l'approche finale au terminal, deux pilotes monteront à bord du méthanier aux Escoumins. Depuis la station des pilotes située aux Escoumins, on prévoit que les pilotes emprunteront un itinéraire passant au sud de l'Île Rouge, afin d'éviter le trafic de petites embarcations d'observation des baleines et le trafic commercial maritime entrant dans la rivière Saguenay et sortant de celle-ci.

Les itinéraires d'arrivée au terminal et de départ sont illustrés à la figure 2.4-4. Il s'agit de la route privilégiée qui sera validée durant la procédure TERMPOL.

Figure 2.4-4 Approches maritimes du terminal



REMARQUES :

Ce plan n'est pas à l'échelle

C'est à marée descendante et en direction du terminal que l'approche sera le plus près de L'Île Verte. La distance sera d'environ 3,4 km.

Réf. : Service hydrographique du Canada, carte 1235

Accostage à Gros Cacouna

Le Gros Cacouna se trouve à environ 35 milles marins des Escoumins, un voyage qui prendra environ trois heures. L'accostage sera facilité par l'utilisation de remorqueurs d'une puissance de 6 000 à 7 000 chevaux-vapeur (HP) chacun.

L'amarrage exigera un minimum de quatre amarres d'avant, deux latérales, et deux gardes montantes à l'avant et à l'arrière.

En hiver, il sera peut-être nécessaire de recourir à des procédures de gestion des glaces pour dégager la glace près du poste d'amarrage avant l'arrivée d'un méthanier. Après l'arrivée à quai, l'équipage du méthanier surveillera en continu les systèmes du navire. Les remorqueurs brise-glaces seront en attente et assureront la gestion des glaces au besoin.

Voyage de retour

Une fois le méthanier déchargé, le voyage de retour se fera en suivant un itinéraire similaire à celui du voyage d'aller.

2.4.5 Installations terrestres proposées

Les installations terrestres au site du projet occuperont environ 18 ha.

2.4.5.1 Bases de conception

Le tableau 2.4-3 ci-dessous résume les critères de base primaires pour la conception des installations du projet.

Tableau 2.4-3 Principaux critères de base pour la conception

Élément	Base
moyenne annuelle des expéditions quotidiennes du terminal	500 mmcfd
capacité de référence des méthaniers	165 000 m ³
capacité minimale des méthaniers	70 000 m ³
capacité maximale des méthaniers	216 000 m ³
profondeur d'eau nécessaire	12,5 m
longueur de la jetée sur chevalets	environ 430 m
nombre de postes d'amarrage de méthaniers	1
Activité sismique	Code national du bâtiment du Canada et norme CSA Z276
type de réservoir de stockage	Confinement intégral
nombre de réservoirs	2
capacité de chaque réservoir	160 000 m ³
nombre de pompes dans les réservoirs	2 par réservoir
débit de déchargement des méthaniers	12 000 m ³ /h
nombre de bras de déchargement	4
type de vaporisateur	vaporisateur de combustion submergé
nombre de vaporisateurs	4
source calorifique des vaporisateurs	gaz naturel
pompes d'émission du GNL	pompes centrifuge scellées
nombre de pompes d'émission	4
services nécessaires et source	électricité : réseau eau : puits sur place eau potable : embouteillée ou puisée eaux usées : réservoir de rétention
production de l'usine d'azote	2 à 14 140 m ³ /h

Remarque : m³/h = mètres cube par heure.

2.4.5.2 Plan du site

Le projet comprend la construction d'un nouveau poste d'amarrage, d'une jetée d'accès sur chevalets, des canalisations connexes, des réservoirs de stockage de GNL, des installations de regazéification, d'une usine de séparation de l'azote et des installations d'expédition de gaz naturel. Le poste d'amarrage des méthaniers se trouvera à environ 350 m du rivage. La nouvelle jetée pourra accueillir les méthaniers actuels et les futurs méthaniers d'une capacité pouvant atteindre 216 000 m³. Le GNL sera aspiré des méthaniers par les pompes se trouvant à bord et refoulé dans deux réservoirs de stockage à confinement intégral et à admission par le haut d'une capacité nominale individuelle de 160 000 m³. Le GNL entreposé sera ensuite porté à la pression du gazoduc, vaporisé et envoyé dans le réseau de distribution de gaz naturel. Au besoin, on ajoutera de l'azote au gaz pour en contrôler le pouvoir calorifique.

Un plan du site illustrant les principales composantes du projet est reproduit à la figure 2.4.5.

2.4.6 Composantes principales du procédé

Le projet a pour but de recueillir le GNL froid à une pression proche de la pression atmosphérique livré par des méthaniers et d'introduire du gaz naturel à haute pression dans un gazoduc. Généralement, l'entreposage et le transport du GNL se font à une température d'environ -160 °C et à une pression proche de la pression atmosphérique.

Les principales composantes de procédé des installations du projet sont les suivantes :

- des installations d'amarrage et de déchargement pouvant accueillir des méthaniers d'une capacité maximale de 216 000 m³;
- deux réservoirs de stockage de GNL de 160 000 m³;
- un système d'évaporation et d'enlèvement de la vapeur des réservoirs de stockage;
- un système de regazéification et d'expédition de GNL;
- des installations de séparation de l'azote;
- des services et installations de soutien; et
- des bâtiments et un réseau de canalisations.

2.4.6.1 Description du procédé

Les sections suivantes donnent une description générale du procédé. La figure 2.4-6 illustre le procédé de façon schématique. Les sections suivantes offrent une description plus détaillée de ces éléments.

Le GNL est aspiré des méthaniers par les pompes se trouvant à bord et refoulé dans les réservoirs de stockage de GNL. La vapeur froide est retournée aux méthaniers pour permettre d'y gérer la pression.

Le GNL est ensuite aspiré des réservoirs et refoulé dans le système d'expédition de GNL. On recueille la vapeur de gaz des réservoirs et on la comprime dans le recondenseur où elle est mélangée au volume restant de GNL aspiré des réservoirs et refoulé vers le système d'expédition du GNL. Dans le système d'expédition, le GNL froid est amené à la pression du gazoduc, chauffé dans des vaporisateurs jusqu'à une température approximative de 5 °C, mesuré et émis dans un gazoduc. Une petite partie du gaz produit sert de combustible pour faire fonctionner le terminal. Le volume net d'expédition de gaz prévu dans le gazoduc s'élève à 500 mmcf/d, selon la conception. Au besoin, on ajoutera de l'azote au gaz pour en contrôler le pouvoir calorifique.

2.4.6.2 Système d'évaporation et d'enlèvement de la vapeur

Pendant le déchargement des méthaniers, la quantité de liquide ajoutée dans les réservoirs de stockage de GNL pousse une quantité équivalente de vapeur à l'extérieur des réservoirs. Il se produit le contraire dans les méthaniers, où l'espace laissé libre par le liquide aspiré est rempli de vapeur retournée. On maintient des pressions proches de la pression atmosphérique aussi bien dans les réservoirs de stockage terrestres que dans les méthaniers, en partageant entre les deux la vapeur provenant des réservoirs de stockage du terminal. Il se peut qu'il faille avoir recours aux ventilateurs de retour de gaz pour retourner la vapeur vers le méthanier.

La production de vapeur dans les réservoirs de stockage de GNL se fait par chauffage ambiant du GNL. Dans les réservoirs, le GNL est entreposé à sa température d'ébullition, soit environ -160 °C. À cette température, même par la journée hivernale la plus froide, la température de l'air extérieur demeure beaucoup plus élevée que celle du liquide entreposé. Bien que les réservoirs, les conduites et les équipements soient bien isolés, il y aura toujours un certain gain de chaleur qui entraînera la production de vapeur.

À mesure que la chaleur pénètre dans les réservoirs, une petite quantité de GNL est vaporisée, c'est-à-dire qu'elle s'évapore. Cette même vaporisation survient dans le méthanier et il s'en produit une petite quantité dans la conduite sortant du navire. Les opérations de pompage à bord causent aussi un réchauffement du GNL, ce qui augmente la vaporisation. Dans un terminal méthanier, toute la vapeur ou le gaz d'évaporation produit s'accumule dans les réservoirs de stockage de GNL.

Pendant le déchargement du méthanier, le gaz d'évaporation est extrait des réservoirs de stockage du terminal afin d'éviter l'accumulation de pression dans ceux-ci et il est retourné dans le méthanier ou est récupéré. En dehors de la période de déchargement du méthanier, lorsque le gaz naturel est introduit dans le gazoduc, le volume de GNL extrait des réservoirs de stockage (émis) peut être plus important que la quantité de gaz d'évaporation produite. Dans ce cas, on ajoute du gaz combustible dans les réservoirs de stockage de GNL pour remplacer le volume de gaz d'évaporation.

En exploitation normale, le compresseur extrait le gaz d'évaporation et l'achemine vers le recondenseur pour le récupérer sous forme de GNL. Dans le recondenseur, le gaz d'évaporation est condensé par mélange avec du GNL froid. Le GNL froid servant à condenser le gaz d'évaporation représente une partie du volume émis par les pompes se trouvant dans les réservoirs de stockage. Le GNL sortant du recondenseur est mélangé au GNL de l'expédition.

L'accumulation de pression dans les réservoirs est empêchée par les compresseurs de gaz d'évaporation ou par évacuation dans l'atmosphère en passant, soit par le circuit d'évents, soit par les soupapes régulatrices de pression. L'évacuation vers l'atmosphère ne devrait survenir que dans une situation de perturbation.

2.4.6.3 Regazéification du GNL et expédition du gaz naturel

Le GNL refoulé vers les pompes d'émission par les pompes de premier stade situées dans les réservoirs de stockage de GNL est amené à la pression du gazoduc et vaporisé par apport thermique. Les vaporisateurs de GNL assurent cet apport thermique. Les vaporisateurs choisis pour le projet sont des vaporisateurs par combustion submergée (VCS). La fiabilité de ces vaporisateurs est bien établie et on s'en sert depuis plus de 40 ans dans les terminaux méthaniers du monde entier.

Le VCS porte la température du GNL froid à environ 5 °C et le vaporise. À sa sortie des évaporateurs, le gaz naturel est réparti en deux sorties; la première sortie à faible débit est destinée à servir de combustible; la deuxième sortie est

introduite dans le gazoduc. Il se peut que l'on ajoute de l'azote au gaz naturel pour en contrôler le pouvoir calorifique. Le volume de gaz naturel est mesuré avant son introduction dans le gazoduc.

Dans les VCS, le GNL est vaporisé dans des tubes en acier inoxydable immergés dans un bain d'eau. Des brûleurs à gaz combustible spécialement conçus à cette fin réchauffent le bain d'eau par échappement direct. Les gaz d'échappement font tourbillonner l'eau autour des tubes à leur sortie de la cheminée d'échappement. Étant ainsi réchauffée et tourbillonnant autour des tubes, l'eau ne peut geler. Extrêmement efficace, le chauffage par contact direct offert par ce système permet d'économiser le combustible au maximum. Ces brûleurs à faible consommation de combustible et faible émission d'oxyde nitreux (NO_x) permettent de minimiser les émissions de l'échappement.

Chaque VCS est muni d'un ventilateur d'air de combustion fournissant de l'air à une pression suffisante pour pousser les produits de combustion dans le bain d'eau et provoquer le tourbillonnement. Les VCS sont également équipés d'une pompe de circulation d'eau dans une chemise de refroidissement qui entoure le brûleur et injecte l'eau dans la flamme du brûleur de manière à réduire la production de NO_x.

En cours de fonctionnement, le vaporisateur produit un surplus d'eau, étant donné qu'il s'agit là de l'un des principaux produits de la combustion du gaz naturel. Le dioxyde de carbone (CO₂) et le NO_x contenus dans les produits de la combustion augmentent l'acidité du bain d'eau. Une solution d'hydroxyde de sodium sera ajoutée à l'eau afin de neutraliser les acides et de maintenir le pH dans la gamme de 6 à 8. L'eau excédentaire sera déversée dans le fleuve Saint-Laurent.

Le terminal comprendra quatre pompes d'émission et quatre vaporisateurs. Chaque pompe et chaque vaporisateur sera capable de fonctionner à une capacité comprise entre 10 et 100 % de leur capacité nominale. Le débit de GNL vers chacun des vaporisateurs sera réglé de façon à obtenir le débit voulu d'expédition de gaz naturel. Le nombre de pompes d'émission de GNL et de vaporisateurs en exploitation simultanée servira également à contrôler la quantité de gaz naturel introduite dans le gazoduc pour répondre à la demande de gaz. La plus grande partie du gaz brûlé au terminal servira à l'alimentation des vaporisateurs de GNL.

2.4.6.4 Usine d'azote

L'azote proviendra d'une usine d'azote construite sur le site. L'azote est extrait de l'air ambiant selon une technologie courante. Dans ce procédé, l'air ambiant est comprimé et refroidi dans un refroidisseur aérien. Une partie de l'air est ensuite décompressée, produisant un courant refroidissant qui permet de refroidir la partie restante du courant d'air comprimé. L'air refroidi circule ensuite dans une cheminée de séparation, qui liquéfie l'oxygène et libère l'azote sous forme gazeuse dans la partie supérieure de la cheminée. Avant d'entrer dans la cheminée, l'air comprimé circule dans un appareil épurateur et déshydrateur afin d'en retirer l'humidité, qui gèlerait si elle restait présente dans l'air. L'oxygène liquide froid est évacué dans la partie inférieure de la cheminée et sert également à refroidir l'air entrant. L'azote produit sera injecté dans le débit de sortie de gaz naturel et servira à régler le pouvoir calorifique du gaz en fonction des spécifications du gazoduc. Une partie de l'azote produit par l'usine de séparation servira à purger les réseaux de conduites et autres équipements du terminal pendant les opérations d'entretien des équipements. De petites quantités serviront également à purger les bras de déchargement du GNL après chaque opération de déchargement d'un méthanier.

L'usine d'azote comprendra deux unités de traitement d'une capacité de production de 12 mmcf/d d'azote chacune. La quantité totale d'azote nécessaire variera selon le pouvoir calorifique du GNL reçu. Les deux unités offrent la souplesse de production voulue pour absorber les écarts de pouvoir calorifique dans le GNL reçu, le débit de pointe d'azote étant de 24 mmcf/d.

L'excédent d'azote produit en périodes hors-pointe sera liquéfié et entreposé. Les réservoirs de stockage d'azote, tout en étant de taille relativement réduite, renfermeront une quantité d'azote suffisante pour correspondre à la production d'une des deux unités pendant une journée entière. Ce volume liquide entreposé permettra d'absorber une panne de 24 h d'une des deux unités sans compromettre la capacité du terminal de satisfaire aux exigences d'expédition de gaz naturel.

Lorsque l'on devra avoir recours à la quantité d'azote entreposée, les pompes porteront l'azote à une pression équivalente à celle du gazoduc et le liquide sera vaporisé. La vaporisation se fera dans des vaporisateurs à l'air libre semblables à ceux qui sont utilisés dans la plupart des hôpitaux. L'azote vaporisé sera injecté à haute pression dans le gazoduc de manière à satisfaire aux spécifications de pouvoir calorifique du gaz. La quantité injectée sera automatiquement réglée de manière à obtenir le résultat voulu.

De petites quantités d'azote, destinées à purger l'équipement ou le rendre inerte, seront prélevées dans une conduite à plus basse pression en amont des

compresseurs. L'azote à basse pression peut également provenir des vaporisateurs d'azote liquide entreposée qui seront exploités à une pression proche de la pression atmosphérique, soit environ 101,3 kilopascals (kPa).

2.4.6.5 Bâtiments et réseau de canalisations

La construction de huit bâtiments principaux est prévue. Au besoin, des bâtiments servant d'abris contre les intempéries pour le personnel ou de protection pour les instruments de mesure seront ajoutés. Tous les bâtiments seront conçus conformément aux exigences des municipaux de construction applicables et de manière supplétive du Code national du bâtiment du Canada en vigueur pour le Québec. Les bâtiments seront également conçus selon les critères de surpression indiqués dans l'édition en vigueur de la norme CSA Z276. Les fondations descendront sous le niveau de pénétration du gel.

Le tableau 2.4-4 présente une description générale de chacun des huit bâtiments. Ces bâtiments apparaissent également sur le plan d'aménagement à la figure 2.4-5.

Tableau 2.4-4 Description des bâtiments du terminal

Bâtiment	Dimensions (m)			Utilisation
	Largeur	Longueur	Hauteur	
bâtiment des pompes d'expédition	13	31	17	abrite les pompes d'expédition
bâtiment des vaporisateurs	25	55	13	abrite les vaporisateurs
bâtiment des compresseurs de gaz de vaporisation	10	43	12	abrite les ventilateurs et les compresseurs
bâtiment de commande et des services	10	40	4	abrite les E/S des commandes, l'ASI, la salle de commande et la cuisine
poste électrique	8	15	4	abrite les relais de protection et l'appareillage de commutation
bâtiment d'administration, de maintenance et d'entreposage	30	60	8	bureaux, maintenance et entrepôt
bâtiment de commande de la jetée et des opérateurs	3	3	4	salle de commande du déchargement et logement des opérateurs
usine d'azote	20	43	7,5	

Remarques : E/S = entrée/sortie.

ASI = alimentation sans interruption.

Structures de support des conduites

Dans le site du terminal, des râteliers supporteront les conduites. Des goulottes en béton destinées à récupérer les fuites si jamais elles se produisaient seront installées sous les conduites servant à acheminer le GNL. Tout déversement sera

acheminé vers un drain en béton, qui amènera le liquide vers le bassin de confinement du site.

2.4.7 Réservoirs de stockage du GNL

Le GNL sera entreposé dans deux réservoirs de stockage. Chaque réservoir est du type à confinement intégral et comprend un réservoir interne primaire et un réservoir externe secondaire (voir la figure 2.4-7). Les réservoirs de stockage de GNL seront conçus et construits de manière à ce que le réservoir primaire autoportant et le réservoir secondaire puissent chacun contenir le GNL de façon indépendante.

2.4.7.1 Réservoir interne (confinement primaire)

Dans des conditions d'exploitation normales, le réservoir interne contiendra le GNL. Il s'agit d'un réservoir interne ouvert en acier à teneur de 9 % de nickel avec plate-forme isolante en aluminium sur le réservoir interne, suspendue au toit du réservoir externe. La surface supérieure de la plate-forme en aluminium sera isolée à l'aide de fibre de verre d'une épaisseur approximative de 800 mm. Le diamètre du réservoir interne est d'à peu près 77 m.

Le GNL sera contenu dans le réservoir interne. L'équilibrage de pression de la vapeur se fera au moyen d'orifices percés dans la plate-forme isolante suspendue et la vapeur sera confinée dans le réservoir secondaire.

Le réservoir interne sera conçu et construit selon les exigences de la norme API 620, y compris l'annexe Q.

2.4.7.2 Construction du réservoir externe (confinement secondaire)

Le réservoir secondaire est capable de contenir le GNL dans le cas extrêmement peu probable d'une fuite dans le réservoir interne et de contrôler l'émission de vapeur résultant d'une telle fuite. Il sera constitué d'une paroi en béton précontraint ainsi que d'un fond et d'un dôme en béton armé.

Le réservoir externe sera conçu et construit en faisant référence aux normes BS 7777 (sections 1 à 4, 1993) et BS 8110 (section 1, 1997 et sections 2 et 3, 1985). Le système du réservoir satisfera également aux exigences de la norme CSA Z276.

La paroi du réservoir externe sera faite de béton post-contraint. La précontrainte de la paroi du réservoir externe sera réalisée à l'aide d'un système de conduites et d'armature imperméable. La surface intérieure du réservoir externe sera recouverte d'un revêtement en acier au carbone de manière à la rendre étanche au gaz.

Une poutre annulaire en béton sera installée dans le système d'isolation de la base sous l'enveloppe du réservoir interne. Cette poutre annulaire sera conçue de façon à assurer une bonne répartition des charges exercées par l'enveloppe sur l'isolation inférieure se trouvant sous la poutre. On tiendra compte des forces horizontales provoquées par d'éventuels mouvements de la plaque annulaire. La poutre annulaire en béton sera armée au moyen de barres cryogéniques.

Le toit du réservoir de stockage aura une forme quasi hémisphérique et sera construit en béton armé avec revêtement intérieur d'acier au carbone comme pare-vapeur.

Le revêtement du toit, y compris l'anneau de compression, sera ancré dans le béton. Le revêtement d'acier posé sur la surface intérieure du toit servira de coffrage pour la mise en place du béton. Les plaques et la charpente du toit seront conçues en tenant compte des charges asymétriques dues à la séquence d'opérations de coulage du béton.

2.4.7.3 Ancrage des réservoirs

Les calculs de la conception détaillée indiqueront s'il est nécessaire d'ancrer le réservoir interne. Selon toute vraisemblance, il faudra procéder à cet ancrage pour répondre aux exigences de conception sismique du site.

Les réservoirs de stockage seront conçus en tenant compte des recommandations de l'évaluation géotechnique. Les valeurs de périodes sismiques, d'amortissement et d'accélération utilisées dans la conception des réservoirs interne et externe seront tirées du Code national du bâtiment du Canada et de la norme CSA Z276. On s'attend à ce que les exigences sismiques de ces deux codes soient révisées et il sera tenu compte de ces modifications dans la conception. Des facteurs d'amortissement adaptés tiendront compte des effets d'interaction structurelle du sol. On tiendra également compte des charges sismiques sur l'isolation de la base.

Le réservoir externe sera conçu de façon à résister à la vitesse des vents conformément à la norme CSA Z276.

2.4.8 Systèmes de sécurité technique

2.4.8.1 Systèmes de commande

Les commandes des systèmes du terminal seront regroupées dans un système de contrôle réparti (SCR) avec lignes de communications multiples permettant de réduire au minimum les défaillances uniques.

Les composantes critiques de l'équipement seront réparties sur des contrôleurs de SCR différents de façon à réduire au minimum le risque de panne majeure du système. Dans la mesure du possible, les communications entre le SCR et les divers autres contrôleurs seront assurées par un réseau à multiples circuits à fibres optiques. Les fibres seront posées le long de côtés opposés du site de façon à réduire au minimum le risque de défaillances. Des interfaces graphiques faciliteront l'exploitation sécuritaire par le personnel du terminal.

Le système de prévention représente un aspect essentiel du SCR et de l'équipement surveillé. Les connexions entre le SCR et les réseaux externes, le cas échéant, seront protégées par un serveur ou un pare-feu sécurisé.

L'interface des équipements sera composée comme suit :

- des compresseurs de gaz d'évaporation avec panneau de contrôle locale, automate programmable (AP), interface homme-machine montée sur panneau et port de communication réseau relié en série au SCR;
- des systèmes d'amarrage des navires avec panneau de contrôle panneau d'affichage fixe au quai, AP, ordinateur, écran et port de communication avec le réseau;
- des systèmes de commande des bras de chargement de la jetée avec panneaux de contrôle locale, AP et communications avec le réseau;
- des systèmes d'acquisition de données sur l'indication de niveau dans les réservoirs de stockage avec modules d'entrée de données et port de communication série RS-485 ou réseau;
- des unités de VCS du GNL avec panneaux de contrôle locale et AP. Il convient de noter que seuls les signaux d'alarme communs câblés seront transmis au SCR. Il n'y aura pas d'interface de communication série pour les vaporisateurs;
- un système de mesure et un ordinateur de débit local associé avec capacité de communication série. Les valeurs de débit seront transmises au SCR par l'entremise de signaux câblés provenant du panneau de commande du panneau de contrôle système de mesure à titre d'entrées analogiques;

- un ou des ventilateur(s) de retour de vapeur avec panneaux de contrôle locale et AP reliés en série au SCR;
- l'équipement et l'appareillage électrique du centre de commande des moteurs, y compris le matériel de surveillance et la communication série de retour vers le SCR; et
- un chromatographe de gaz de réception et un chromatographe de gaz de sortie chacun avec raccordement série au SCR.

Le SCR et les contrôleurs du système instrumenté de sécurité (SIS) se trouveront dans la salle des entrées/sorties. Le SIS sera indépendant du réseau du SCR conformément aux exigences de la norme ANSI/ISA S84.01. Le raccordement du SIS sera fait au moyen d'une liaison redondante avec le système SCR. Le panneau des flammes et des gaz sera situé dans la salle d'exploitation et sera également indépendant du réseau du SCR. Il sera raccordé au système SCR par une liaison redondante.

Un système de contrôle d'interface d'accostage entre le navire et le site sera prévu. Des affichages seront intégrés au système de contrôle d'interface global du navire et du site. Des affichages d'information en temps réel seront disponibles dans la salle de commande centrale et dans la salle de commande de la jetée.

Un système de radar ou au laser permettra de surveiller l'approche des méthaniers, la distance entre le méthanier et le quai, ainsi que la vitesse et l'angle d'approche. Ce système comprendra des détecteurs installés sur les bords du poste d'amarrage à des endroits appropriés et fournira des mesures précises, même en cas de conditions climatiques défavorables.

Un système de protection avec mot de passe s'appliquera aux modifications des paramètres du système, y compris aux réglages d'alarme.

2.4.8.2 Ventilation

Il est rare que l'on évacue des gaz, mais de petites quantités de gaz naturel devront être évacuées pendant la dépressurisation de l'équipement avant leur entretien et lors de la purge suivant les activités d'entretien. Il faudra également recourir à la ventilation dans les rares cas où les compresseurs par vaporisation submergée ne sont pas disponibles en vue de l'exploitation.

Deux cheminées serviront à l'évacuation du gaz naturel, une à basse pression et une à haute pression. Toutes les soupapes de décharge de vapeur d'une pression de consigne supérieure à 500 kPa se déchargeront dans le collecteur de la cheminée à haute pression. La soupape de détente du collecteur de vapeur du

réservoir de stockage se déchargera dans la cheminée à basse pression. Les soupapes de détente des réservoirs de stockage, situées sur le dessus de ces derniers, évacueront le gaz directement dans l'atmosphère. Toutes les autres soupapes de détente d'une pression de consigne inférieure à 500 kPa se déchargeront dans le collecteur de vapeur des réservoirs de stockage. Tous les drains de liquide et les soupapes de détente thermique seront raccordés à un ballon collecteur. La ligne d'évent de ce ballon sera raccordée au collecteur de vapeur des réservoirs de stockage.

Cet agencement des circuits de drainage et d'évacuation à basse pression permet de récupérer un dégagement dans le système d'élimination des gaz d'évaporation et de la vapeur, et d'éviter l'émission. La vapeur à basse pression et les gaz d'évaporation seront temporairement évacués vers la cheminée à basse pression dans les cas suivants :

- lors de perturbations, par exemple, une défaillance d'équipement ou une panne d'électricité; et
- pendant le déchargement d'un méthanier avec peu ou pas du tout d'émission dans le gazoduc.

Afin d'éviter l'infiltration dans l'évent et le collecteur de ventilation, chaque cheminée sera munie d'un joint de vitesse et purgée en permanence au moyen d'un faible débit d'azote. Un fort débit d'azote sera ajouté dans les cheminées de ventilation afin d'éteindre une flamme à la sortie de celles-ci.

2.4.8.3 Protection contre les dangers

Le terminal sera doté d'un système dédié de surveillance des incendies, des gaz combustibles et des déversements à basse température. Ce système satisfera aux exigences de la norme CSA Z276, qui porte sur les installations de GNL. Les systèmes de surveillance dédiés servant à détecter les incendies, la présence de gaz combustible et les pertes de GNL à basse température déclencheront des avertisseurs sonores et visuels sur les consoles de commande des opérateurs ainsi que dans les aires du terminal et du poste d'amarrage.

Tous les systèmes de surveillance d'incendie et de gaz seront raccordés par câbles depuis les dispositifs de détection sur place jusqu'au panneau d'incendie et de gaz de la salle de commande centrale. Les sorties du système incendie et gaz servant à arrêter l'équipement passeront par le système de SIS. Des entrées incendie et gaz, des avertisseurs sonores et des lampes signalétiques seront installés dans le terminal de manière à alerter le personnel.

Les systèmes incendie et gaz des bâtiments seront indépendants des systèmes situés en dehors des bâtiments. Les détecteurs d'incendie et de présence de gaz des bâtiments ne feront que déclencher des systèmes d'alarme et ne déclencheront pas l'arrêt d'autres équipements que ceux qui sont reliés au chauffage, à la ventilation, à la climatisation ou à la fermeture des portes du bâtiment touché.

Pour les entrées d'incendie et de présence de gaz, des avertisseurs sonores seront installés dans le bâtiment de manière à alerter le personnel.

2.4.8.4 Confinement des déversements

Le terminal comprendra un système de confinement des déversements éventuels de GNL provenant des conduites et des équipements. Une série de goulottes de récupération des déversements sera installée sous les conduites de GNL et autour des équipements de GNL connexes. Ces goulottes se déverseront par gravité dans le réservoir de retenue de GNL, où le GNL pourra s'accumuler dans une zone isolée du personnel et de l'équipement en exploitation. Les dimensions du réservoir de retenue seront conformes aux exigences de la norme CSA Z276.

L'équipement renfermant du GNL sera entouré de bordures en béton incurvées permettant le déversement du GNL dans les goulottes de récupération. Les déversements provenant des conduites sur le dessus des réservoirs de stockage de GNL seront confinés et acheminés vers les goulottes de récupération.

L'eau de pluie pénétrant dans le système de confinement des déversements s'accumulera dans le réservoir et sera pompée vers l'égout collecteur d'évacuation. Des détecteurs de basse température empêcheront le fonctionnement des pompes de puisard du bassin de retenue en présence de GNL. Le nivellement général du site réduira au minimum la quantité d'eau de pluie se déversant dans les goulottes de récupération des déversements.

Des détecteurs de température seront installés à des endroits précis dans l'ensemble des installations afin de détecter les fuites de GNL. Quatre détecteurs au moins seront installés autour de la partie inférieure de chacun des réservoirs de stockage.

Tous les détecteurs de température servant à détecter les fuites de GNL seront munis d'émetteurs et raccordés par câbles au SIS.

2.4.8.5 Arrêt d'urgence

Le terminal comprendra un SIS indépendant conformément à la norme ANSI/ISA S84.01 afin de procéder en toute sécurité à un arrêt en séquence ordonnée et à l'isolation des équipements rotatifs, des VCS, des installations maritimes et des installations de stockage de GNL. Des systèmes d'arrêt d'urgence seront mis en place pour l'ensemble du terminal, pour les installations de déchargement des méthaniers et pour certains équipements désignés.

Les systèmes instrumentés de sécurité seront du type « à sûreté intégrée », la perte de signal électrique ou la perte d'air d'instrumentation plaçant le terminal en mode sécurité. Le SIS sera constitué de composantes indépendantes, distinctes du système de commande d'exploitation de base (commande de l'opérateur). L'état du SIS sera transmis en permanence au système de contrôle d'exploitation de base à des fins de surveillance et de consignation des données. Le SIS sera capable d'assurer la protection intégrale des installations en cas de perte du système de contrôle d'exploitation de base.

En plus des fonctions automatisées du SIS, des boutons-poussoirs permettant de déclencher un arrêt ordonné et sécuritaire seront posés dans les installations. De plus, des vannes à commande manuelle seront installées à une distance minimale de 15 m des équipements dangereux afin de permettre l'isolation manuelle des installations et de leurs composantes. Le SIS déclenchera des avertisseurs sonores et visuels sur les consoles de commande des opérateurs ainsi que dans l'aire du terminal.

Trois niveaux de système d'arrêt pour le terminal :

- Niveau 1 : Utilisé en cas d'incident majeur, ce système entraînera un arrêt total du terminal. Il s'agira d'une opération déclenchée par commande manuelle à partir de la salle de commande centrale à l'aide d'un bouton d'arrêt d'urgence câblé se trouvant sur le console de l'opérateur.
- Niveau 2 : Ce système sera démarré automatiquement par les signaux d'entrée de déclenchement reçus par le SIS. L'activation de la sortie de déclenchement sera commandée par l'AP, comme l'indiquera de manière détaillée le diagramme cause-effet (qui sera élaboré pendant la phase des études d'ingénierie).
- Niveau 3 : Ce système se limitera à l'aire de chargement de la jetée et pourra être déclenché manuellement, automatiquement par les instruments de mesure locaux, à la suite d'un arrêt de niveau 1 ou par signal du méthanier au site. L'activation de cette sortie sera commandée par l'AP, comme l'indiquera de manière détaillée le diagramme cause-effet.

Les alarmes critiques associées au SIS seront affichées sur un panneau d'alarme spécial situé sur les consoles des opérateurs.

Tout l'équipement du SIS sera choisi et configuré dans une perspective de sécurité (c.-à-d. à sécurité intégrée) en cas de panne de courant ou de perte d'air d'instrumentation.

2.4.8.6 Protection contre les incendies

Le système de protection primaire contre les incendies consiste à localiser et à régler le problème qui a provoqué ou qui entretient l'incendie en maintenant son l'approvisionnement en combustible. Dans ce système de sécurité, la première étape consiste à installer des détecteurs dans des endroits stratégiques de façon à signaler la présence d'un problème. Les détecteurs de présence de gaz, les détecteurs infrarouges de présence de flamme et les détecteurs de basse température sont des exemples de systèmes de première alerte intégrés au système de control du terminal.

En cas de détection de problème, le SIS prend une mesure corrective visant à arrêter les installations et à isoler le problème. La fermeture des vannes est une façon typique de couper l'alimentation en combustible d'un incendie ou le débit de GNL alimentant une fuite. Ces mesures de sécurité sont intégrées dans le système d'arrêt d'urgence et limitent la gravité des incendies et d'autres risques potentiels.

Le système de protection contre les incendies du terminal de GNL assure également la protection du personnel et des installations en cas d'incendie. Il sera conçu conformément aux exigences de la norme CSA Z276, de même qu'à celles du Code national du bâtiment du Canada. Le système de protection contre les incendies comprendra plusieurs systèmes indépendants, qui utiliseront de l'eau, de la mousse ou des agents chimiques. La source d'eau pour ces systèmes sera le fleuve Saint-Laurent.

Les principales composantes du système de protection contre les incendies sont les suivantes :

- des pompes d'incendie fonctionnant à l'électricité et au diesel;
- une pompe régulatrice de pression de type jockey;
- des contrôleurs d'incendie;
- des contrôleurs d'incendie en hauteur sur la jetée;
- des tuyaux sur dévidoirs mobiles;

- des extincteurs portatifs;
- un système d'extinction à mousse à haut coefficient foisonnement;
- un système de distribution par conduites souterraines ou de surface;
- de multiples vannes à borne avec indicateur permettant d'isoler certains segments de tuyauterie;
- divers systèmes d'extincteurs automatiques de type déluge; et
- des gicleurs pour les bâtiments.

2.4.8.7 Dispositif de déconnexion en cas d'urgence

Pendant le déchargement de GNL d'un méthanier, les bras de déchargement de GNL sont raccordés au navire. En raison de mouvements imprévus du méthanier causés par des vagues d'une ampleur inhabituelle, les vents, la marée ou autres événements, les bras de chargement pourraient être soumis à des contraintes dépassant leur capacité de mouvement. Dans ce cas, un dispositif de déconnexion en cas d'urgence (DDCU), constitué d'une vanne, assure la protection des équipements de raccordement du méthanier et des bras de déchargement en isolant et séparant automatiquement le GNL se trouvant à bord du méthanier et en isolant simultanément la tuyauterie de GNL sur la jetée, empêchant ainsi le retour de gaz. Ce type de vannes constitue la norme dans les terminaux de GNL et leur sécurité est bien établie.

2.4.8.8 Télévision en circuit fermé

Un système de télévision en circuit fermé faisant partie intégrante du système de sécurité du terminal offrira aux opérateurs une vue panoramique et des vues à angle variable couvrant toute la zone du terminal.

2.4.8.9 Installations d'appoint

En cas de panne de courant, le terminal doit pouvoir s'arrêter de fonctionner de manière ordonnée et les systèmes de sécurité et d'urgence doivent être disponibles. Un système anti-incendie d'appoint avec pompe d'incendie entraînée par un moteur au diesel sera disponible. Une génératrice au diesel fournira l'électricité d'appoint à tous les autres systèmes du circuit d'urgence. Les systèmes branchés au circuit d'urgence comprendront :

- l'air comprimé;
- l'éclairage;
- le système de commande;

- la système de contrôle;
- le poste d'amarrage et les installations de déchargement;
- le ventilateur de retour de vapeur; et
- le chauffage du fond des réservoirs de GNL.

Le poste d'amarrage et les installations de déchargement, ainsi que le ventilateur de retour de vapeur, sont branchés sur le circuit d'urgence, de sorte que le déchargement du méthanier peut se poursuivre au débit normal pendant une panne de courant.

2.4.8.10 Communications

Un système permettant les communications directes entre la console de l'opérateur et le site du terminal sera fourni. L'installation de haut-parleurs et de combinés est prévue dans les installations maritimes, ainsi que dans l'aire principale des installations terrestres du terminal.

Les communications entre le méthanier et le terminal se feront par radio.

2.4.9 Services

Les services comprennent l'alimentation en électricité, en eau, en air et en combustible, l'éclairage et l'évacuation des eaux de ruissellement et des eaux usées. Chacun de ces services est décrit en détail dans les paragraphes qui suivent.

2.4.9.1 Systèmes électriques

Les besoins approximatifs en électricité du terminal sont prévus comme suit :

- charges branchées : 22 mégawatts (MW)
- charges en exploitation : 15 MW
- tension d'alimentation : 25 ou 120 kilovolts (kV)
- tension de distribution dans les installations : 13,8 kV

L'alimentation en électricité du terminal proviendra du réseau de distribution d'Hydro-Québec, auquel la sous-station du terminal sera raccordée. Des transformateurs abaisseront la tension à 13,8 kV, qui est la tension de distribution

du terminal. Un système de confinement approprié est prévu pour recueillir et confiner les déversements.

Tous les transformateurs du terminal, de même que leurs installations de sécurité et de rétention, seront conçus conformément aux normes en vigueur.

Génératrice de secours au diesel

Le terminal sera équipé d'une génératrice de secours au diesel de 1 000 kW qui assurera l'alimentation des services essentiels en cas de panne de courant. Le diesel proviendra d'un réservoir de stockage hors sol pouvant assurer jusqu'à 24 heures de fonctionnement. Ce réservoir se trouvera dans une enceinte de confinement ayant une capacité équivalente à 110 % du volume du réservoir et satisfera à toutes les exigences réglementaires applicables.

La génératrice fournira en électricité le DCS, l'alimentation sans interruption, le système d'air d'instrumentation, l'éclairage d'urgence, le traceur électrique d'urgence et les services d'urgence des ducs-d'albe d'amarrage et de réception.

La génératrice fonctionnera tant que le courant ne sera pas rétabli. On la fera fonctionner quelques heures par mois pour s'assurer de sa fiabilité et en effectuer l'entretien préventif.

2.4.9.2 Éclairage

L'éclairage du site servira à éclairer les zones de travail, renforcer la sécurité et signaler la présence du site à la circulation aérienne. Des lampes à décharge de haute intensité seront utilisées car elles diffusent un spectre lumineux restreint qui réduit l'impact sur la visibilité uniquement à ces longueurs d'ondes, et non la visibilité d'autres éléments visuels (les étoiles, par exemple). Les faisceaux lumineux seront dirigés vers le bas ou vers le fleuve Saint-Laurent, en évitant les zones habitées. Le tableau 2.4-5 énumère les emplacements actuellement prévus des lampes extérieures, avec le type de montage, le nombre de lampes prévues et leur luminance. Ces spécifications peuvent changer à mesure que la planification détaillée du site progressera.

2.4.9.3 Approvisionnement en eau

Il est prévu que l'eau utilisée par le terminal proviendra de puits forés. L'eau sera testée et recevra le traitement nécessaire pour la purifier suffisamment en vue de son utilisation dans les systèmes sanitaires et de nettoyage. L'approvisionnement en eau potable pourrait se faire par l'achat d'eau en bouteille dépendamment de la qualité de l'eau souterraine analysée une fois les puits forés, il est possible que l'eau potable soit de l'eau embouteillée. Si la source d'eau potable est la nappe

souterraine, on s'assurera qu'elle est conforme aux normes du *Règlement sur la qualité de l'eau potable*. L'eau destinée à combattre les incendies sera puisée dans le Saint-Laurent au moyen d'une prise d'eau conçue pour être fonctionnelle tant l'hiver que l'été.

Tableau 2.4-5 Éclairage extérieur

Emplacement des lampes	Type de montage	Nombre total de lampes prévues	Luminance (lux) ^(a)
réservoirs de stockage de GNL : éclairage local	Sur pilier, 3 m au-dessus du haut des réservoirs et des plates-formes	2	25
réservoirs de stockage de GNL : zone de pompage	Sur pilier, 3 m au-dessus du haut des réservoirs et des plates-formes	2	75
réservoirs de stockage de GNL : feux avertisseurs	Au sommet de chaque réservoir	2	A.D.
extérieur des bâtiments	Fixation aux murs à 3 m au-dessus du sol	5	25
passerelles et jetée sur chevalets	25 m des lampes montées sur pilier à 3 m au-dessus du sol	5	25
poste électrique	Sur poteaux à 6 m au-dessus du sol	1	25
voies carrossables	Sur poteaux à 10 m au-dessus du sol	20	10
aire de stationnement	Sur poteaux à 10 m au-dessus du sol	10	10
cheminée de ventilation	Feu avertisseur sommet d'une cheminée	1	A.D.
ducs-d'albe de réception	Sur poteaux	4	75
ducs-d'albe d'amarrage	Sur poteaux	4	75
plate-forme de déchargement	Sur poteaux le long de la plate-forme	6	150
méthanier	Éclairage de sécurité	6	A.D.

Remarque : A.D. : à déterminer

^(a) Un lux se définit comme l'éclairement lumineux en un point d'une surface perpendiculaire placée à 1 mètre d'une source de lumière ponctuelle uniforme de 1 candela. À des fins de référence, l'American Illuminating Engineering Society publie des niveaux d'éclairage lumineux en lux appropriés à diverses tâches. Un niveau de 50 à 75 lux convient aux déplacements dans des espaces publics; un niveau de 100 à 150 lux est nécessaire pour la lecture et l'écriture occasionnelles; pour la lecture et l'écriture fréquentes, il faut un niveau de 200 à 300 lux.

2.4.9.4 Air comprimé

L'air d'instrumentation et de service proviendra d'une ou plusieurs unités de compression préfabriquées. Chaque unité comprendra un compresseur entraîné par moteur électrique, des filtres et un dessiccateur d'air. La tuyauterie de distribution de l'air d'instrumentation et de service sillonnera l'ensemble du terminal, y compris la plate-forme de déchargement des méthaniers. Des récepteurs d'air d'instrumentation seront situés dans le collecteur d'air principal des unités préfabriquées d'air d'instrumentation et sur la plate-forme de déchargement des transporteurs.

2.4.9.5 Gaz combustible et isolation au gaz

Le gaz combustible servira aux fonctions suivantes :

- l'alimentation des VCS;
- le chauffage des bâtiments et de l'eau; et
- le maintien de la pression dans les réservoirs de stockage de GNL.

Le circuit de gaz combustible s'approvisionnera de plusieurs sources. Pour le démarrage, on pourra utiliser le gaz « refoulé » du gazoduc. En exploitation normale, l'alimentation en combustible sera du gaz à haute pression provenant de la sortie des vaporisateurs. Lorsque disponible, le gaz d'évaporation comprimé pourra être utilisé.

2.4.9.6 Gestion des eaux de ruissellement

La gestion des eaux de ruissellement du site du terminal comprendra ce qui suit :

- les eaux de ruissellement provenant de l'affleurement rocheux situé au nord-est seront recueillies dans un fossé d'interception creusé du nord au sud qui acheminera les eaux vers un trou d'homme collecteur pour les déverser dans le fleuve Saint-Laurent
- les installations terrestres seront entourées de fossés de décantation qui achemineront les eaux vers un bassin de sédimentation. Une membrane absorbante en surface permettra de récupérer les traces d'huile éventuelles avant que l'eau soit déversée dans le bassin du Port de Gros Cacouna;et
- le site présentera une légère pente vers les fossés de décantation périphériques.

Le plan de gestion des eaux de ruissellement détaillera les procédures d'inspection et d'entretien, ainsi que leurs intervalles, et indiquera notamment les interventions nécessaires à la suite de précipitations et les procédures de traitement des sédiments.

2.4.9.7 Élimination des eaux usées

Les eaux usées proviendront des sources suivantes :

- l'excédent d'eau des VCS;
- le système de drainage des eaux huileuses; et
- le réservoir de rétention des eaux usées.

L'excédent d'eau des VCS est de l'eau douce et neutre semblable à celle provenant d'un adoucisseur d'eau domestique. La température de l'eau sera de 15 à 20 °C environ. Elle peut être évacuée sans traitement subséquent. Le trop-plein sera récupéré, son pH et sa température seront mesurés avant évacuation. Au besoin, le pH et la température seront ajustés au point de collecte. L'évacuation se fera soit par le réseau de drainage des eaux de ruissellement, soit directement dans le fleuve Saint-Laurent.

Les aires entourant les compresseurs et les ventilateurs comporteront un muret et leur contenu sera évacué vers le réseau de drainage des eaux huileuses. L'huile en sera éliminée dans un séparateur d'huile et d'eau. L'effluent contenant de l'huile, qui contiendra aussi un peu d'eau, sera recueilli et transporté par camion jusqu'à une installation d'élimination ou de récupération. L'effluent composé d'eau sera déversé dans le réservoir de rétention.

L'égout domestique servira à recueillir les eaux de la cuisine et des salles de bain sur le site, ainsi que l'eau sans huile sortant du séparateur eau-huile. Les eaux d'égout seront entreposées dans un réservoir de rétention avant d'être transportées par camion jusqu'à un centre d'élimination approuvé.

2.4.10 Projets connexes

Les éventuels projets connexes au projet de terminal comprennent un gazoduc pour transporter le gaz naturel et une ligne de transport d'électricité jusqu'au site du terminal.

Ces deux projets ne font pas partie de l'évaluation environnementale du projet, bien qu'ils doivent être pris en compte dans l'évaluation des effets cumulatifs.

2.4.10.1 Gazoduc

Le terminal devra être raccordé au réseau de gazoducs existant du Québec. Le point de raccordement le plus probable est la tête du gazoduc de TQM, société dans laquelle TransCanada détient une participation, à Saint-Nicolas, près de Québec.

2.4.10.2 Ligne de transport d'électricité

Les installations du projet devront être alimentées en électricité. L'énergie sera acheminée au site du projet par Hydro-Québec. La conception et le tracé de la ligne seront effectués soit par Hydro-Québec Distribution, soit par Hydro-Québec TransÉnergie. Il est prévu que l'alimentation en électricité proviendra du poste de Cacouna ou de celui de Rivière-du-Loup.

2.5 PHASE DE CONSTRUCTION

La construction des installations du projet se divise en deux catégories principales : installations maritimes et terrestres.

La construction des installations maritimes vise la structure du poste d'amarrage et de la jetée sur chevalets. Elle comprend :

- les ducs-d'albe pour l'amarrage au quai et l'amarrage à distance;
- les digues déflécs de glace; et
- la jetée sur chevalets, y compris les voies d'accès, les passerelles et les râteliers à tuyaux.

La construction des installations terrestres comprend :

- les réservoirs de stockage de GNL, y compris les fondations, canalisations externes, installations électriques et instruments, la peinture et l'isolation; et
- les installations d'exploitation et de soutien, y compris les équipements d'exploitation et les canalisations, les routes et les terrains, les bâtiments permanents, ainsi que les services publics et autres services.

La phase de construction commencera par la préparation du site du projet, y compris la mise en place des installations temporaires et la démolition des structures existantes (silo en béton de Ciment Québec). La phase de construction se terminera par la mise en service des installations et de la mise à disposition pour l'exploitation.

Les premières activités de pré-construction commenceront pendant la phase d'ingénierie et comprendront les étapes suivantes :

- élaboration du calendrier des travaux;

- planification de la séquence des travaux;
- études de constructibilité;
- détermination des lots de travaux; et
- procédures de construction et élaboration de la stratégie d'exécution.

Les plans et procédures en matière d'environnement, de santé et de sécurité seront aussi préparés. Certains de ces plans et procédures sont décrits en détail dans les prochaines sections.

2.5.1 Calendrier d'exécution

La construction du terminal prendra environ trois ans et commencera dès que les approbations réglementaires requises auront été obtenues. Après entente avec le MENV, des certificats d'autorisation sectoriels pourront être demandés afin de tenir compte de l'échéancier prévu et de l'évolution des étapes de la construction. Les principales activités de construction et les délais estimatifs sont indiqués au tableau 2.5-1.

Tableau 2.5-1 Activités de construction

Activité	Durée en mois
installation du chantier	1 ou 2
préparation du site	2 à 5
construction des fondations	6 à 26
construction des réservoirs de stockage de GNL	8 à 35
érection de la charpente en acier	6 à 29
construction maritime	10 à 26
installation de l'équipement et des connexions extérieures	12 à 30
vérifications et isolation	18 à 35
mise en service	35 à 37

2.5.2 Procédures générales de construction

Les procédures générales suivantes seront mises en oeuvre durant la phase de construction du projet.

2.5.2.1 Procédures générales

Les activités de construction se dérouleront conformément aux divers plans et procédures élaborés avant la construction. Ces plans et procédures comprendront les obligations et conditions correspondant aux approbations réglementaires, les politiques d'Énergie Cacouna relatives à la santé, la sécurité et l'environnement, ainsi que les lois et règlements applicables au travail, y compris le *Code de sécurité pour les travaux de construction* et les règlements municipaux relatifs à la construction.

Les activités de construction seront limitées aux lieux de travail désignés. La circulation sur le chantier sera limitée aux chemins d'accès approuvés et aux chemins existants approuvés. Les véhicules et les personnes circulant sur le chantier devront respecter les règlements relatifs à la prévention et à la fermeture des voies d'accès.

Dès le début de la construction, les lieux de travail autorisés seront clairement indiqués selon les règles établies en matière de signalisation. Toute zone particulièrement sensible sera aussi signalée afin d'éviter toute perturbation non autorisée.

Les débris et déblais de construction et les autres déchets seront ramassés et recyclés dans la mesure du possible, ou mis en décharge dans les sites approuvés. Les déchets industriels et domestiques seront enlevés régulièrement du lieu de travail. Les déchets de produits alimentaires seront stockés de manière appropriée et contenus.

Du matériel approprié de lutte contre les incendie sera disponible sur le site conformément aux règlements applicables.

Si un site archéologique ou patrimonial non identifié était découvert pendant la construction, la construction cessera complètement dans les alentours immédiats jusqu'à ce que le site ait été examiné par un archéologue compétent. Les activités de construction ne reprendront pas tant que l'autorisation de continuer les travaux n'aura pas été accordée par le ministre de la Culture et des Communications.

Dans le cadre de l'engagement d'Énergie Cacouna à consulter la population, des mécanismes seront établis pour maintenir la communication avec le public, y compris l'Administration et les représentants communautaires. Ces communications comprendront des mises à jour régulières sur l'avancement des travaux et les futures activités prévues.

2.5.2.2 Gestion des eaux de ruissellement

Les eaux de ruissellement seront gérées conformément aux plans et procédures élaborés pour les phases de construction et d'exploitation. Les procédures visant la phase de construction seront mises en oeuvre pendant la préparation du site et tiendront compte des perturbations et des conditions prévues pendant les activités de construction. Dans la mesure du possible, les installations de gestion des eaux de ruissellement qui serviront au cours de l'exploitation seront construites pendant la préparation du site.

Le plan de gestion des eaux de ruissellement comprendra des spécifications pour l'application et la mise en oeuvre d'autres meilleures pratiques de gestion, y compris :

- le nivellement et traitement superficiel;
- la protection des aires d'empilage;
- des clôtures anti-érosion;
- des risbermes; et
- du paillage.

Le plan comprendra des procédures d'inspection et d'entretien et indiquera leur fréquence, y compris la réponse aux événements de précipitation prévus et la manutention des sédiments recueillis.

2.5.2.3 Séance d'orientation du chantier

L'équipe de gestion de la construction d'Énergie Cacouna organisera des réunions avant la construction afin de s'assurer que le personnel affecté à l'inspection du chantier et le personnel de supervision de l'entrepreneur sont au courant des exigences du projet relatives à l'environnement, la santé, la prévention et la communauté. Les réunions avant les travaux pourront porter entre autres sur l'accès, les techniques de construction particulières, les mesures d'atténuation, l'engagement envers la communauté et le respect des règlements.

Avant d'être admis sur le chantier, tout le personnel de construction, les employés et les visiteurs assisteront à une séance d'orientation où ils seront informés des exigences du chantier relatives à la santé, la prévention et l'environnement.

2.5.3 Préparation du site

La préparation du site comprend la mise en place des installations temporaires, le défrichage et l'essouchement, la construction de voies d'accès, et l'enlèvement des roches et des structures existantes.

2.5.3.1 Installations temporaires

Un certain nombre d'installations temporaires seront nécessaires pendant la phase de construction. Ces installations comprennent les éléments suivants :

- des roulottes pour les bureaux;
- une cabine baraque pour le gardien;
- une salle de repas;
- une clinique médicale et de premiers soins;
- des toilettes;
- l'alimentation en électricité (temporaire);
- une usine de dosage de béton;
- des zones de dépôt de matériaux;
- des aires de transit et de travail; et
- un campement (hors du chantier de travail).

La plupart des installations temporaires seront des roulottes mobiles. Les toilettes temporaires utiliseront des réservoirs pour eaux usées et seront construites en conformité avec toutes les lois et tous les règlements applicables.

L'alimentation en électricité du site du projet proviendra du réseau de distribution d'Hydro-Québec. La quantité d'électricité requise et le mode de livraison de l'électricité au site du projet seront déterminés en consultation avec Hydro-Québec ou l'une de ses sociétés affiliées.

En raison de la grande quantité de béton requise pour la construction, une usine de dosage de béton sera installée sur le site du projet ou à proximité. Il faudra aussi à cette fin des aires pour le stockage des agrégats et du béton.

Une aire de nettoyage sera prévue pour le lavage des goulottes de bétonnières montées sur camion et d'autres équipements. Les goulottes des bétonnières seront lavées après chaque livraison. Une aire de lavage sera installée sur une

voie de service dotée d'une bordure et d'un poste d'alimentation d'eau. La bordure dirigera l'eau vers une fosse munie d'un revêtement intérieur d'où l'eau sera vidée et transportée par camion hors du site au besoin pour élimination.

Des zones de dépôt seront construites sur le site du projet ou à proximité afin d'accueillir les matières livrées au site. Ces aires de dépôt seront en général des terrains plats gravelés communiquant directement avec la voie d'accès.

Des aires de transit et de travail seront situées sur le site ou dans des zones de dépôt auxiliaires aux points de réception des matériaux (installations du port ou entrepôts existants).

Un campement sera requis pour accueillir une partie des travailleurs de construction (section 2.5.8.2).

Les installations temporaires seront démantelées et enlevées lorsque la construction sera terminée.

2.5.3.2 Défrichage et essouchement

Quelques arbres devront être abattus et essouchés, principalement dans la section nord-est du site du projet. L'abattage des arbres sera fait manuellement, les arbres et les broussailles seront débarrassés par camion vers une décharge appropriée. Aucun matériau ne sera brûlé sur le site.

2.5.3.3 Chemins d'accès

Des chemins d'accès au site du projet seront requis afin de faciliter les déplacements sur le site. Des parcs de stationnement seront aussi construits. Ces chemins et parcs de stationnement seront en granulats. Les granulats seront obtenus des sources locales d'agrégats ou fabriqués à partir des roches excavées sur place dans le cadre des autres activités de préparation du site.

Les chemins d'accès au chantier suivront généralement le tracé des voies carrossables du terminal finalisé. Pendant la construction, seule la couche de fondation de la chaussée sera installée. Après l'achèvement de la construction, certains de ces chemins seront nivelés et asphaltés et deviendront les voies permanentes du site du terminal.

2.5.3.4 Excavation et enlèvement des roches

L'excavation de roc sera principalement limitée au secteur nord-est du site du projet. Le front de taille à cet endroit a été créé pendant les activités de la carrière pour la construction du Port de Gros Cacouna. On estime devoir excaver environ 230 000 m³ de roc.

Un plan de dynamitage sera élaboré conformément aux règlements et lignes directrices applicables, y compris les lignes directrices pour le dynamitage près des eaux de surface (Wright et Hopky, 1998). Le plan portera sur les schémas de forage, la profondeur des gradins, les types d'explosifs, les charges, les délais et les procédures en matière de prévention.

Les roches seront excavées en gradins. Un explosif au nitrate d'ammonium et fuel, ou l'équivalent, sera utilisé pour excaver les gradins supérieurs et le roc intérieur, où il n'y a aucun risque de contamination des eaux souterraines ou de débordement dans le fleuve Saint-Laurent. Le gel explosif, qui est sécuritaire, stable et largement utilisé, sera employé pour excaver les gradins inférieurs, près de l'eau.

Le dynamitage aura lieu en général une fois par jour à la fin de chaque quart de jour. Le forage et l'enlèvement des matières dynamitées auront lieu au cours de la journée suivante, avant le prochain dynamitage.

Dans la mesure du possible, les roches excavées seront utilisées comme agrégats sur le site. Il faudra peut-être recourir à des concasseurs pour fabriquer les agrégats qui seront utilisés pour le béton et la construction des chemins. L'emploi des roches excavées pour la production d'agrégats est planifié sous réserve de l'obtention de roches de qualité convenable.

2.5.3.5 Démolition des structures et des bâtiments existants

Les seules structures présentes actuellement sur le site du projet sont un silo en béton et les bâtiments annexes. Ces installations seront démolies. Les déblais irrécupérables seront transportés vers un dépôt autorisé de matériaux secs. Le travail de démolition sera coordonné avec l'enlèvement des roches.

2.5.4 Installations maritimes

Les installations maritimes comportent un poste d'amarrage des méthaniers et une jetée d'accès sur chevalets. Le poste d'amarrage comprend quatre ducs-d'albe pour mouillage à distance, quatre ducs-d'albe d'amarrage et trois digues déflectrices de glace. La jetée d'accès sur chevalets est composée de structures de poutres triangulées en acier soutenues par environ sept piliers.

Les ducs-d'albe et les piliers sont composés de caissons de palplanches enfoncés dans le lit du fleuve. Les caissons seront remplis avec des agrégats. Les agrégats et le sol natif inférieur présent dans les caissons seront compactés par vibroflottation. Un bouchon de béton sera installé sur les cellules remplies. Une description générale de la procédure de construction pour ces structures est fournie dans les prochaines sections.

2.5.4.1 Construction des installations maritimes

Les installations maritimes seront construites à l'aide d'équipements portés sur des barges à plate-forme autoélévatrice et des barges de percée. Les caissons de palplanches pour les ducs-d'albe d'amarrage et d'accostage et les digues déflectrices de glace seront assemblés sur place dans des châssis d'ancrage flottants possiblement amarrés le long d'un quai de construction temporaire dans le havre du Port de Gros Cacouna. Les caissons assemblés seront transportés à l'endroit prévu et les palplanches seront enfoncées par des vibrofonçeurs à masse vibrante montés sur grue. Des convoyeurs ou des bennes preneuses seront utilisés pour remplir les cellules de gravier. Des masses vibrantes montées sur grue compacteront le remblai de gravier et les sables et gravats incorporés dans la structure de la cellule. La capacité portante du sol sera améliorée et le sol résistera à la liquéfaction dans les conditions sismiques déterminées lors des études d'ingénierie. Les dalles supérieures et les poutres annulaires seront coulées, le béton étant transporté par grue ou pompé d'une usine de dosage de béton sur barge. Des chevalets préfabriqués en acier composant la jetée, avec passerelles d'accès, des sections de chemin et le support de conduites seront levés directement en place au moyen de la grue.

Si les granulats pour la production de béton et le remplissage des caissons sont obtenus de sources locales (roches dynamitées sur le site ou carrières locales), un autre quai flottant de 50 à 60 m sera requis. Une autre solution consisterait à utiliser une partie des installations existantes du Port de Gros Cacouna. Le matériau pourrait aussi être livré par barge directement aux caissons s'il provient d'une source plus éloignée.

La séquence de construction est illustrée à la figure 2.5-1.

Durée de la construction

La construction maritime devrait s'étaler sur deux périodes saisonnières de 8 mois (eaux libres). Tous les caissons de palplanches seront construits pendant la première saison de construction; il faudra probablement deux quarts de travail par jour pour réaliser ces travaux. La plate-forme de déchargement, la jetée d'accès sur chevalets, les passerelles, défenses, crochets d'amarrage, la tour de la passerelle et autres éléments seront construits pendant la seconde saison. Ce travail exigera un quart de travail par jour. Aucun travail de construction maritime n'est prévu entre le 1er décembre et le 1er avril.

2.5.4.2 Équipements de construction

Les équipements employés pour la construction maritime sont indiqués au tableau 2.5-2.

Tableau 2.5-2 Équipements de construction maritime

Équipement	Source d'émission d'air et de bruit	Utilisation
élévateurs à fourche (2)	moteur au propane 50 HP	<ul style="list-style-type: none"> déchargement et manutention à terre des palplanches en acier
grue terrestre sur chenilles	moteur diesel 250 HP	<ul style="list-style-type: none"> levage des palplanches en acier de l'aire d'empilage en position verticale et chargement des sections préfabriquées du pont sur les barges
grue terrestre	moteur diesel 360 HP, hydraulique	<ul style="list-style-type: none"> assemblage des cellules des palplanches sur le quai
bloc hydraulique	moteur diesel 150 HP	<ul style="list-style-type: none"> alimentation d'un vibrofonneur pendant l'assemblage des cellules des palplanches
vibrofonneur	hydraulique	<ul style="list-style-type: none"> assemblage des cellules des palplanches sur le quai
remorqueurs (2)	moteur diesel 500 HP	<ul style="list-style-type: none"> fonctionne en conjonction avec une grue sur barge ou une barge d'approvisionnement pour tous les aspects de la construction maritime
barge à plate-forme autoélévatrice avec groupe électrogène	groupe électrogène diesel 150 HP	<ul style="list-style-type: none"> travail d'installation et d'enfoncement des palplanches
grue terrestre sur barge à plate-forme autoélévatrice	groupe hydraulique au diesel 360 HP	<ul style="list-style-type: none"> enfoncement et installation des cellules des palplanches
bloc hydraulique	moteur diesel 250 HP	<ul style="list-style-type: none"> alimentation d'un vibrofonneur pour l'enfoncement des palplanches
vibrofonneur	hydraulique	<ul style="list-style-type: none"> enfoncement des palplanches
batteuse de pieux (Delmag D-46)	moteur diesel	<ul style="list-style-type: none"> construction des cellules des palplanches
navire de reconnaissance ou d'inspection	moteur diesel 100 HP	<ul style="list-style-type: none"> supervision et reconnaissance du site en mer
navire de relève	moteur diesel 100 HP	<ul style="list-style-type: none"> utilisé quatre fois par jour pour les allées et venues au Port de Gros Cacouna
benne à chargement frontal	moteur diesel 120 HP	<ul style="list-style-type: none"> remplissage des cellules de palplanches des ducs-d'albe à partir de la barge

Tableau 2.5-2 Équipements de construction maritime (suite)

Équipement	Source d'émission d'air et de bruit	Utilisation
génératrice (100 kW)	moteur diesel 150 HP	<ul style="list-style-type: none"> utilisée continuellement pendant les quarts pour fournir l'éclairage et combler les autres besoins en électricité utilisée pendant le compactage pour l'alimentation du compacteur vibratoire
grue (Manitowoc 777) sur barge de percée	grue : moteur diesel 250 HP barge : groupe électrogène diesel 60 HP	<ul style="list-style-type: none"> installation d'un dispositif de protection contre l'affouillement autour des cellules
grue (Manitowoc 4100) sur barge de percée grue : moteur diesel 300 HP	barge : groupe électrogène diesel 69 HP	<ul style="list-style-type: none"> utilisée pendant l'installation des palplanches, la compaction et l'installation de la jetée d'accès sur chevalets
usine de dosage de béton sur barge avec génératrice diesel	génératrice diesel 150 HP	<ul style="list-style-type: none"> malaxage et installation du béton pour le bouchage des cellules
trémie et courroie de convoyeur ou grue et benne preneuse	les agrégats tombent dans la trémie, le convoyeur transporte les agrégats et les dépose au duc-d'albe	<ul style="list-style-type: none"> utilisées pendant le remplissage des cellules des palplanches

Remarque : HP = cheval-vapeur.

2.5.5 Installations terrestres

La construction des installations terrestres comporte les phases suivantes :

- construction des réservoirs de stockage du GNL; et
- construction des installations de la zone de traitement.

La zone de traitement comprend toutes les installations terrestres (sauf les réservoirs de stockage de GNL) et toutes les canalisations, instruments et contrôles associés aux activités de déchargement des méthaniers situés dans les structures du poste d'amarrage et de la jetée sur chevalets.

2.5.5.1 Réservoirs de stockage de GNL

La construction des réservoirs de stockage de GNL est l'élément le plus long de la construction du projet. La méthode décrite représente une séquence généralement acceptée d'événements pouvant être ajustée par l'entrepreneur de la construction du réservoir.

Cette séquence de construction est basée sur les hypothèses et les considérations suivantes :

- le revêtement en acier du toit et le mur extérieur sont érigés simultanément;
- le réservoir intérieur en acier au nickel 9 % est construit après le levage, par poussée d'air, du toit en acier ce travail délicat et critique est effectué dans une atmosphère contrôlée et protégée contre les intempéries;
- l'isolant en verre expansé sera installé dans un environnement sec l'installation a lieu après le levage du toit en acier, pour qu'elle soit protégée contre les intempéries; et
- les étapes proposées pour l'installation du béton décrites ci-dessous visent à s'assurer que les effets de retrait du béton sont réduits.

Les douze étapes de base du plan de construction et leur séquence sont décrites ci-dessous.

Étape 1

L'étape 1 commence dès que les autorisations requises sont obtenues et que l'accès au site du projet est permis. Cette étape comprend l'installation initiale du chantier pour la construction des installations et du dépôt des matériaux, l'entreposage et l'entretien. Cela comprend la préparation du terrain à l'élévation appropriée et l'installation du géotextile bétonné.

Étape 2

L'étape 2 comporte la formation de la périphérie du radier. Ensuite, le système de surveillance du durcissement, les canalisations pour le chauffage des fondations et la canalisation de détection seront installés en même temps que l'armature en acier (barre d'armature). Le radier sera coulé et le niveau moyen du sol sera amené à son élévation finale.

Étape 3

À l'étape 3, le formage de la première levée du mur de béton commencera lors du durcissement du radier. Le mur sera formé en levées de 3 m de hauteur. Les deux premières levées du mur seront chanfreinées à l'extérieur.

Un système de contrôle de la qualité tridimensionnel sera installé et mis en oeuvre pour la construction du mur. La première des plaques pare-vapeur intérieures sera installée. Le formage du passage pour la construction aura lieu lors des première et deuxième levées de bétonnage. La première levée sera formée et renforcée. Les gaines de post-tension et le recouvrement requis de l'extérieur du mur pour les canalisations, le support et le renfort des escaliers et d'autres raccords de soutènement pour le réservoir seront installés.

Dès que le béton du mur de base sera durci, les formes seront reportées vers la deuxième levée et le procédé sera répété.

Les points de recouvrement des éléments de protection thermique de coin seront installés à 5 m au-dessus de la base.

L'installation des pare vapeur internes en acier du fond commencera.

Des mesures du tassement seront prises pendant toute la construction.

Étape 4

À l'étape 4, l'assemblage de la plaque de revêtement du toit en acier débutera à partir du bord extérieur lorsque la construction du mur en béton aura atteint la quatrième levée. À ce moment, la grue pour l'assemblage du toit aura été déplacée dans le réservoir et une partie de la charpente du toit en acier, façonnée et montée. La plaque de revêtement du mur sous les points de revêtement circonférentiels, auxquels les éléments de protection thermique de coin sont fixés, peut aussi avoir été installée à ce moment.

L'érection du mur en béton continuera jusqu'à environ 1,5 m sous le point de rencontre de la surface du toit extérieur et du mur extérieur en béton. Des armatures de précontrainte seront installées dans des canalisations sélectionnées et le mur sera partiellement post-tensionné jusqu'à cet endroit. L'assemblage et le soudage du toit en dôme en acier se poursuivront. L'installation et le soudage de la passerelle suspendue commenceront lorsque l'assemblage des plaques en acier du dôme sera achevé.

Étape 5

À l'étape 5, l'anneau supérieur du revêtement en acier et la barre de compression du toit seront installés dans la partie supérieure de l'intérieur du mur de béton. Le toit en acier sera achevé, y compris tous les ajutages du toit, les pénétrations et les goujons. La passerelle en aluminium sera achevée et fixée par des tiges de suspension au toit en acier. L'ensemble du toit en acier et la passerelle suspendue sera préparé pour le levage. Le passage pour la construction sera temporairement fermé afin de permettre le levage du toit. Un ventilateur sera installé dans la couverture temporaire. Une membrane étanche temporaire sera placée entre le revêtement en acier du toit (qui, à cette étape, est au fond du réservoir) et la paroi intérieure du réservoir. Un système de câbles sera installé afin de maintenir le toit de niveau pendant le levage. Lorsque le ventilateur sera mis en marche à la prochaine étape, la pression accrue de l'air poussera le toit vers le haut du réservoir. Le toit sera alors ajusté et soudé en place. Une fois le levage du toit par

poussée d'air terminé, le ventilateur temporaire et la plaque de couverture temporaire de la porte seront retirés.

Avant le levage par poussée d'air, environ la moitié des armatures circonférentielles de précontrainte dans la partie du réservoir extérieur maintenant terminée seront installées et tendues.

Étape 6

À l'étape 6, le revêtement du toit en acier et la passerelle suspendue qui y est attachée seront levés par poussée d'air et soudés à la barre de compression dans le haut du mur de béton du réservoir extérieur. Les travaux de génie civil reprendront avec l'installation de la section de la poutre annulaire en béton au point de rencontre du mur et du toit.

En même temps que le toit en acier sera fixé en place, le passage temporaire pour la construction sera rouvert et les travaux reprendront à l'intérieur du réservoir extérieur. Les appareils d'éclairage, de circulation d'air et de ventilation seront installés.

L'installation du pare-vapeur du fond en acier sera achevée et l'arase sera mise en place. Le travail sur le pare-vapeur en acier du mur se poursuivra aussi entre la dalle des fondations et le joint du mur, et la partie extérieure de l'isolant en verre expansé, le deuxième fond en nickel à 9 % et les éléments de protection thermique de coin seront installés. Les armatures de la couronne d'appui en béton seront installées et précontraintes.

Étape 7

À l'étape 7, l'équipe du génie civil placera la première couche de barres d'armature à l'extérieur du revêtement en acier du toit pendant que le travail décrit à l'étape 6 se poursuit à l'intérieur du réservoir.

La dalle du toit sera construite en deux couches. Le béton sera installé simultanément de deux côtés du dôme.

Le passage temporaire pour la construction sera fermé encore une fois et le réservoir sera mis sous pression afin d'aider à supporter la première couche de béton. La pression sera maintenue dans le réservoir jusqu'à ce que tout le béton ait été installé et qu'il soit devenu assez résistant.

Étape 8

À l'étape 8, le passage temporaire pour la construction sera rouvert et le travail recommencera dans le réservoir. Simultanément, la deuxième couche de béton du toit sera installée. La précontrainte de post-tension circonférentielle sera alors terminée. La couronne d'appui segmentaire en béton du réservoir intérieur sera installée.

L'installation de l'isolant en verre expansé sera achevée et le reste de la deuxième arase sera installée par-dessus l'isolant, suivi de l'installation du reste du fond en nickel 9 %. On procédera ensuite à l'installation de l'isolant entre l'intérieur du réservoir et le fond en acier. Le fond intérieur en nickel à 9 % sera fixé. Le travail se poursuivra pour la pose, le soudage et l'examen non destructeur du pare-vapeur du mur en acier.

Étape 9

À l'étape 9, l'installation de la paroi du réservoir intérieur en nickel à 9 % sera achevée. À l'extérieur, l'équipe de génie civil commencera l'installation de la plate-forme du toit ainsi que des passerelles et des échelles de secours.

L'équipement de manutention des pompes intérieures du réservoir sera installé sur la plate-forme du toit. Les escaliers seront mis en place. La mise en place des canalisations externes commencera.

Étape 10

À l'étape 10, les canalisations internes du réservoir seront achevées et le passage temporaire pour la construction sera fermé encore une fois. Le réservoir intérieur sera rempli d'eau à la hauteur nécessaire pour les essais hydrostatiques. On continuera de surveiller le tassement durant tout l'essai. Le réservoir extérieur fera alors l'objet d'essais pneumatiques.

Après que l'eau ayant servi aux essais aura été drainée du réservoir (voir 2.5.6.1), le réservoir sera rincé à fond et nettoyé. L'enveloppe résiliente sera alors installée à l'extérieur de la surface du réservoir intérieur. En dernier lieu, les instruments seront mis en place à l'intérieur du réservoir et de l'espace annulaire et les passages pour la construction seront définitivement clos. La perlite et l'enveloppe isolante de la passerelle seront installées. La mise en place des canalisations externes sera achevée. À ce moment, les armatures de précontrainte seront installées et précontraintes au bas du mur.

Étape 11

À l'étape 11, après l'installation du matériel isolant, on procédera à l'inspection visuelle finale du réservoir intérieur et on en retirera tous les débris. Les pompes de GNL et les derniers accessoires seront installés. Le réservoir sera fermé et purgé de son air avec de l'azote gazeux à pression positive. L'équipe de construction terminera le nettoyage final du chantier et sera démobilisée.

Étape 12

À l'étape 12, l'azote gazeux sera purgé du réservoir et remplacé par du méthane gazeux, puis ce dernier sera refroidi pour devenir du GNL.

Les deux réservoirs seront construits en même temps; toutefois, leurs calendriers respectifs se chevaucheront légèrement afin de permettre aux équipes spécialisées de travailler en séquence sur chacun des réservoirs.

2.5.5.2 Zone de traitement

La zone de traitement comprendra tout les équipements d'exploitation et les canalisations connexes pour la réception, le transport et le traitement du GNL et du gaz naturel, y compris l'usine d'azote. Les travaux de construction de la zone de traitement comprendront ce qui suit :

- travaux de génie civil : installations souterraines, fondations, terrassement général, chemins, nivellement définitif;
- bâtiments et ouvrages : toiture, bardage, revêtement architectural, chauffage, ventilation et climatisation;
- érection de la charpente en acier : support de conduites, bâtiments, diverses structures portantes;
- installation des équipements : installations techniques, échangeurs, événements, pompes, compresseurs;
- canalisations : installation des tiroirs cylindriques fabriqués en atelier, fabrication sur place et installation, pose des supports, essais hydrostatiques;
- électricité : installation de la sous-station, installation du centre de commande des moteurs, câblage, installation des équipements électriques, chemin de câbles, pose des canalisations électriques et câblage, terminaisons;
- commandes : câblage des commandes et installation des instruments, du SCR, du système de contrôle du processus de base (SCPB) et des tubes;
et

- revêtements : – peinture, isolation, revêtement réfractaire, revêtement intérieur.

Les travaux de la zone de traitement seront coordonnés avec la construction des réservoirs de stockage de GNL et des installations maritimes.

Dès la fin de la préparation du site et du terrassement général, le travail dans la zone de traitement commencera par la construction des fondations requises pour soutenir la machinerie, les équipements et les bâtiments. Simultanément, on entreprendra et achèvera l'installation souterraine du câblage électrique. Les équipements et l'outillage seront installés sur les fondations achevées.

L'érection des bâtiments commencera dès que les équipements principaux auront été posés sur les fondations. Simultanément, on amorcera l'installation des supports de structure des systèmes de canalisations.

Les travaux d'installation des canalisations commenceront peu après que la machinerie aura été installée sur les fondations et qu'une partie suffisante de la charpente d'acier aura été assemblée.

Les travaux d'installation des équipements électriques, y compris la sous-station électrique et le centre de commande des moteurs, commenceront peu après le début des travaux des canalisations et seront coordonnés en fonction de la séquence de construction des bâtiments, de l'installation de la machinerie et des canalisations. Les travaux relatifs aux instruments et aux commandes seront étroitement alignés avec les travaux des équipements électriques et de canalisation.

Les travaux seront coordonnés et alignés afin de permettre le chevauchement systématique des travaux de construction pour soutenir les activités préalables à la mise en service et la mise en service elle-même, système par système.

Les chemins seront nivelés et pavés dès que le travail exigeant du matériel lourd et des grues de grande taille sera terminé.

2.5.5.3 Équipements de construction

Les principaux équipements envisagés pour la construction des installations sont répertoriés au tableau 2.5-3.

Tableau 2.5-3 Équipements de construction du terminal

Équipement	Nombre d'unités	Mois d'utilisation ^(a)
grues à tour	2	65
grue à flèche fixe de 400 tonnes	1	25
grue à flèche fixe de 240 tonnes	1	19
grues sur chenilles de 200 tonnes	2	15
grues TT de 25 à 80 tonnes	10	260
chariots à fourche/monte-charge	2	360
compresseurs d'air	9	280
soudeuses simples	75	450
soudeuses	75	280
camionnettes et véhicules	18	550
camions et tracteurs	26	220
excavatrices	15	200

Remarque : TT = tout terrain.

^(a) Nombre d'unités et mois d'utilisation.

2.5.6 Contrôle de la qualité, inspection et essais

Énergie Cacouna reconnaît que la qualité de l'exécution est un élément essentiel de la sécurité et de la réussite d'un projet. Afin d'assurer la qualité, Énergie Cacouna élaborera et mettra en oeuvre un système d'assurance et de contrôle de la qualité comprenant un processus d'inspections et d'essais exhaustif.

Le système qualité sera adapté aux exigences des dessins et des spécifications du projet afin de contrôler et de documenter les activités relatives aux travaux. Le système qualité sera basé sur une politique de qualité similaire aux exigences de la norme ANSI/ASQC Q9001, dans le but « d'établir et de faire en sorte que les matériaux, produits, services et documents fournis sont conformes aux exigences du projet ». L'objectif consiste à établir un système permettant d'assurer l'exactitude et de maintenir et confirmer le niveau de qualité souhaité. Le système qualité comprendra :

- Un programme de fabrication conforme au code ASME pour les chaudières et les appareils à pression (ASME Boiler and Pressure Vessel Code) le cas échéant. Cette catégorie de travail doit être couverte par un manuel officiel de contrôle de la qualité et doit respecter les aspects du code ASME.
- Un programme de contrôle du soudage régissant tous les travaux de soudage, qu'ils soient inclus dans le code ASME ou non. Le but du programme de contrôle du soudage est de contrôler tous les aspects de la

qualité du soudage, y compris l'élaboration et le contrôle des procédures, les essais, le maintien des normes de rendement et de qualification des soudeurs, l'affectation des procédures à des catégories précises de travail, les inspections des soudures, les essais des soudures, le traitement thermique des soudures et la mise en oeuvre de mesures correctives si des soudures non acceptables sont effectuées.

- Pour les travaux importants qui ne comprennent pas de travail couvert par le code ASME ni de soudage, Énergie Cacouna mettra en oeuvre le programme de qualité nécessaire assorti de procédures qui respectent les exigences ou les dépassent. Les procédures établiront les lignes directrices correspondant aux principaux critères et visant à garantir que les travaux sont conformes à l'intention des dessins et des spécifications du projet.

Le système qualité permettra d'établir les exigences particulières en matière d'inspection. En plus de la surveillance quotidienne des activités de construction, le personnel de la qualité inspectera le travail en cours et le travail achevé et procéderont à des essais conformément au programme d'inspection et d'essais du projet.

2.5.6.1 Essais hydrostatiques des réservoirs de stockage de GNL (essais à la pression)

Les essais hydrostatiques du contenant intérieur seront effectués conformément à l'annexe Q.8 du code API 620 (essais hydrostatiques partiels). Des échantillons de l'eau d'essai seront prélevés et testés afin de déterminer à l'avance si l'eau convient à cet usage. L'eau sera pompée dans le réservoir à un débit n'excédant pas les limites établies par API 620 et alimentée dans le contenant intérieur par le trou d'homme dans le toit du contenant extérieur du réservoir. Le temps de résidence dans le réservoir sera limité afin d'éviter l'encrassement. Environ 106 000 m³ d'eau seront utilisés pour tester chaque réservoir. L'eau sera transférée au second réservoir et réutilisée si le calendrier des essais le permet. Après les essais, l'eau des essais hydrostatiques sera évacuée de manière à respecter les conditions du certificat d'autorisation. Si un traitement est nécessaire, des procédures seront élaborées pour le traitement de l'eau avant son évacuation.

Un essai pneumatique du contenant extérieur sera effectué conformément à l'annexe Q.8 du code API 620 de l'American Petroleum Institute.

Les réservoirs seront surveillés afin de mesurer et d'enregistrer les mouvements des réservoirs intérieur et extérieur pendant la construction et les essais hydrostatiques. Au moins 16 points de reconnaissance ou de référence seront

répartis sur le périmètre de la dalle de support. En outre, le tassement du réservoir intérieur sera surveillé aux mêmes points de circonférence employés pour la dalle et le contenant extérieur. Un point de repère sera aussi établi sur le mur du réservoir extérieur afin de mesurer le tassement différentiel entre les réservoirs intérieur et extérieur. Le tassement différentiel et l'inclinaison de la dalle seront surveillés et enregistrés.

2.5.7 Mise en service

Un programme de démarrage et de mise en service assurera la transition de la phase de construction à la phase d'exploitation commerciale du projet.

Un manuel de mise en service sera préparé. Le manuel fournira une description détaillée des procédures de mise en service des services publics (par exemple, système de détection d'incendie et de danger, système de distribution d'eau en cas d'incendie), de purge des réservoirs et des canalisations, du refroidissement des réservoirs et des conduites de déchargement, ainsi que des procédures de démarrage du système de sortie.

En outre, le manuel fournira des instructions détaillées pour le démarrage de chaque système, les facteurs à prendre en compte en matière de prévention, les précautions spéciales à prendre avant et pendant la mise en service et le contrôle des procédés pendant la mise en service.

Le démarrage se fera progressivement durant l'achèvement de la construction, la vérification, l'alimentation en énergie et la mise en oeuvre opérationnelle initiale des zones d'exploitation du terminal. Les zones individuelles du terminal seront définies comme des ensembles de sous-systèmes. À mesure que la construction avance, les ensembles de sous-systèmes seront transférés de l'équipe de construction au groupe de démarrage pour les activités de démarrage et les essais. Lorsque les essais de démarrage seront terminés pour un ensemble de sous-systèmes, ce dernier sera transféré à l'équipe d'exploitation.

Un ensemble de sous-systèmes est un regroupement fonctionnel d'équipements du terminal, sélectionnés pour permettre le démarrage séquentiel de tous les systèmes des installations. Les ensembles de sous-systèmes comporteront des fiches de vérification des activités tant pour la construction que pour le démarrage. Ces fiches aideront les responsables de la construction et du démarrage à vérifier l'achèvement d'un sous-système.

Chaque ensemble de sous-systèmes achevé comportera les essais documentés des équipements de ce sous-système.

Avant le transfert prévu d'un ensemble de sous-systèmes, le personnel affecté à la construction et le personnel affecté au démarrage feront un essai conjoint des installations. Les travaux de construction encore en cours seront identifiés, surveillés et discutés pendant les réunions hebdomadaires pour la construction et le démarrage.

Une fois que l'équipe de démarrage aura accepté un sous-système, l'ingénieur responsable du démarrage dirigera tous les essais pré-opérationnels requis pour préparer le sous-système à la mise en oeuvre opérationnelle initiale. Les dispositifs et les pièces d'équipement faisant partie des ensembles de sous-systèmes seront soumis à l'essai afin de s'assurer qu'ils sont en parfait état et prêts au service. Ces essais confirmeront aussi que les premiers réglages ont été effectués en vue de la mise en oeuvre opérationnelle initiale. Les essais comprendront la résistance d'isolement, la vérification de la rotation des moteurs, l'étalonnage des relais, la lecture des vibrations et l'étalonnage des instruments.

Lorsque les essais d'un ensemble de sous-systèmes seront terminés, cet ensemble sera mis en service opérationnel.

Un essai de fonctionnement et un essai en service des installations complètes du terminal seront effectués une fois que tous les ensembles de sous-systèmes auront été approuvés.

On entreprendra la formation des opérateurs des installations au début des activités de démarrage. Dans le cadre de ce programme de formation, les opérateurs participeront aux essais et à la mise en oeuvre opérationnelle initiale des sous-systèmes.

Pour les réservoirs de GNL, les VCS et les principaux équipements rotatifs, la formation sera dispensée par le fabricant de l'équipement. Le coordonnateur de la formation communiquera régulièrement avec le responsable du démarrage afin de s'assurer que la formation est donnée au fur et à mesure que les installations du terminal démarrent. La formation sera donnée en classe et sur les lieux de travail. Pendant le démarrage et la vérification des nouveaux équipements et systèmes, les opérateurs en formation assisteront l'équipe de démarrage (apprentissage pratique). Cette étape de formation sur les lieux de travail sera documentée dans le cadre du processus de formation.

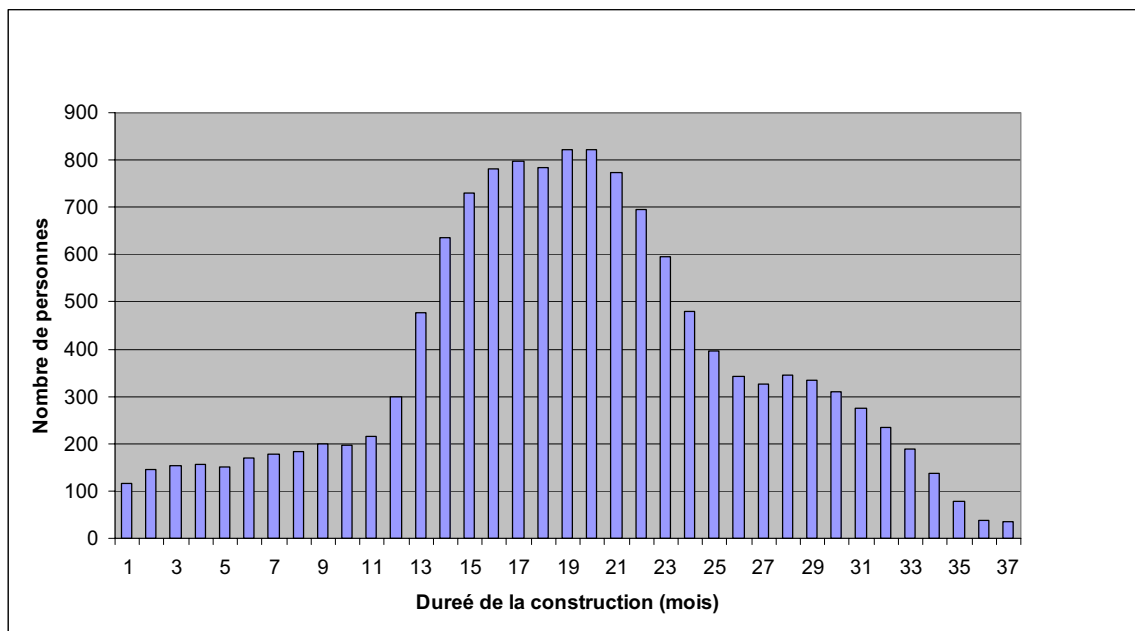
2.5.8 Main-d'oeuvre

Il faudra un nombre considérable de travailleurs de divers métiers et niveaux de compétence pour la construction du projet. On prévoit que les ouvriers qualifiés requis pour le projet pourront être recrutés au Québec.

2.5.8.1 Besoins en main-d'oeuvre

Un histogramme répertoriant le nombre de travailleurs requis pendant la phase de construction apparaît à la figure 2.5-2. Pendant la période de pointe de la construction, du personnel sera requis pour quelques 900 postes. Ce nombre inclut environ 825 travailleurs de construction et environ 50 employés de gestion du chantier et de supervision.

Figure 2.5-2 Personnel travaillant au projet de construction



2.5.8.2 Baraquements

Un campement temporaire accommodera environ la moitié du personnel, le reste trouvant à se loger localement. Énergie Cacouna réservera un terrain près du site du projet pour l'installation du campement temporaire. Le campement sera possiblement situé dans le parc industriel à proximité du site du projet

Le campement sera installé et exploité par un entrepreneur spécialisé. Le campement pourra accommoder de 100 à 500 personnes selon les besoins en main-d'oeuvre. Le reste du personnel devra faire la navette entre le domicile et le travail ou trouver à se loger dans les communautés avoisinantes. Le campement sera composé de roulottes et comprendra des chambres, des douches, une cafétéria et des installations de loisirs et de premiers soins.

2.5.8.3 Heures de travail

Le chantier du projet sera normalement actif de 7 h 00 à 19 h 00, du lundi au vendredi. Toutefois, il y aura des périodes d'activités s'étendant sur 24 heures et qui exigeront deux quarts de travail par jour. Cette situation se produira surtout pour le travail qui dépend de la température ou lors d'un retard par rapport au calendrier. Du travail ponctuel pourrait aussi être requis le samedi et le dimanche.

Certains travaux, comme la construction des réservoirs de stockage et certains travaux de construction maritime, exigeront un travail continu. Pour ces activités, une semaine de travail de 7 jours comportant deux quarts de travail de 12 heures par jour est prévue.

2.5.8.4 Transport des travailleurs

Des autocars assureront le transport des travailleurs du campement au chantier de travail. Des autocars pourront aussi prendre des travailleurs à des points de rassemblement près d'endroits où de nombreux travailleurs seront domiciliés. Une aire de stationnement sera mise à disposition au parc industriel de Cacouna pour les travailleurs désirant être transportés par autocars jusqu'au chantier de travail.

2.5.9 Transport, stockage et manutention

2.5.9.1 Livraison des matériaux et des équipements

Les équipements et les matériaux nécessaires à la construction et aux installations peuvent être livrés par bateau, par train ou par camion. La méthode employée pour un matériau particulier dépend de son point d'origine de l'accès et de l'itinéraire à emprunter. Les fournisseurs locaux seront privilégiés.

L'utilisation du fleuve Saint-Laurent pour le transport de l'équipement lourd est une méthode efficace pour livrer les éléments préfabriqués et en modules. L'expédition par bateau réduit aussi la circulation des camions de livraison sur les axes routiers. En outre, le site est adjacent au Port de Gros Cacouna, qui peut

être utilisé pour le déchargement des matériaux et des équipements et pour le stockage temporaire des matériaux, au besoin, atténuant ainsi la congestion sur le site du terminal.

Les chemins de fer peuvent aussi être utilisés pour la livraison des équipements et des matériaux. Des recherches seront requises pour repérer la voie secondaire disponible la plus proche comblant les exigences en matière de chargement et d'espace. Cette solution exigera peut-être l'amélioration d'un embranchement existant ou l'ajout d'un nouvel embranchement.

La livraison d'une partie des équipements et des matériaux empruntera les routes locales et les autoroutes. Les routes locales à proximité du projet pourront exiger des améliorations en prévision de l'augmentation des charges et de la circulation, et seront restaurées à la fin de la phase de construction du projet. Les camions suivront les routes existantes jusqu'au site et circuleront surtout pendant la journée. Les charges seront attachées. Les matériaux en vrac, comme le sable et le gravier, seront recouverts d'une bâche.

La construction exigera une quantité importante de béton. Le béton sera mélangé dans une usine de dosage spécialisée située sur le site ou à proximité. Des camions malaxeurs, des grues et des pompes à béton seront utilisés pour déplacer le béton sur le site du projet, au besoin. Les agrégats nécessaires à la production seront soit fabriqués sur le chantier à partir de déblais rocheux soit livrés au site à partir de sources locales. Le béton sera livré au site du projet dans des camions malaxeurs fermés ou par barge.

On prévoit de 30 à 500 livraisons par camion chaque mois au site du projet et environ 8 000 au total. Ce nombre exclut les camions malaxeurs, puisque l'usine de dosage de béton sera située sur le chantier ou très près du site du projet.

À la livraison des équipements et des matériaux au site, ceux-ci seront enregistrés et stockés de manière appropriée s'ils ne sont pas utilisés immédiatement. Les équipements, matériaux et pièces de petite taille seront entreposés. Les équipements et matériaux plus encombrants seront placés dans des zones de dépôt et couverts ou protégés au besoin. Les agrégats seront placés dans une aire d'empilage désignée et protégés adéquatement afin de réduire au minimum l'érosion éolienne et hydrique. Les matériaux arrivant par bateau ou par train demeureront temporairement au port ou dans la cour de triage jusqu'à la livraison au site du projet.

2.5.9.2 Matières dangereuses

Toutes les matières dangereuses sous la garde et le contrôle du projet ou de l'un de ses sous-traitants seront livrées, stockées, utilisées et éliminées en temps utile conformément à un programme de gestion des déchets élaboré aux fins du projet et qui respectera les lois et règlements applicables. Le programme de gestion des déchets servira de guide pour l'utilisation, la manutention, le stockage, le transport, l'élimination et le recyclage sécuritaires de tous les déchets et matières dangereuses utilisés et produits par les activités de construction et d'exploitation. Des fiches signalétiques conformes aux exigences fédérales et provinciales et fournissant des renseignements spécifiques sur chacune des matières arrivant au site, sa toxicité et ses propriétés ainsi que le traitement requis, feront partie intégrante de ce programme.

Énergie Cacouna a procédé à une évaluation environnementale de site de phase I et II à l'automne 2004 et aucun problème n'a été décelé. Toutefois, si une matière dangereuse préexistante était découverte sur le site du projet pendant la construction, ce fait sera porté à l'attention d'Énergie Cacouna. Il sera de la responsabilité d'Énergie Cacouna et des parcs appropriés d'identifier, d'enlever et d'éliminer la matière avant la reprise des travaux de construction dans la zone de la découverte.

Les matières dangereuses stockées sur le site du projet seront étiquetées conformément aux règlements suivants, lorsque applicable : *Règlement sur les produits contrôlés, Règlement sur l'information concernant les produits contrôlés, Règlement sur les matières dangereuses, Règlement sur la santé et la sécurité du travail.*

Afin d'assurer une capacité d'intervention adéquate en cas de déversement de carburant, de GNL ou autre, tous les véhicules de transport de carburant et les véhicules des contremaîtres des entrepreneurs transporteront une matière sorbante commerciale appropriée. En outre, des estacades et blocs absorbants flottants seront disponibles et accessibles sur le site du projet pour le nettoyage des déversements en eaux libres et seront éliminés dans des installations approuvées.

Explosifs

Les permis requis pour l'utilisation, le stockage et le transport d'explosifs seront obtenus et leurs conditions seront respectées.

Seules les personnes expertes en manutention d'explosifs seront habilitées à superviser, manipuler, transporter et charger les explosifs et à procéder aux travaux de dynamitage.

Carburant diesel et essence

Le principal carburant utilisé sur le site pour l'équipement sera le carburant diesel. De petites quantités d'essence seront également nécessaires. Il est prévu que les équipements seront ravitaillés au besoin par un camion de livraison de carburant faisant des visites régulières au site du projet. Toutefois, il faudra peut-être stocker du carburant sur le site.

Tous les véhicules et équipements utilisés pour le ravitaillement en carburant seront dotés d'une vanne de fermeture automatique. Tous les équipements et toutes les activités de ravitaillement en carburant présentant des possibilités de déversement accidentel devront comporter des moyens de confinement appropriés mis en place avant le début de travaux. Tout déversement accidentel sera géré conformément aux procédures d'intervention en cas de déversement élaborées pour le projet.

Les réservoirs de stockage de carburant seront conformes aux règlements applicables en matière d'emplacement, de confinement, de réponse, de surveillance et de signalement.

2.5.9.3 Gestion des déchets

Énergie Cacouna élaborera un programme détaillé de gestion des déchets pour la phase de construction du projet. Le programme de gestion des déchets s'appliquera à tous les employés, consultants et entrepreneurs dont les activités sur le site peuvent produire des déchets.

Le programme de gestion des déchets servira de guide pour l'utilisation, la manutention, le stockage, le transport, l'élimination et le recyclage sécuritaires de tous les déchets et matières dangereuses utilisés et produits par les activités de construction et d'exploitation. Les déchets seront recyclés dans toute la mesure du possible.

Le programme de gestion des déchets visera à garantir que la gestion des déchets et des matières dangereuses respecte sans exception les règlements applicables. Il garantira qu'un système complet de gestion des déchets et des matières dangereuses est en place et qu'il comporte des procédures et des directives en matière :

- de caractérisation et classification;
- de manutention et de stockage;
- de transport;
- d'élimination et de recyclage; et
- de gestion des dossiers.

Le programme précisera le type, le nombre et l'emplacement des divers bacs à déchets et décrira les méthodes de protection de ces bacs contre les animaux nuisibles.

Matières dangereuses résiduelles

Les matières dangereuses résiduelles produites pendant la construction, comme les huiles usées des équipements mobiles, seront traitées ou éliminées conformément au *Règlement sur les matières dangereuses* et autres règlements applicables.

Les travaux d'entretien de la plupart des équipements automobiles produisant des déchets (par exemple la vidange d'huile) seront effectués hors du site. Toutefois, l'entretien de certains équipements, comme les excavatrices et les grues, doit être effectué sur le site. Des procédures spéciales seront établies pour l'entretien sur le site et le traitement des déchets produits. Les huiles usées seront éliminées conformément aux règlements applicables ou transportées vers des installations de récupération appropriées.

Matériaux de construction et autres déchets solides

Les déchets de construction seront principalement composés de bois de coffrage, de béton et de rebuts de métal. Ces déchets seront récupérés, puis réutilisés, recyclés ou éliminés. Les restes de béton seront déposés dans un site de disposition des produits solides ou récupérés, broyés et réutilisés comme remblai granulaire. Les déchets domestiques provenant des roulottes de la construction seront en général des déchets de bureau. Les déchets de papier et de carton seront recyclés.

Eaux usées (égouts)

Des toilettes portatives seront utilisées sur le site et demeureront en place durant toute la période de construction. Les déchets de ces toilettes portatives seront recueillis dans des bacs à eaux usées. Des entreprises spécialisées recueilleront et élimineront le contenu des toilettes portatives et des bacs à eaux usées.

Les eaux usées du campement seront traitées dans le système d'égout municipal ou dans une fosse septique à l'usage du site ou placées dans des bacs à eaux usées et enlevées régulièrement par des entrepreneurs autorisés pour élimination. La méthode utilisée dépendra de l'emplacement sélectionné pour le campement et des services disponibles à cet endroit et de ce que permet la réglementation municipale

2.5.10 Approvisionnement en eau

2.5.10.1 Introduction

Le projet exigera l'alimentation en eau pour le chantier de travail ainsi que pour le campement pour les usages suivants :

Chantier de travail :

- production du béton;
- essais hydrostatiques;
- usage général pour le nettoyage des équipements et les toilettes portatives; et
- eau potable.

Campement :

- usage général pour les toilettes et les douches; et
- eau potable pour la consommation et la cuisine.

Les données hydrogéologiques préliminaires suggèrent qu'un puits foré sur place pourrait être une source d'alimentation en eau. Toutefois, si d'autres essais indiquent que la qualité de l'eau ou sa quantité est inadéquate on peut obtenir de l'eau d'autres sources, y compris :

- le fleuve Saint-Laurent;

- le service municipal d'alimentation en eau potable; et
- l'eau embouteillée ou transportée par camion si l'eau du puits n'est pas potable.

La sélection de la source appropriée dépendra de la qualité de l'eau et de la quantité d'eau disponible de cette source en fonction des besoins prévus. Les sections suivantes résumant chacun de ces besoins et la source correspondante d'alimentation prévue.

2.5.10.2 Production du béton

Du béton est requis pour les fondations, les bouchons des caissons et l'enveloppe de confinement extérieure des réservoirs de stockage de GNL. La quantité de béton nécessaire est estimée à environ 90 000 m³. Le béton sera produit dans une usine de dosage spéciale située sur le site ou à proximité.

De l'eau propre sera nécessaire pour le malaxage du béton. Selon le volume estimé ci-dessus, il faudra environ 14 400 m³ d'eau pendant une période de trois ans pour la production du béton.

Énergie Cacouna évaluera la qualité et la quantité de l'eau disponible sur le site. Si l'alimentation en eau suffit à combler les besoins et si sa qualité est conforme aux exigences, un puits sera foré sur le site. Sinon, l'eau sera alimentée à partir du système municipal d'alimentation en eau ou livrée par camion.

2.5.10.3 Eau pour les essais hydrostatiques

De l'eau sera nécessaire pour les essais hydrostatiques des canalisations, des réservoirs de stockage de GNL et de divers autres contenants. Avant les essais, les canalisations, réservoirs et contenants seront nettoyés et les débris seront enlevés. L'eau douce est le liquide d'essai privilégié. Toutefois, si la quantité d'eau douce est insuffisante, on pourra utiliser de l'eau saumâtre prélevée directement du fleuve Saint-Laurent par des prises grillagées. Les essais des réservoirs de stockage de GNL exigeront environ 106 000 m³ d'eau par réservoir. Pour réduire la quantité d'eau requise, l'eau ayant servi aux essais du premier réservoir de stockage de GNL sera transférée pour les essais du deuxième réservoir, si le calendrier le permet.

Si de l'eau saumâtre est utilisée pour les essais, le traitement de l'eau avec un biocide sera peut-être nécessaire. En outre, des essais hydrostatiques avec de l'eau saumâtre exigent le rinçage à l'eau douce des canalisations, réservoirs et contenants après les essais afin d'enlever toute contamination par le sel.

Après les essais hydrostatiques, l'eau ayant servi aux essais devrait être propre et non contaminée, sauf pour des traces de saleté ou de biocide si de l'eau saumâtre est utilisée. L'eau ayant servi aux essais sera déversée dans le fleuve Saint-Laurent. L'eau sera testée et traitée au besoin afin de neutraliser tout biocide résiduel.

2.5.10.4 Eau potable pour le site

Une quantité limitée d'eau potable sera requise sur le site du projet pour les bureaux, la baraque du gardien, le poste de premiers soins et d'autres installations. De l'eau embouteillée sera fournie pour la consommation pendant la construction.

2.5.10.5 Usage général pour le site

De l'eau sera requise à d'autres fins, notamment le lavage des équipements, les toilettes portatives et les bureaux temporaires. Énergie Cacouna se renseignera sur la possibilité d'utilisation d'un puits local pour pourvoir à cette demande. De l'eau du système municipal pourra aussi être utilisée, ou encore de l'eau apportée par camion.

2.5.10.6 Campement temporaire

Dans le campement, de l'eau potable sera nécessaire pour la consommation et la préparation des aliments, ainsi que de l'eau propre pour le lavage, les douches et les installations sanitaires. Si la réglementation municipale le permet l'emplacement privilégié pour le campement sera dans le parc industriel situé près du site du projet. Le parc industriel est desservi par le système municipal d'alimentation en eau. Par conséquent, le système municipal d'alimentation en eau est la source privilégiée pour combler toutes les demandes en eau du campement. On se renseignera aussi sur la possibilité d'utiliser un puits dédié. La validité de cette option sera évaluée en fonction de la qualité et de la quantité de l'eau forée. Il sera aussi possible d'utiliser de l'eau transportée par camion d'une source éloignée si le raccord au système municipal d'alimentation en eau potable et l'utilisation d'un puits sont impossibles.

2.5.11 Émissions dans l'atmosphère pendant la construction

2.5.11.1 Sources d'émissions associées à la construction

Le projet occasionnera des émissions temporaires et continues dans le bassin atmosphérique local. Pendant la construction, des sources d'émissions seront associées aux activités suivantes :

- la démolition et élimination des silos à ciment en place;
- le dynamitage de la roche;
- les opérations de terrassement sur le site;
- l'alimentation en électricité sur le site par des moteurs diesel;
- l'usine de dosage de béton;
- la manutention des matières; et
- la circulation de petits et gros véhicules sur et hors site.

Pendant la préparation du site, le dynamitage et l'enlèvement d'une partie de la paroi rocheuse seront nécessaires. En outre, le silo en béton existant sera démoli et enlevé. Les émissions relatives à ces deux activités seront produites au tout début du calendrier des travaux et seront de courte durée.

La construction sur le site du projet exigera l'utilisation de bennes à chargement frontal et de grues, le transport d'agrégats, le déplacement de camions de petite et de grande taille, ainsi que l'exploitation d'une usine de dosage de béton. On prévoit sur le site 33 moteurs diesel alimentant les grues et l'équipement mobile, ainsi que 10 véhicules lourds et 817 véhicules légers sur le site et à proximité. En outre, une usine de dosage de béton produisant 120 mètres cubes par heure (m³/h) sera érigée et exploitée pendant la phase de construction. Une génératrice diesel de secours sera aussi installée sur le site pour fournir de l'électricité en cas de panne. Les chemins seront arrosés pour réduire les émissions de poussière.

Les émissions associées à la préparation du site et à la construction comprendront des matières particulaires (MP), des poussières fines (PM_{2.5} et PM₁₀), des oxydes d'azote (NO_x), du dioxyde de soufre (SO₂), du monoxyde de carbone (CO), des composés organiques volatils (COV), et des hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP). Pendant le défrichage et la préparation du site, les équipements suivants seront les principales sources de bruit :

- les compresseur d'air;

- la foreuse pneumatique chenillée;
- l'usine de dosage de béton;
- les camions malaxeurs;
- les grues sur chenilles;
- le concasseur;
- les bulldozers;
- les excavatrices;
- les bennes à chargement frontal;
- la génératrice;
- la trémie et le convoyeur;
- la foreuse hydraulique chenillée; et
- le marteau de battage (mouton).

Pendant la construction des installations terrestres et des réservoirs de stockage de GNL, les équipements suivants seront les principales sources de bruit :

- les compresseurs d'air;
- le dynamitage (impact);
- l'usine de dosage de béton;
- les grues sur chenilles;
- les camions à benne;
- les excavatrices;
- les bennes à chargement frontal;
- la génératrice;
- la grue Manitowoc 4100;
- les grues TT;
- le moteur électrique de la grue à tour;
- le moteur diesel de la grue à tour; et
- les soudeuse.

Pendant la construction des installations maritimes, les équipements suivants seront les principales sources de bruit :

- le navire de relève;
- la benne à chargement frontal;
- la génératrice;
- la trémie et le convoyeur;
- la batteuse de pieux (Delmag D-46); et
- les remorqueurs, 368 kW.

2.6 PHASE D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN

Énergie Cacouna entend exploiter et entretenir le terminal suivant un ensemble de procédures d'exploitation documentées qui sera élaboré ultérieurement. Les procédures d'exploitation respecteront les exigences d'entretien et d'exploitation fournies par les fabricants des équipements et les pratiques prudentes de services publics. Toutes les procédures d'exploitation respecteront les exigences de la réglementation fédérale, provinciale et locale, y compris les règlements portant sur l'environnement, la santé et la prévention.

Pour assurer que le terminal est exploité à un niveau de sécurité élevé et selon un haut niveau de disponibilité, TransCanada intégrera à la conception du terminal des technologies de surveillance et de contrôle stricts et des systèmes redondants pour les équipements essentiels. L'équipement avec système redondant pourra être isolé ou contourné pour réparation sans arrêt de l'exploitation du terminal. Pour faciliter les opérations de routine, les tâches d'entretien d'équipements, le remplacement d'équipement et les réparations, le terminal comportera des zones de dépôt adéquates, ainsi que de l'équipement permanent de hissage et de levage.

Les pièces détachées essentielles à l'exploitation et les pièces de rechange principales seront stockées sur le site du terminal afin de réduire au minimum les périodes d'arrêt dues aux pannes ou aux événements d'entretien non planifiés.

Tous les opérateurs et autres membres du personnel du site recevront une formation en technique et en prévention poussée; cette formation fera l'objet de mises à jour et de révisions annuelles au minimum, tout au long de la période d'emploi. Le personnel prévu pour les installations comptera 35 personnes qui assureront l'exploitation du terminal 24 heures par jour, sept jours par semaine.

La planification et les mesures d'intervention en cas d'urgence sont décrites à la section 9 du présent rapport.

2.6.1 Exploitation des installations maritimes

L'exploitation des installations maritimes sera dirigée par un capitaine d'amarrage ou un capitaine de déchargement qui coordonnera tous les aspects des opérations de déchargement avec l'opérateur de la salle de commande. Le capitaine d'amarrage ou de déchargement sera responsable de la coordination des remorqueurs requis pour l'accostage des méthaniers et, l'hiver, pour la gestion des glaces. Des membres de la Corporation des pilotes du Bas Saint-Laurent monteront à bord du méthanier aux Escoumins et conseilleront le capitaine pour les dernières manoeuvres d'approche à Gros Cacouna. Lorsque les conditions l'exigent, un conseiller en glaciologie montera à bord à Port aux Basques (Terre-Neuve) pour conseiller le capitaine quant au meilleur passage à emprunter dans les glaces.

Si le soutien des remorqueurs n'est pas disponible pour les manoeuvres d'accostage ou si les prévisions météorologiques ou les conditions des glaces sont trop extrêmes pour un accostage sûr, le méthanier se rendra à un point d'ancrage désigné pour attendre les remorqueurs ou une amélioration du climat. Cette procédure s'appliquera également si des remorqueurs brise-glace ne sont pas disponibles pour les opérations de déchargement lorsque les conditions des glaces sont considérées dangereuses, mais que l'accostage est possible.

Pendant l'hiver, les glaces seront dégagées près du poste d'amarrage avant l'arrivée d'un méthanier selon des procédures de gestion des glaces établies. Ces travaux seront coordonnés par le capitaine d'amarrage ou de déchargement et l'opérateur de la salle de contrôle. Après l'arrivée à quai, l'équipage du méthanier surveillera en continu les systèmes du navire. Des remorqueurs brise-glaces seront en attente et assureront la gestion des glaces en cas de besoin.

Il existe une possibilité de mouvements imprévus du méthanier pendant le déchargement en raison des vagues, des vents et de la marée. Pour éviter tout danger ou risque à la sécurité dans une telle situation, les bras de déchargement seront dotés de dispositifs de déconnexion rapide. Ces dispositifs isolent le GNL se trouvant à bord du méthanier et empêchent le retour de gaz à partir des installations terrestres, afin d'éliminer les risques de contamination de la jetée et des environs dans l'éventualité où les bras seraient déconnectés. En cas de panne d'électricité, des installations d'appoint fourniront l'électricité aux installations d'amarrage et de déchargement. Les installations maritimes seront conçues pour assurer un accostage et un soutien sûrs des méthaniers et le transfert sans danger du GNL des méthaniers vers les réservoirs de stockage à terrestres.

2.6.2 Stockage et transformation du GNL

2.6.2.1 Déchargement et stockage du GNL

Le GNL sera aspiré du méthanier par les pompes se trouvant à bord et refoulé dans les réservoirs de stockage de GNL. La vapeur froide du GNL sera retournée à partir des réservoirs de stockage de GNL vers le méthanier pour y gérer la pression. On prévoit que les opérations de déchargement exigeront de 12 à 14 heures par navire, avec une fréquence d'environ 50 cargaisons par année. Pendant que le méthanier est à quai, son équipage gèrera les lignes d'amarrage pour compenser l'amplitude des marées et participera aux opérations de déchargement. Un opérateur du terminal supervisera exclusivement l'opération de déchargement; des opérateurs supplémentaires pourront être appelés à lui venir en aide pour cette tâche.

Un opérateur de la salle de contrôle, assisté d'un opérateur sur place, suivra en tout temps la pression des réservoirs de GNL. Les conditions de surpression et de dépression s'afficheront au SCR et déclencheront une alarme si les conditions exigent une action corrective de la part de l'opérateur en outre du système de contrôle automatisé du terminal. La pression, la température du liquide et de la paroi et du fond du réservoir, ainsi que le niveau du liquide seront enregistrés et affichés en continu dans la salle de commande. Un employé sera affecté à la jetée et sera responsable des opérations de déchargement. Cette personne sera aussi en mesure d'arrêter les équipements de déchargement du côté du terminal et, suivant une entente écrite avec la compagnie maritime, les équipements de déchargement du méthanier. Inversement, le méthanier aura en poste un superviseur du déchargement qui sera en mesure d'interrompre les opérations de déchargement du navire et celles du terminal s'il constate un danger.

2.6.2.2 Systèmes de prévention pour le déchargement et le stockage du GNL

Système de protection contre la surpression des réservoirs de stockage en situation anormale

La pression est contrôlée par un système de compresseurs et de ventilateurs qui retirent la vapeur excédentaire des réservoirs. Dans le cas peu probable d'une panne du système de contrôle de la pression, la montée de pression sera d'abord traitée par une soupape de détente qui décharge la vapeur excédentaire dans une cheminée de ventilation à basse pression. Si cette première mesure est insuffisante, une série de soupapes de sécurité à pression s'ouvriront à trois points différents afin de libérer la vapeur de gaz naturel dans l'atmosphère à haute altitude au-dessus du réservoir. On prévoit que l'activation des soupapes de

sécurité se produira rarement pendant la durée d'exploitation du terminal. Les soupapes de sécurité seront de taille à accommoder les accidents majeurs, y compris les tonneaux (voir la description du phénomène de tonneau ci-dessous).

Système de protection contre la pression négative des réservoirs de stockage

Afin de protéger les réservoirs en cas de dépression, le système de contrôle arrêtera les compresseurs et ventilateurs et, si cette mesure est insuffisante, fournira du gaz d'appoint aux réservoirs à partir de la sortie des vaporisateurs. Ces actions empêcheront les réservoirs d'atteindre des conditions de pression négative. Si elles ne fonctionnent pas tel que prévu, une soupape de décharge permettra l'entrée d'air dans le réservoir afin de prévenir tout dommage. L'activation de la soupape de décharge est un événement extrêmement rare et on s'attend à ce qu'elle ne se produise pas pendant la durée d'exploitation du terminal.

Protection contre les débordements

Les réservoirs seront dotés de palpeurs de niveau électroniques de pointe, y compris des systèmes redondants. Des alarmes de haut niveau seront intégrées dans le système des palpeurs de niveau. Dans le cas où l'opérateur ne poserait aucune action, un dispositif de commutation à haut niveau interrompra automatiquement l'opération de remplissage.

Protection contre les tonneaux

Un tonneau se produit lorsque du GNL de forte densité est stocké sur un volume de GNL de plus faible densité et que les deux volumes « roulent » soudainement dans le réservoir, c'est-à-dire que le GNL plus dense, donc plus lourd, coule au fond du réservoir et prend la place du GNL moins dense. Le GNL de plus faible densité, qui était stocké sous la légère pression hydrostatique due au poids du GNL plus dense, émerge en surface; les composants les plus légers, notamment le méthane, qui étaient contenus dans le liquide sous pression hydrostatique, s'évaporent soudainement. Le résultat est une très importante augmentation dans le débit d'évaporation et du volume de gaz à traiter.

L'instabilité due au roulement est très rare et suit une période d'incubation relativement longue. Cette période n'est normalement jamais atteinte dans les terminaux de GNL modernes, qui comportent un taux de remplacement élevé des produits. Néanmoins, les concepteurs et opérateurs connaissent ce phénomène et les réservoirs sont conçus et exploités en vue de prévenir un tel incident. Le niveau, la température et la densité du contenu des réservoirs de stockage sont contrôlés en permanence, de leur partie supérieure à leur partie inférieure. Au

début du processus de stratification, qui indique des conditions favorables aux tonneaux, les opérateurs peuvent prendre les mesures correctives nécessaires en toute sécurité.

En plus des soupapes de sécurité à pression conçues pour traiter les conditions de tonneau, le réservoir est protégé par les systèmes suivants :

- capteurs de température et de densité avertissant l'opérateur dès le début du processus de stratification du GNL dans le réservoir;
- canalisations de remplissage placées dans le haut et le bas du réservoir et permettant à l'opérateur de placer les nouveaux chargements de GNL soit au-dessus ou en dessous du GNL déjà stocké dans le réservoir, selon le rapport de densité entre les deux; et
- capacité de circulation du GNL du fond du réservoir jusqu'au dessus de la couche supérieure de GNL à l'aide des pompes de premier stade (pompes internes du réservoir).

2.6.2.3 Regazéification

Les pompes à basse pression internes des réservoirs envoient le gaz d'émission au recondenseur, où le gaz d'évaporation récupéré des réservoirs est liquéfié et mélangé au GNL d'expédition. Le GNL est ensuite porté à la pression du gazoduc dans des pompes à haute pression avant d'entrer dans les VCS, où le gaz est vaporisé et réchauffé à la température du gazoduc.

Les VCS emploient un bain d'eau chaude pour vaporiser le GNL et réchauffer la vapeur. Le bain d'eau est chauffé par des brûleurs au gaz naturel submergés. Les émissions des brûleurs et l'eau chaude sont tous deux utilisés pour réchauffer le GNL.

Au besoin, de l'azote est injecté dans le gaz naturel en aval des VCS pour contrôler le pouvoir calorifique du gaz d'émission en fonction des spécifications du gazoduc.

En cas de fuite ou de problème potentiel dans les VCS, un arrêt se produira au niveau pertinent, jusqu'à ce que le problème puisse être résolu.

2.6.3 Transport et stockage

2.6.3.1 Matériaux et équipements

Pendant l'exploitation, le trafic terrestre sera composé du transport du personnel jusqu'au terminal (un minimum de 30 voyages par jour environ) et de la livraison de matériaux (environ 10 voyages par semaine). Les équipements mécaniques et les pièces détachées seront mis en entrepôt.

2.6.3.2 Matières dangereuses

Le Système d'information sur les matières dangereuses utilisées au travail (SIMDUT) élaboré pendant la phase de construction du projet sera également appliqué au cours de l'exploitation. Toutes les matières dangereuses résiduelles produites sur le site seront éliminées ou traitées conformément à la réglementation applicable. Les matières typiquement entreposées sur le site sont notamment les suivantes :

- des huiles lubrifiantes;
- du carburant diesel;
- des nettoyants;
- des solvants;
- de l'hydroxyde de sodium;
- des produits de traitement de l'eau; et
- du propylène glycol en solution dans l'eau à 50 % (antigel de machinerie et chauffage).

L'eau des vaporisateurs par combustion submergés devra être neutralisée. À cette fin, de l'hydroxyde de sodium sera ajouté en petites quantités pour stabiliser l'acidité du bain aqueux.

Toutes les matières dangereuses seront inventoriées et contrôlées. Cet inventaire sera effectué et mis à jour tout au long de l'exploitation. Des inspections du site, le bon entretien des installations et la maintenance des équipements et des systèmes formeront une partie intégrante du maintien de la protection environnementale. Cet objectif sera atteint en réduisant les risques de fuite et de déversement de matières dangereuses dans l'environnement.

2.6.3.3 Systèmes de prévention relatifs aux matières dangereuses

La manutention du carburant et des autres matières dangereuses sera effectuée conformément à la réglementation applicable. *Loi canadienne sur le transport des marchandises dangereuses, la Loi sur la santé et la sécurité du travail et le Règlement sur les matières dangereuses.*

Les matières dangereuses seront stockées dans des aires d'entreposage et des contenants appropriés. Ces mesures incluent l'utilisation d'une aire d'entreposage secondaire, telle qu'un immeuble ou une salle spécifiquement conçue pour l'entreposage des matières dangereuses.

Toutes les zones où un déversement peut se produire seront dotées des installations de récupération appropriées. Toutes les installations d'entreposage et les conduites seront contrôlées par le personnel du terminal pour le repérage des fuites et des déversements. En cas de fuite, de déversement ou d'évacuation de gaz, les autorités compétentes seront averties. Des trousseaux d'urgence seront disponibles pour le nettoyage des déversements. Le personnel du terminal aura un rôle important à jouer dans le repérage des problèmes potentiels.

2.6.4 Gestion des résidus

2.6.4.1 Eaux de procédé

Les eaux résiduelles des procédés, incluant les eaux résiduelles des VCS et les eaux usées du site non contaminées par de l'huile seront neutralisées, collectées et déversées dans le fleuve Saint-Laurent. En général, les VCS produiront environ 10 800 litres par heure (l/h) d'eau excédentaire par 500 mmcf/d de gaz naturel émis. Le surplus d'eau des vaporisateurs par combustion submergée sera déversé dans le fleuve Saint-Laurent.

Les eaux contaminées par de l'huile seront épurées par séparation et l'eau usée épurée sera déversée dans le fleuve Saint-Laurent. Les huiles résiduelles et autres contaminants seront traités en tant que matières dangereuses. Des systèmes reconnus seront utilisés pour mesurer la qualité des eaux déversées pour assurer la sécurité du public.

2.6.4.2 Eaux usées

Les eaux usées seront collectées des divers bâtiments du terminal et acheminées vers un réservoir de rétention conformément aux codes, lois et règlements applicables. Le réservoir de rétention sera vidé au besoin par des entrepreneurs spécialisés dans l'élimination des eaux usées. Si les conditions du sol le permettent, l'option d'utiliser une fosse septique et un champ d'épandage pourrait être envisagée. Dans ce cas, des mesures seront prévues pour garantir que la fosse septique et le champ d'épuration fonctionnent correctement et ne contaminent pas les cours d'eau environnants.

2.6.4.3 Déchets solides

Les déchets produits sur le site seront collectés, entreposés et recyclés ou mis en décharge conformément aux règlements applicables. Les déchets de combustibles générés par l'exploitation seront collectés et entreposés dans des contenants couverts. Les occasions de réduire, réutiliser et recycler les matières résiduelles seront privilégiées. Des services appropriés d'enlèvement seront employés pour les déchets solides non industriels, les ordures ménagères et le recyclage.

2.6.5 Besoins en main-d'oeuvre

Environ 35 personnes seront employées sur le site du projet au cours des activités normales d'exploitation. L'horaire normal de travail pour les employés administratifs sera de huit heures par jour, cinq jours par semaine. Les opérateurs du terminal travailleront en équipes tournantes selon des quarts de douze heures, de manière à ce que la salle de commande et les opérations des installations soient garanties 24 heures par jour, sept jours par semaine. Les types de postes à combler peuvent comprendre notamment les suivants :

- administration
 - directeur de terminal
 - conseiller en prévention
 - secrétaires
- exploitation
 - superviseurs de quart
 - opérateurs de panneaux de commande
 - opérateurs des installations
 - technicien de laboratoire

- service d'entretien
 - superintendant de l'entretien
 - mécanicien d'entretien
 - tuyauteur
 - électricien
 - technicien en instrumentation
 - personnel de prévention
 - personnel de sécurité
 - manutentionnaires
 - directeur de port ou officier de chargement
 - manoeuvres

Une formation poussée sera donnée à tous les opérateurs et aux autres membres du personnel du terminal à l'embauche et tout au long de leur emploi sur le site. Les postes exigeant des compétences particulières (par exemple des connaissances en cryogénie) qui ne peuvent pas être comblés localement exigeront peut-être de l'embauche hors de la région.

2.6.6 Besoins et fréquence de l'entretien

Les installations du terminal seront sujettes à des opérations continues de maintenance préventive et d'entretien planifié suivant les échéanciers de maintenance des fabricants des équipements et les exigences de la norme CSA Z276. En outre, en suivant l'évolution des conditions on pourra planifier l'entretien d'équipements essentiels, tels que les pompes de GNL internes et externes des réservoirs.

Des équipements excédentaires, par exemple les pompes, les vaporisateurs et les compresseurs, permettront de continuer la production au débit nominal, même durant les opérations d'entretien.

Mis à part le contrôle du système thermique, de la stratification et des conditions générales de la surface extérieure, les réservoirs de stockage exigeront très peu d'entretien.

L'aménagement du terminal garantira l'accessibilité complète des lieux pour les activités d'entretien, peu importe les conditions atmosphériques.

Un système informatisé de gestion de la maintenance intégrera les inspections, l'entretien et l'inventaire des pièces détachées afin que les activités d'entretien puissent se dérouler selon l'horaire prévu.

Les procédures d'exploitation assureront que le terminal est entretenu selon les exigences les plus strictes et les meilleures pratiques de l'industrie, et que l'exploitation et l'entretien du terminal respectent les normes gouvernementales applicables. La conception, l'exploitation et l'entretien des équipements du terminal se feront sur la base de l'expérience acquise lors de projets antérieurs et utiliseront des technologies reconnues propres aux installations de GNL.

2.6.7 Émissions dans l'atmosphère pendant l'exploitation

L'exploitation du terminal entraînera des émissions dans l'air environnant atmosphérique local depuis les sources suivantes :

- les VCS;
- la génératrice auxiliaire à bord des méthaniers;
- la circulation des véhicules sur le site et aux alentours; et
- la génératrices diesel de secours.

Le projet comprendra trois vaporisateurs par combustion submergée fonctionnant à un niveau d'émission de 5 mmscf/d. Un quatrième vaporisateur sera installé et utilisé selon les besoins ou, encore, lorsque l'expédition de gaz naturel excède 500 mmscf/d.

Les méthaniers seront amarrés pendant de longues périodes (jusqu'à 24 heures) pendant le déchargement. Tous les méthaniers déchargeant au terminal respecteront les exigences des normes fédérales applicables aux émissions, notamment l'annexe VI de la convention MARPOL (IMO 2002) et les directives du CCME (CCME 1998, 2000). Au poste d'amarrage, les méthaniers opéreront une génératrice auxiliaire au diesel de 7 MW pour l'alimentation des équipements de bord, y compris les pompes de GNL servant au déchargement.

Pendant l'exploitation normale, il y aura des émissions produites par la circulation quotidienne des véhicules du personnel et de livraison. Lors de pannes de courant, des génératrices d'appoint au diesel produiront des émissions.

Les émissions occasionnées par les activités d'exploitation normales incluront notamment les substances suivantes : SO₂, NO_x (NO et NO₂), PM₁₀, PM_{2,5}, CO, COV et HAP totaux.

2.6.8 Émissions de bruit pendant l'exploitation

Pendant l'exploitation, les équipements suivants seront les principales sources de bruit :

- le compresseur de gaz de vaporisation;
- la pompe de circulation de l'eau de chauffage;
- l'usine d'azote;
- les méthaniers;
- la pompe d'expédition;
- les cheminées des vaporisateurs par combustion submergée;
- les vaporisateurs par combustion submergée;
- les remorqueurs, 4413 kW; et
- le ventilateur de retour de vapeur.

2.6.9 Sûreté

Le personnel du terminal surveillera le périmètre des installations à l'aide d'équipements de surveillance de pointe et de barrières physiques afin d'assurer la sécurité du site. Un système de caméras en circuit fermé sera accessible à partir de la console de l'opérateur, avec commandes et moniteurs selon les besoins. Ces caméras seront dotées de fonctions appropriées au système de sécurité, telles que la capacité de pivoter et de produire des gros plans. Les caméras seront situées en des endroits appropriés du terminal afin d'assurer la surveillance du site et de son périmètre, des structures maritimes et des points d'accès possibles au site, y compris le terrain de stationnement et le fleuve à proximité. Des détecteurs de mouvement seront également employés pour surveiller le site et alerter les opérateurs en cas d'activités suspectes. Ces systèmes seront raccordés aux services locaux d'urgence et de police, afin de garantir une réponse adéquate en cas d'intrusion sur le site. Une clôture en grillage sera installée sur le périmètre du site, éventuellement avec des mesures de sécurité supplémentaires telles que du barbelé ou du fil rasoir. La clôture sera une barrière physique à l'entrée non autorisée sur le site.

2.6.10 Périmètre de sécurité

À l'état liquide, le GNL n'est pas explosif ni inflammable. Lorsque le GNL est réchauffé et passe à l'état gazeux, le gaz n'est pas explosif s'il n'est pas confiné; cependant, il peut être inflammable dans certaines circonstances. Le gaz naturel n'est inflammable que dans une plage de concentration dans l'air très étroite (de 5 à 15 %). Lorsque la concentration de gaz dans l'air dépasse 15 %, la quantité d'oxygène restante n'est pas suffisante pour permettre la combustion. Il s'agit de la limite supérieure d'inflammabilité (LSI). À une concentration inférieure à 5 %, la quantité de gaz est insuffisante pour la combustion. Il s'agit de la limite inférieure d'inflammabilité (LII).

En cas de déversement, les vapeurs de GNL se dispersent avec le vent dominant. La vapeur froide de GNL a l'apparence d'un nuage blanc. Si le nuage de vapeur atteint un point d'ignition alors qu'il est à une concentration inflammable, un incendie peut survenir. Si un déversement de GNL se produit à proximité d'une flamme nue, un incendie localisé peut se produire.

En raison de ces dangers potentiels, divers codes (tels que le Code national du bâtiment du Canada et la norme CSA Z-276-01) gouvernent la conception des terminaux de GNL et fournissent des directives en vue de limiter l'impact de ces dangers hors des limites de propriété des installations. Ces directives sont formulées sous forme de distances minimales entre les zones de confinement du GNL et les limites du site, de même que certains éléments hors de ces limites (les marges de recul). Pour le Projet Énergie Cacouna, ces marges de recul sont établies selon les dispositions de la norme canadienne CSA Z276-01 et portent sur les distances suivantes :

- la radiation thermique d'un incendie défini situé dans les limites des installations; et
- les limites prévues d'un nuage de vapeur combustible résultant d'un déversement de GNL défini.

Les marges de recul servent à configurer et localiser les installations en rapport avec:

- la limite de propriété des installations;
- les lieux de rassemblement extérieur; et
- les bâtiments existants occupés.

Les marges de recul préliminaires établies selon les valeurs de radiation thermique et de dispersion de la vapeur ont été calculées selon les lignes directrices de la norme CSA Z276-01 lesquelles intègreront les lignes directrices de l'édition 2005 de la norme NFPA 59A (NFPA [2005]).

L'événement normalement considéré pour l'établissement de la zone de radiation thermique est un incendie dans le confinement secondaire. Comme Énergie Cacouna emploie des réservoirs à confinement intégral, le confinement requis par la norme NFPA 59A (2005) est assuré par la paroi extérieure des réservoirs, qui détermine l'étendue d'un incendie impliquant un réservoir de stockage. Par conséquent, un incendie en surface dans un réservoir plein a été considéré pour calculer les zones de radiation thermique. Les calculs ont été effectués selon le modèle informatique LNGFIREIII. Ce logiciel a permis de déterminer les limites thermiques en fonction des niveaux de chaleur suivants, tel que prescrit par la norme CSA Z276 :

- 5 kW/m²;
- 9 kW/m²; et
- 30 kW/m².

Les résultats de l'analyse sont les suivants :

Tableau 2.6-1 Les Marges de Recul

Flux thermique (kW/m ²)	Distance du centre de la nappe au niveau du sol (m)	Distance du centre de la nappe à 50 m au-dessus du sol (m)
30	118	149
9,5	224	224
5,0	284	278

Le déplacement d'un nuage de vapeur provoqué par un déversement de GNL doit également être pris en compte lors de la conception des installations. La norme NFPA 59A (2005) indique que la zone d'exclusion de dispersion gazeuse doit être calculée en fonction du débit d'une source supplémentaire de fuite pendant dix minutes. Le pire scénario relatif à cette norme équivaut à la rupture complète et instantanée d'une ligne de déchargement provoquant un déversement à un débit de 12 000 m³/h, qui s'accumule dans le réservoir de retenue de 15 m sur 15 m sur 9 m de profondeur.

Le calcul de la zone de dispersion des vapeurs a été effectué avec le logiciel DEGADIS, qui est reconnu explicitement par la norme NFPA 59A (2005). Les résultats de l'analyse sont les suivants :

Tableau 2.6-2 Zone de dispersion des vapeurs

Concentration	Distance du bord de la nappe (m)
5 % (LII)	211
2.5 % (1/2 LII)	346

Les résultats de ces deux analyses indiquent des marge de recul réglementaires confinées la limite de propriété du site, excepté un certain empiètement sur les terres non développées d'Environnement Canada à l'est des installations. La zone de radiation thermique de 9 kW/m^2 et de 5 kW/m^2 dépasse de façon marginale la limite de propriété du site. La norme CSA Z276-01 stipule que la radiation thermique de l'événement de conception spécifique ne doit pas excéder 5 kW/m^2 « [TRADUCTION] au point le plus rapproché d'un lieu hors des limites de propriété qui, au moment du choix de l'emplacement des installations est utilisé pour des rassemblements publics de 50 personnes ou plus ». Énergie Cacouna considère que cette zone restreinte hors des limites du site ne peut pas raisonnablement être considérée comme un lieu où 50 personnes ou plus peuvent se rassembler.

2.7 PHASE DE DÉMANTÈLEMENT ET DE FERMETURE

Lorsque le terminal ne sera plus utilisé, il sera désaffecté et abandonné. Des plans détaillés de désaffectation et d'abandon du terminal seront développés avant d'entreprendre les travaux de désaffectation et d'abandon. Ces plans seront mis au point en consultation avec les instances appropriées sous réserve des approbations requises.

Les installations physiques associées au projet pourront être utilisées à d'autres fins au-delà de la vie utile du projet de GNL. Les installations qui ne seront pas utilisées pour le projet ou d'autres fins seront désaffectées conformément aux exigences des baux et aux exigences réglementaires relatives à la désaffectation et la réhabilitation.