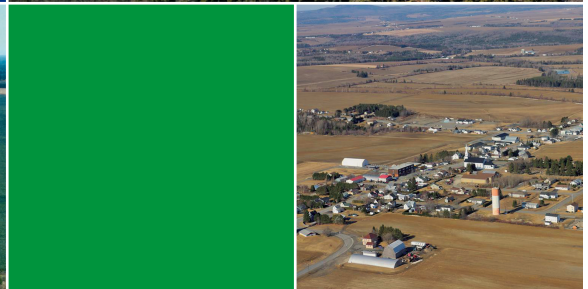
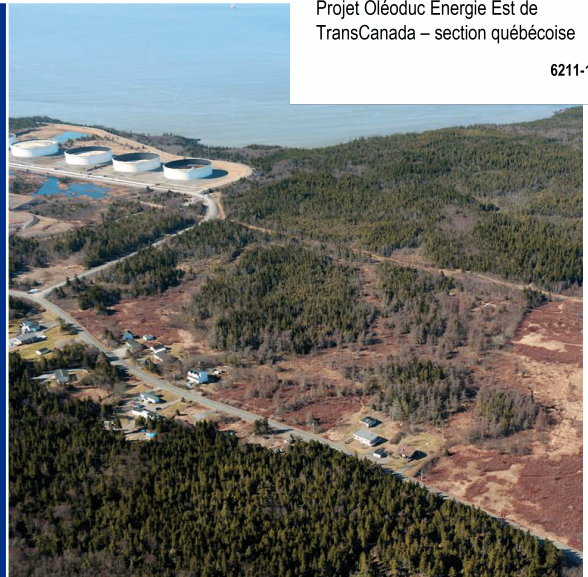


Project Énergie Est

Volume 7 : Construction et exploitation

Octobre 2014



Remis à:
Le secrétaire
Office national de l'énergie
517 10th Ave SW
Calgary (Alberta) T2R 0A8

TABLE OF CONTENTS

CONTENU	i
1.0 APERÇU	1-1
2.0 CONSTRUCTION – INFORMATION GÉNÉRALE	2-1
2.1 Rendement en matière de santé, de sécurité et d’environnement	2-1
2.1.1 Exigences en matière de SSE des entrepreneurs principaux	2-1
2.1.2 Protection de l’environnement et conformité environnementale	2-2
2.2 Plans de sécurité de la construction	2-2
2.2.1 Plans de sécurité propres aux emplacements	2-3
2.3 Gestion de la construction.....	2-5
2.3.1 Inspections de la construction et inspections environnementales	2-5
2.4 Gestion de la qualité.....	2-5
2.4.1 Équipe d’inspection de la qualité.....	2-5
2.4.2 Rôle des entrepreneurs principaux dans la gestion de la qualité.....	2-6
2.4.3 Inspection de la qualité par des tiers.....	2-6
2.5 Calendrier des travaux de construction.....	2-6
2.6 Stratégie de construction.....	2-7
2.7 Ressources de construction.....	2-9
2.8 Logistique de la construction.....	2-10
2.9 Infrastructure et travaux liés à la construction.....	2-10
2.9.1 Baraquements de construction	2-11
2.9.2 Sites d’entreposage et entrepôts.....	2-19
2.9.3 Aires de dépôt	2-20
2.9.4 Routes d’accès	2-20
2.9.5 Ponts temporaires.....	2-20
2.9.6 Lieux d’emprunt et fosses-réservoirs.....	2-20
2.9.7 Enlèvement des digues de castor	2-24
2.9.8 Lieux d’emprunt et fosses-réservoirs.....	2-24
2.9.9 Enlèvement des digues de castor	2-24
2.10 Gestion de l’abattage à l’explosif	2-24
2.11 Exhaure de roches acides	2-25
2.12 Mise en service et remplissage des canalisations	2-26
2.13 Nettoyage et remise en état	2-26
2.14 Autorisations Réglementaires Requises Pour La Construction	2-28

3.0	CONSTRUCTION – RENSEIGNEMENTS SUR LES COMPOSANTES SPÉCIFIQUES.....	3-1
3.1	Construction de nouvelles conduites	3-1
3.1.1	Exécution de la construction.....	3-1
3.1.2	Activités de construction.....	3-2
3.1.3	Préparation de l'emprise	3-2
3.1.4	Distribution des conduites le long du tracé, soudage, end et application de revêtement	3-3
3.1.5	Excavation de tranchées, abattage à l'explosif, installation des conduites et remblayage	3-3
3.1.6	Nettoyage et essais sous pression de l'oléoduc.....	3-4
3.1.7	Contrôle de la poussée hydrostatique et du tassement.....	3-5
3.1.8	Franchissements de cours d'eau par l'oléoduc	3-5
3.2	Travaux de construction associés à la conversion des conduites.....	3-11
3.2.1	Exécution de la construction.....	3-11
3.2.2	Travaux sur les installations en service	3-11
3.2.3	Activités de construction.....	3-12
3.2.4	Calendrier des interruptions de service.....	3-13
3.2.5	Ouvrages de franchissement de cours d'eau	3-13
3.2.6	Nettoyage des conduites et essais sous pression.....	3-14
3.3	Construction des stations de pompage.....	3-15
3.3.1	Exécution de la construction.....	3-15
3.3.2	Activités de construction.....	3-16
3.3.3	Étapes de la construction	3-17
3.3.4	Nettoyage des conduites et essais sous pression.....	3-17
3.4	Construction des tableaux de compteurs et des stations de comptage.....	3-18
3.4.1	Exécution de la construction.....	3-18
3.4.2	Activités de construction.....	3-18
3.4.3	Étapes de la construction	3-19
3.4.4	Nettoyage des conduites et essais sous pression.....	3-20
3.5	Construction des terminaux de réservoirs.....	3-20
3.5.1	Exécution de la construction.....	3-20
3.5.2	Activités de construction.....	3-21
3.5.3	Étapes de la construction	3-22
3.5.4	Nettoyage des conduites et essais sous pression.....	3-22
3.6	Construction des terminaux maritimes	3-23
3.6.1	Exécution de la construction.....	3-23
3.6.2	Activités de construction.....	3-24
3.6.3	Étapes de la construction	3-25
3.6.4	Nettoyage des conduites et essais sous pression.....	3-25
3.6.5	Dragage.....	3-26

4.0	EXPLOITATION	4-1
4.1	Aperçu.....	4-1
4.2	Entente de services d'exploitation	4-1
4.3	Normes d'exploitation et documentation connexe	4-1
4.4	Systèmes de gestion des actifs et de planification des immobilisations	4-2
4.4.1	Programme de gestion de l'intégrité.....	4-3
4.4.2	Gestion de l'intégrité et de la fiabilité des installations.....	4-3
4.5	Système de gestion de la santé, de la sécurité et de l'environnement.....	4-4
4.6	Perfectionnement des employés.....	4-5
4.6.1	Employés sur le terrain	4-6
4.6.2	Employés du Centre de contrôle des opérations (CCO).....	4-6
4.7	Modalités d'exploitation sur le terrain.....	4-6
4.8	Programme de sensibilisation du public	4-8
4.9	Systèmes d'exploitation et de contrôle des installations.....	4-9
4.10	Système de télésurveillance et d'acquisition de données	4-9
4.11	Système de suivi des lots	4-11
4.12	Stratégie de détection des fuites.....	4-11
4.12.1	Systèmes de détection des fuites en temps réel	4-13
4.12.2	Détection des fuites en temps différé.....	4-13
4.13	Système d'arrêt d'urgence	4-14
4.14	Procédures d'intervention d'urgence du centre de contrôle des opérations.....	4-15
4.15	Système de gestion des urgences	4-15
5.0	ACTIVITÉS MARITIMES.....	5-1
5.1	Cadre de réglementation au sujet de la navigation	5-1
5.1.1	Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada.....	5-2
5.1.2	Réglementation des navires	5-3
5.1.3	Loi sur le pilotage	5-3
5.1.4	Loi maritime du Canada.....	5-4
5.1.5	Règlement sur les services de trafic maritime	5-6
5.1.6	Exigences relatives aux installations de manutention d'hydrocarbures	5-6
5.1.7	Sécurité du terminal	5-7
5.1.8	Normes de Transports Canada	5-9
5.1.9	Consultation au sujet de l'augmentation du trafic maritime.....	5-9
5.2	Lignes directrices de l'Industrie.....	5-9
5.2.1	Organisation maritime internationale	5-9
5.2.2	Oil Companies International Marine Forum.....	5-10
5.3	TERMPOL.....	5-10
5.3.1	Portée des études.....	5-11
5.3.2	Réalisation de l'étude.....	5-14

5.4	Opérations de navigation maritime.....	5-14
5.4.1	Pétroliers.....	5-15
5.4.2	Description de la route vers le terminal maritime de Cacouna.....	5-20
5.4.3	Description de la route de navigation vers le terminal maritime Énergie Est Canaport.....	5-32
5.4.4	Arrivées et départs.....	5-38
5.5	Opérations des terminaux maritimes.....	5-42
5.5.1	Transfert des cargaisons.....	5-43
5.5.2	Système d'arrêt d'urgence.....	5-45
5.5.3	Prévention des déversements.....	5-45
5.5.4	Intervention en cas de déversement.....	5-46
5.5.5	Services auxiliaires du terminal maritime.....	5-47
6.0	PRÉPARATION ET INTERVENTION EN CAS D'URGENCE.....	6-1
6.1	Cadre réglementaire.....	6-1
6.2	Système de gestion des interventions d'urgence de TransCanada.....	6-3
6.2.1	Procédures d'activation et de notification.....	6-5
6.2.2	Intervention initiale en cas d'incident.....	6-7
6.2.3	Centres des opérations d'urgence.....	6-8
6.2.4	Commandement unifié.....	6-9
6.2.5	Formation.....	6-10
6.2.6	Amélioration continue.....	6-12
6.2.7	Sensibilisation des intervenants d'urgence.....	6-12
6.3	Programmes d'intervention d'urgence d'énergie est.....	6-13
6.3.1	Aperçu.....	6-13
6.3.2	Ressources d'intervention en cas de déversement.....	6-14
6.4	Stratégies d'intervention.....	6-16
6.5	Stratégies de confinement, de récupération et de remise en état.....	6-17
6.5.1	Rejets dans le sol.....	6-18
6.5.2	Rejets dans les cours d'eau.....	6-18
6.5.3	Rejets ayant une incidence sur l'eau souterraine.....	6-19
6.5.4	Rejets dans le milieu marin.....	6-20
6.5.5	Rejets en milieu urbain.....	6-20
6.5.6	Incidents ayant une incidence sur la faune.....	6-21
6.6	Scénarios d'intervention en cas de déversement.....	6-21

LISTE DES FIGURES

Figure 2-1	Calendrier de construction préliminaire.....	2-8
Figure 2-2	Baraquements et tronçons de construction préliminaires – Alberta	2-12
Figure 2-3	Tronçons et baraquements de construction préliminaires – Est de l’Ontario	2-13
Figure 2-4	Tronçons et baraquements de construction préliminaires – Québec (nord du fleuve Saint-Laurent).....	2-14
Figure 2-5	Tronçons et baraquements de construction préliminaires – Québec (sud du fleuve Saint-Laurent)	2-15
Figure 2-6	Tronçons et baraquements de construction – Nouveau-Brunswick.....	2-16
Figure 2-7	Tronçons et camps de construction – Prairies (Saskatchewan)	2-21
Figure 2-8	Tronçons et camps de construction – Ouest de l’Ontario et au nord de l’Ontario	2-22
Figure 2-9	Tronçons et camps de construction – au nord de l’Ontario et au tronçon raccourci de North Bay	2-23
Figure 3-1	Processus de sélection des méthodes de franchissement des cours d’eau.....	3-7
Figure 5-1	Limites de l’Administration portuaire de Saint John	5-5
Figure 5-2	Régions des SCTM – Fleuve Saint-Laurent	5-7
Figure 5-3	Limites relatives aux Services de communications et de trafic maritimes – Trafic dans la baie de Fundy	5-8
Figure 5-4	TERMPOL – Recoupement entre la demande, l’ingénierie de base et la conception	5-15
Figure 5-5	Route de navigation vers le terminal maritime de Cacouna – Embarquement des pilotes	5-23
Figure 5-6	Route de navigation vers le terminal maritime de Cacouna – De la station de pilotage à Gros-Cacouna	5-24
Figure 5-7	Route de navigation vers le terminal maritime de Cacouna – de l’Île Verte au terminal	5-25
Figure 5-8	Route de navigation vers le terminal maritime Énergie Est Canaport.....	5-26
Figure 5-9	Détails de la route de navigation de la station d’embarquement des pilotes au terminal maritime Énergie Est Canaport	5-33
Figure 6-1	Processus d’activation du plan d’intervention d’urgence	6-6
Figure 6-2	Commandement unifié.....	6-9
Figure 6-3	Processus d’intervention d’urgence	6-17

LISTE DES TABLEAU

Tableau 2-1	Besoins en main-d'œuvre prévus au plus fort de la construction	2-9
Tableau 2-2	Emplacements préliminaires des baraquements de construction	2-17
Tableau 2-3	Emplacements préliminaires des camps	2-19
Tableau 2-4	Liste préliminaire des autorisations réglementaires fédérales	2-29
Tableau 2-5	Liste préliminaire des autorisations réglementaires de l'Alberta	2-32
Tableau 2-6	Liste préliminaire des autorisations réglementaires de la Saskatchewan	2-33
Tableau 2-7	Liste préliminaire des autorisations réglementaires du Manitoba	2-34
Tableau 2-8	Liste préliminaire des autorisations réglementaires de l'Ontario	2-37
Tableau 2-9	Liste préliminaire des autorisations réglementaires du Québec	2-38
Tableau 2-10	Liste préliminaire des autorisations réglementaires du Nouveau-Brunswick	10-40
Tableau 3-1	Emplacement et méthodes de franchissement préliminaires pour l'équipement (emplacements de franchissement par l'oléoduc).....	3-9
Tableau 5-1	Planification des activités d'examen TERMPOL	5-11
Tableau 5-2	Études TERMPOL d'Énergie Est	5-12
Tableau 5-3	Caractéristiques typiques des pétroliers.....	5-16
Tableau 5-4	Aspects de l'approche de navigation du terminal maritime de Cacouna.....	5-21
Tableau 5-5	Aspects de l'approche de navigation du terminal maritime Énergie Est Canaport.....	5-32
Tableau 6-1	Exigences réglementaires applicables.....	6-2

LIST DES ANNEXES

Annexe Vol 7-1	Plan du campement 1,350
Annexe Vol 7-2	Plan du campement 200
Annexe Vol 7-3	Typique
Annexe Vol 7-4	Milieu marin – Zone de développement du projet, zone d'étude locale et zone d'étude régionale
Annexe Vol 7-5	Routage des navires : Voie maritime du Saint-Laurent et golfe du Saint-Laurent
Annexe Vol 7-6	Routage des navires : La Baie de Fundy
Annexe Vol 7-7	Aperçu des agents dispersants et du brûlage in situ
Annexe Vol 7-8	Déversement terrestre avec effets sur les eaux souterraines
Annexe Vol 7-9	Intervention en cas de déversement terrestre avec effets sur les eaux navigables
Annexe Vol 7-10	Intervention en cas de déversement en milieu marin au terminal maritime de Cacouna
Annexe Vol 7-11	Intervention en cas de déversement en milieu marin à l'Île Rouge
Annexe Vol 7-12	Intervention en cas de déversement en milieu marin au terminal maritime Énergie Est Canaport
Annexe Vol 7-13	Intervention en cas de déversement en milieu marin dans la baie de Fundy

1.0 APERÇU

Ce volume présente des renseignements sur les sujets suivants :

- Section 2 : Construction – Renseignements généraux
- Section 3 : Construction – Renseignements sur les composantes spécifiques
- Section 4 : Exploitation
- Section 5 : Activités maritimes
- Section 6 : Préparation et intervention en cas d'urgence

Construction – Renseignements généraux

La présente section décrit les activités de construction du pipeline et des installations qui s'appliquent généralement à la construction de l'ensemble du Projet, y compris :

- le rendement en matière de santé, de sécurité et d'environnement
- les plans de sécurité de la construction
- la gestion de la construction et l'inspection
- la gestion de la qualité
- la stratégie, l'échéancier, les ressources et la logistique préliminaires
- l'infrastructure temporaire
- la gestion de l'abattage à l'explosif
- l'exhaure de roches acides
- la mise en service et le remplissage des conduites
- le nettoyage et la remise en état

La présente section commence par un survol des politiques et des procédures.

Construction – Renseignements sur les composantes spécifiques

La présente section décrit les activités de construction de pipelines qui seront nécessaires pour les nouveaux tronçons de la canalisation principale, les canalisations latérales et les raccordements, ainsi que pour les légers remaniements du tracé et les travaux d'installation de pipelines associés à la partie du Projet consistant à convertir une canalisation existante. Cette section contient des renseignements relatifs à la construction :

- des stations de pompage
- des stations de comptage
- des terminaux de réservoirs
- des terminaux maritimes

Exploitation

Cette section présente une description des processus, des procédures et des systèmes qui seront utilisés afin d'assurer une exploitation sécuritaire, fiable et efficace du Projet. Les sujets suivants y sont abordés :

- entente de services d'exploitation
- normes d'exploitation et documentation connexe
- systèmes de gestion des actifs et de planification des immobilisations
- système de gestion de la santé, de la sécurité et de l'environnement (SSE)
- perfectionnement des employés
- modalités d'exploitation sur le terrain
- programme de sensibilisation du public
- système d'exploitation et de contrôle des installations
- système de télésurveillance et d'acquisition des données (SCADA)
- système de suivi des lots
- stratégie de détection des fuites
- système d'arrêt d'urgence (SAU)
- Centre de contrôle des opérations (CCO)
- procédures d'intervention d'urgence
- système de gestion des interventions d'urgence (SGIU)

Activités maritimes

La présente section donne un aperçu des activités maritimes au terminal maritime de Cacouna et au terminal maritime Énergie Est Canaport.

Elle présente également un aperçu du cadre réglementaire et des normes du secteur relatifs à la navigation et aux opérations maritimes dans les eaux canadiennes, y compris une description du *Processus d'examen technique des terminaux maritimes et des sites de transbordement* (TERMPOL) entrepris par Énergie Est visant les installations des deux terminaux maritimes.

Cette section porte également sur :

- la description des questions de navigation maritime des pétroliers particulières à chaque terminal maritime
- la description des opérations de terminal maritime, y compris le chargement des pétroliers et la prévention des déversements

Préparation et intervention en cas d'urgence

Cette section présente des renseignements concernant les plans de préparation et d'intervention d'Énergie Est pour le Projet et traite des sujets suivants :

- le cadre réglementaire
- le SGIU de TransCanada
- les programmes d'intervention d'urgence d'Énergie Est
- les stratégies d'intervention
- les stratégies de confinement, de récupération et de remise en état
- des scénarios d'intervention en cas de déversement hypothétique

Cette section explique comment Énergie Est prévoit utiliser les SGIU existants de TransCanada et comment elle compte mettre sur pied des plans d'intervention d'urgence (PIU) pour le Projet. Ces plans seront conçus de manière à s'harmoniser aux SGIU de TransCanada et seront élaborés en consultation avec les organismes d'urgence, incluant les organismes locaux, provinciaux et fédéraux, et les Premières Nations locales et les Métis.

Les PIU d'Énergie Est seront élaborés pour :

- le pipeline et les stations de pompage
- les terminaux de réservoirs
- les terminaux maritimes

2.0 CONSTRUCTION – INFORMATION GÉNÉRALE

La présente section décrit les activités de construction de l'oléoduc et des installations qui s'appliquent généralement à la construction du Projet en entier, y compris :

- le rendement en matière de santé, de sécurité et d'environnement (SSE)
- les plans de sécurité de la construction
- la gestion et l'inspection
- la gestion de la qualité
- la stratégie, l'échéancier, les ressources et la logistique préliminaires
- les infrastructures temporaires
- la gestion de l'abattage à l'explosif
- l'exhaure de roches acides
- la mise en service et le remplissage des conduites
- le nettoyage et la remise en état

La présente section commence par un aperçu des politiques et des procédures.

2.1 RENDEMENT EN MATIÈRE DE SANTÉ, DE SÉCURITÉ ET D'ENVIRONNEMENT

Les activités de construction associées au Projet, incluant le rendement en matière de santé, de sécurité et d'environnement, respecteront ou dépasseront toutes les exigences des lois et des règlements applicables, et elles seront conformes au *Règlement sur les pipelines terrestres*. Pour de plus amples renseignements voir Volume 1, Section 2.9 : Conception technique.

Énergie Est traitera des responsabilités en ce qui a trait au rendement en matière de santé, de sécurité et d'environnement (SSE) en ayant recours au cadre d'application du système de gestion de la santé, de la sécurité et de l'environnement de TransCanada (le cadre d'application SSE), qui appuie les programmes de sécurité, de gestion des situations d'urgence et de protection de l'environnement. Ces responsabilités s'appliqueront également aux entrepreneurs et seront énoncées en détail dans les contrats de construction du Projet.

2.1.1 Exigences en matière de SSE des entrepreneurs principaux

Le cadre d'application SSE et le système de gestion des projets d'immobilisations (SGPI) de TransCanada exigent qu'Énergie Est passe en revue les systèmes de gestion de la sécurité et les antécédents des entrepreneurs principaux potentiels dans le cadre du processus de qualification aux appels d'offres. Le SGPI offre un cadre de travail uniforme pour la conception de systèmes, la construction, l'intégration et la remise des pipelines. Il est fondé sur les meilleures pratiques de l'industrie pour la gestion de projets de construction à grande échelle, de même que sur les normes de gestion de la qualité 9001 de l'Organisation internationale de normalisation (ISO).

Dans le cadre du processus d'appel d'offres et de passation de contrats, Énergie Est exigera que les entrepreneurs potentiels démontrent dans leurs dossiers d'appel d'offres leur capacité à respecter ou à dépasser les exigences en matière de SSE de TransCanada. Si des lacunes sont détectées dans les plans de SSE inclus dans ces dossiers, avant le début des travaux, les entrepreneurs retenus devront apporter les révisions nécessaires pour que leurs plans respectent ou dépassent les exigences en matière de SSE et de SGPI de TransCanada.

2.1.2 Protection de l'environnement et conformité environnementale

Des mesures et des exigences en matière d'atténuation de l'impact environnemental seront appliquées pendant la construction conformément aux plans de protection de l'environnement (PPE) relatifs au Projet (voir ÉES, Volume 8, Plans de protection de l'environnement).

Les PPE incluront des mesures de protection environnementale de nature générale et propres à des emplacements qui ont été élaborées sur le fondement de l'expérience acquise par TransCanada dans le cadre de projets antérieurs, des commentaires exprimés dans le cadre des activités de participation et des meilleures pratiques de gestion actuelles de l'industrie. La conformité environnementale sera facilitée par le partage de l'information, l'orientation et la formation, l'embauche de personnel qualifié, l'inspection des activités sur place et l'utilisation continue de listes de suivi des engagements environnementaux.

2.2 PLANS DE SÉCURITÉ DE LA CONSTRUCTION

Énergie Est appliquera les processus de la sécurité de la construction de TransCanada, qui exigent l'établissement de plans de sécurité propres au Projet et aux emplacements.

Avant la construction, Énergie Est élaborera un plan de sécurité propre au Projet (PSP) aux termes duquel les entrepreneurs principaux seront tenus de mettre en œuvre, d'évaluer et de réviser leurs plans et processus de SSE en fonction de chaque emplacement pendant la construction. Le PSP exigera également que les entrepreneurs élaborent des plans de sécurité propres aux emplacements (PSPE) et leur fournira des lignes directrices à cet égard. Les PSPE seront adaptés à l'emplacement géographique et à la portée des travaux et intégreront le cadre d'application SSE, les lois applicables et les règlements régissant la santé et sécurité et la gérance de l'environnement.

Énergie Est supervisera l'élaboration et la mise en œuvre des PSPE des entrepreneurs. Dans le cadre de cette supervision, Énergie Est collaborera avec les entrepreneurs principaux avant la mobilisation afin de s'assurer que les PSPE respectent les exigences en matière de SSE du Projet et exigera que les entrepreneurs principaux s'assurent que leurs PSPE sont conformes au PSP. Ces plans seront mis à jour au fil

de l'avancement de la construction d'Énergie Est et afin de refléter les changements des conditions sur les chantiers.

2.2.1 Plans de sécurité propres aux emplacements

Pendant la construction, Énergie Est exigera que les entrepreneurs assument la responsabilité générale de la mise en œuvre de leurs plans et processus de SSE, conformément à ce qui est prévu dans les PSPE, sur leurs chantiers respectifs. Les entrepreneurs devront notamment s'assurer que les employés et les inspecteurs des chantiers possèdent les qualifications et la formation nécessaires pour respecter les exigences des PSPE.

Les objectifs des PSPE sont les suivants :

- protéger le grand public et les employés d'Énergie Est, les entrepreneurs principaux, les sous-traitants, les fournisseurs et les autres entrepreneurs et visiteurs
- protéger la propriété d'Énergie Est et de tiers qui est située sur le chantier ou à proximité de celui-ci contre les dommages pouvant découler de l'exécution de travaux
- faire en sorte que des précautions appropriées soient prises afin d'éviter des dommages
- faire en sorte que des services, du matériel et des fournitures de premiers soins soient disponibles par l'intermédiaire des ressources de la collectivité locale et, lorsqu'ils ne sont pas disponibles, que le cadre de SSE de TransCanada applicable aux chantiers éloignés soit respecté.

Les PSPE prévoiront :

- l'analyse des risques et de la sécurité du travail, qui :
- divise les tâches en étapes
- identifie les risques associés à chaque étape
- assure que les mesures de contrôle appropriées sont mises en œuvre afin de repérer les dangers
- des plans de gestion de la circulation sur le site et hors site propres aux emplacements (voir la section 2.8 : Logistique de la construction)
- des plans d'intervention d'urgence
- des procédures d'inspection et d'audit visant à accroître la sensibilisation à la sécurité et le niveau de planification associé aux activités à haut risque (p. ex. : signalisation des accidents évités de justesse et bulletins sur la sécurité du Projet)

- des installations de premiers soins sur place et les coordonnées des centres de soins de santé locaux
- pendant la mise en œuvre des PSPE, l'obligation pour les entrepreneurs de superviser les activités sur le chantier afin de s'assurer que les processus et les plans de SSE fonctionnent de la manière prévue
- des rencontres de sécurité quotidiennes en équipe enregistrées par l'entrepreneur
- la coordination liée à l'obtention d'autorisations d'exécuter des travaux en toute sécurité par le gérant de construction
- l'obligation de s'assurer que tout le personnel (entrepreneurs, employés, représentants de la société, visiteurs, etc.) suive une séance d'orientation propre à l'emplacement avant de pouvoir y accéder
- l'utilisation de l'équipement de protection individuelle approprié
- l'arrêt immédiat des travaux et la notification des superviseurs en cas de conditions dangereuses ou de comportements dangereux
- en cas d'incident grave ou potentiellement grave, l'arrêt immédiat des activités susceptibles de nuire à l'enquête, la réalisation d'une enquête exhaustive et la production d'un rapport écrit énonçant les causes de l'incident et les mesures correctives
- le rapport de tous les incidents, incluant les incidents évités de justesse et les leçons à en tirer
- l'inspection de l'équipement et son maintien dans des conditions de fonctionnement sécuritaire

Les formulaires et les procédures de communication des incidents prévus dans les PSPE des entrepreneurs seront conformes à ceux prévus dans le PSP et seront utilisés pour réduire le nombre d'incidents sur les chantiers. S'il y a lieu, le rapport d'incident détaillé de l'ONÉ prévu dans le *Règlement sur les pipelines terrestres* sera également rempli et soumis à l'ONÉ.

Le personnel de construction sera tenu de signaler à Énergie Est :

- tout cas de non-respect du PSP, des PSPE et des PPE du Projet
- des travaux exécutés d'une manière qui ne respecte pas les exigences en matière de santé et sécurité au travail et les politiques et normes en matière de SSE, mais sans poser de danger immédiat pour la sécurité des personnes et de la propriété

Les travaux qui posent un danger immédiat pour la vie ou la santé doivent être arrêtés sur-le-champ par toute personne présente sur le chantier.

2.3 GESTION DE LA CONSTRUCTION

Énergie Est supervisera la construction du Projet. Cette équipe, qui possédera des compétences et de l'expérience dans les domaines de la construction et de l'inspection des oléoducs et d'installations, aura la responsabilité de s'assurer que la construction respecte, entre autres, le PSP, les PSPE et les PPE du Projet.

Pour assurer les services d'inspection des soudures, Énergie Est retiendra les services de spécialistes des essais non destructifs (END) tiers ayant obtenu la certification de l'Office des normes générales du Canada. Énergie Est vérifiera les travaux des inspecteurs tiers des END conformément au plan de gestion de la qualité de TransCanada.

2.3.1 Inspections de la construction et inspections environnementales

Les inspecteurs en construction auront la responsabilité d'inspecter les activités de construction des entrepreneurs afin d'aider à s'assurer que l'oléoduc et les installations sont construits conformément aux documents contractuels, à la conception du Projet, aux normes applicables, aux spécifications, aux procédures et au système de gestion de la qualité de TransCanada.

Énergie Est aura la responsabilité de s'assurer que tous les cas de non-conformité font l'objet d'un suivi et sont traités.

2.4 GESTION DE LA QUALITÉ

L'équipe de gestion de la qualité d'Énergie Est élaborera un plan de gestion de la qualité de la construction général pour le Projet. Ce plan permettra de s'assurer que les biens et services acquis et utilisés dans le cadre du Projet, incluant la construction, respectent ou dépassent les exigences de qualité de TransCanada. Le plan précisera également des plans d'audit et d'inspection pour la construction.

2.4.1 Équipe d'inspection de la qualité

Le plan de gestion de la qualité exigera l'utilisation d'inspecteurs et d'inspecteurs de la qualité tiers indépendants. Dans le cadre de leurs tâches respectives, ces équipes seront tenues de faire ce qui suit :

- élaborer et maintenir des plans de gestion de la qualité
- approuver les plans d'essais d'inspection
- élaborer et mettre en œuvre un plan détaillé de vérification de la qualité
- coordonner les travaux des inspecteurs en assurance qualité de TransCanada avec Énergie Est

- instaurer des normes en ce qui a trait aux rapports de non-conformité (RNC), aux rapports quotidiens et hebdomadaires et aux autres dossiers tenus par les vérificateurs de la qualité et par les inspecteurs
- s'assurer que des mesures appropriées et opportunes sont prises à l'égard des RNC et compiler les rapports de vérification et les RNC hebdomadaires
- surveiller les activités sur les tronçons de construction et aux emplacements des installations afin de s'assurer qu'elles respectent le plan de gestion de la qualité
- surveiller le traitement des RNC, des analyses des causes fondamentales et des rapports de mesures correctives
- effectuer des audits et des enquêtes de qualité

2.4.2 Rôle des entrepreneurs principaux dans la gestion de la qualité

Les entrepreneurs principaux seront tenus d'élaborer et de maintenir leurs propres plans de gestion de la qualité, qui devront être conformes au plan de gestion de la qualité général du Projet. Ces plans incluront notamment les éléments suivants :

- les documents contractuels applicables
- la conception du Projet
- les normes, les spécifications et les procédures applicables

2.4.3 Inspection de la qualité par des tiers

Les travaux de construction des entrepreneurs seront assujettis à des vérifications de la qualité effectuées par des vérificateurs indépendants des entrepreneurs et de l'équipe d'Énergie Est. Ces vérifications permettront de s'assurer que les normes de qualité de TransCanada sont respectées.

2.5 CALENDRIER DES TRAVAUX DE CONSTRUCTION

Un plan de construction pluriannuel préliminaire a été élaboré pour le Projet. Ce plan est présenté à la figure 2-1.

Le plan de construction est tributaire de l'obtention des approbations réglementaires, des permis et des autorisations en temps opportun pour permettre le lancement des activités de construction au deuxième trimestre de 2016.

Les contraintes environnementales et saisonnières, ainsi que l'éloignement de certaines des installations, nécessiteront une planification et une préparation considérables. Le plan préliminaire sera raffiné au cours de la phase de conception détaillée et intégrera les résultats des travaux sur le terrain et des activités de participation. Les travaux de remise en état se poursuivront pendant l'exploitation commerciale.

2.6 STRATÉGIE DE CONSTRUCTION

Le plan de construction préliminaire suppose que les activités de construction du pipeline, des stations de pompage, des terminaux de réservoirs et des terminaux maritimes commenceront au troisième trimestre de 2016 (voir la figure 2-1).

Les activités d'aménagement de l'infrastructure de construction temporaire et de préparation des chantiers sont cruciales en ce qui a trait au respect du calendrier du Projet et de la date prévue de début des travaux, puisque ces activités sont nécessaires afin de permettre l'exécution des activités de construction dans tous les secteurs du Projet et pour tous les types d'installations. Ces activités devraient commencer au deuxième trimestre de 2016.

Les activités de construction en lien avec la conversion, les stations de pompage le long de la section à convertir et les terminaux de réservoirs de Hardisty D et de Saint John devraient commencer au deuxième trimestre de 2016, conformément à la dispense de l'application du processus de tracé détaillé qui est demandée à l'ONÉ dans le cadre de la présente demande.

Il est prévu que le pipeline sera construit en plus de 40 tronçons, soit environ 20 tronçons de conversion, plus de 20 tronçons pour la nouvelle canalisation principale et un tronçon pour chacune des trois canalisations latérales.

Les tronçons de construction de la canalisation principale et les tronçons de conversion sont de diverses longueurs (50 km à 140 km) et exigent des effectifs de tailles variées (qui compteront jusqu'à 700 personnes au plus fort de la construction). Le tracé et le calendrier des travaux sont établis en fonction de la constructibilité, de la logistique, des caractéristiques du terrain et de facteurs sécuritaires et environnementaux. En outre, Énergie Est prévoit avoir besoin d'une vingtaine d'équipes spécialisées pour la construction des ouvrages de franchissement de cours d'eau sans tranchée.

Le calendrier des activités de conversion sera établi de manière à éviter d'interrompre le transport du gaz naturel sur le réseau principal de TransCanada.

Le calendrier suppose que la construction sera effectuée par étape, des installations d'Hardisty, en Alberta, jusqu'aux installations de Cacouna, au Québec, et que ces installations entreront en service avant les installations qui assureront la pleine capacité de livraison, à Saint John, au Nouveau-Brunswick.

Énergie Est prévoit que la construction et la mise en service des stations de pompage seront effectuées par étape. La construction de chaque station devrait durer de 12 à 24 mois.

La construction des terminaux de réservoirs et des terminaux maritimes se fera par étapes sur plusieurs saisons de construction.

2.7 RESSOURCES DE CONSTRUCTION

La construction nécessitera du personnel possédant diverses compétences, allant des travailleurs débutants aux travailleurs hautement qualifiés, dont des tuyauteurs, des chaudiéristes, des soudeurs, des électriciens, des mécaniciens de chantier, des exploitants maritimes et des spécialistes des revêtements et de la protection cathodique. Elle nécessitera également du personnel d'inspection et de surveillance, de gestion de la construction et de gestion de projet.

Énergie Est est consciente des défis associés à la mobilisation d'une main-d'œuvre nombreuse. Par conséquent, elle tentera d'embaucher des entrepreneurs locaux dans chacun des territoires où des travaux de construction sont exécutés. Dans les régions où la main d'œuvre possédant de l'expérience ou ayant reçu de la formation en construction de pipeline est peu nombreuse, Énergie Est continuera de consulter les syndicats, le gouvernement et les entrepreneurs afin de déterminer les exigences en matière de formation et les ressources connexes avant la construction.

Les besoins en main-d'œuvre prévus au plus fort de la construction sont présentés dans le tableau 2-1.

Tableau 2-1 : Besoins en main-d'œuvre prévus au plus fort de la construction

Province	Nouvelles canalisations	Canalisations converties	Stations de pompage	Terminaux de réservoirs	Terminaux maritimes
Alberta	1 200	–	150	500	–
Saskatchewan	–	200	170	200	–
Manitoba ¹	300	300	170	–	–
Ontario	600	1 000	170	–	–
Québec	2 000	–	170	500	300
Nouveau-Brunswick	1 400	–	170	600	300
Total	5 500	1 500	1 000	1 800	600
Note :					
¹ Le total pour le Manitoba inclut les ressources affectées à la construction de la canalisation latérale de Cromer.					

2.8 LOGISTIQUE DE LA CONSTRUCTION

La logistique de la construction du Projet inclura le transport de l'équipement, des matériaux et des fournitures par camions, par chemin de fer ou par bateaux jusqu'aux zones de rassemblement, aux entrepôts et aux aires d'entreposage des emplacements de l'emprise et des installations (p. ex. stations de pompage, terminaux de réservoirs et terminaux maritimes). Des barges et des bateaux seront également utilisés pour le transport du matériel des terminaux maritimes. Le carburant et d'autres fournitures seront obtenus localement ou transportés à partir de grands centres de distribution.

Pendant la construction, la circulation augmentera à proximité du Projet. Dans la mesure du possible, des véhicules de transport collectif seront utilisés pour transporter le personnel jusqu'aux chantiers. Les emplacements des baraquements seront choisis de manière à réduire les temps de déplacement jusqu'aux chantiers.

La logistique de construction sera finalisée lors de la phase de conception détaillée. Les critères suivants doivent être respectés :

- utiliser les routes existantes
- mettre à niveau les accès existants pour l'utilisation privée ou publique, au besoin
- aménager et développer des lieux d'emprunt et des fosses à proximité des chantiers
- utiliser l'alimentation en électricité locale, dans la mesure du possible
- utiliser les fournisseurs de services de télécommunications locaux, dans la mesure du possible
- transporter l'eau potable et non potable à partir de sources locales
- confier le transport de l'eau d'égout à des entreprises qualifiées possédant les installations nécessaires pour évacuer l'eau dans des zones d'élimination approuvées
- confier l'enlèvement des déchets à des entreprises locales qualifiées possédant les installations nécessaires pour évacuer les déchets dans des zones d'élimination approuvées

Dans la mesure du possible, le Projet utilisera les infrastructures et les services locaux.

2.9 INFRASTRUCTURE ET TRAVAUX LIÉS À LA CONSTRUCTION

L'infrastructure temporaire et les activités connexes nécessaires à la construction du Projet, qui sont décrites ci-après, incluent ce qui suit :

- baraquements de construction
- sites d'entreposage et aires de dépôt des conduites

- accès temporaires, dont :
 - voies d’approche permettant d’accéder à l’emprise du pipeline et aux installations
 - routes permettant d’accéder à l’emprise du pipeline et aux installations
 - ponts au-dessus des cours d’eau, des ravins et des zones humides
 - voies de circulation sur l’emprise du pipeline
- entrepôts et bureaux (entrepôts temporaires et bureaux de construction à l’extérieur des baraquements)
- aménagement de lieux d’emprunt et développement des fosses
- enlèvement des digues de castors

La plupart des activités susmentionnées se dérouleront dans des aires de travail temporaires. Pour de plus amples renseignements sur les aires de travail temporaires, voir Volume 8, Section 2, Exigences relatives au pipeline.

2.9.1 Baraquements de construction

Dans la mesure du possible, Énergie Est prévoit utiliser les infrastructures d’hébergement locales. Des baraquements de construction seront aménagés aux emplacements situés le long des tronçons de la nouvelle canalisation lorsque la main-d’œuvre prévue devrait être supérieure à la capacité d’hébergement existante. Le coût, la proximité, la durée d’utilisation prévue et les commentaires des municipalités et d’autres parties prenantes seront également pris en compte afin de décider d’aménager ou non un baraquement et d’en déterminer la taille.

À ce stade de la conception préliminaire, quelque 17 baraquements de construction autonomes sont prévus, incluant de grands baraquements et des baraquements mobiles de moindre envergure (appelés « camps » dans la présente demande »).

Les baraquements de construction abriteront le personnel de construction et de gestion, qui pourra ainsi être logé à proximité des chantiers. Ceci permettra de réduire la distance à parcourir pour les travailleurs, qui, dans la mesure du possible, seront transportés au moyen de véhicules de transport collectif. Des entrepreneurs seront embauchés pour aménager et exploiter les baraquements de construction.

2.9.1.1 Les grands baraquements de construction

Les emplacements préliminaires des grands baraquements de construction sont décrits dans le tableau 2-2 et présentés, au long des tronçons de construction préliminaires.

- Figure 2-2 pour le tronçon de l’Alberta
- Figure 2-3 pour le tronçon de l’est de l’Ontario
- Figure 2-4 pour le tronçon du Québec (au nord du fleuve Saint-Laurent)
- Figure 2-5 pour le tronçon du Québec (au sud du fleuve Saint-Laurent)
- Figure 2-6 pour le tronçon du Nouveau-Brunswick

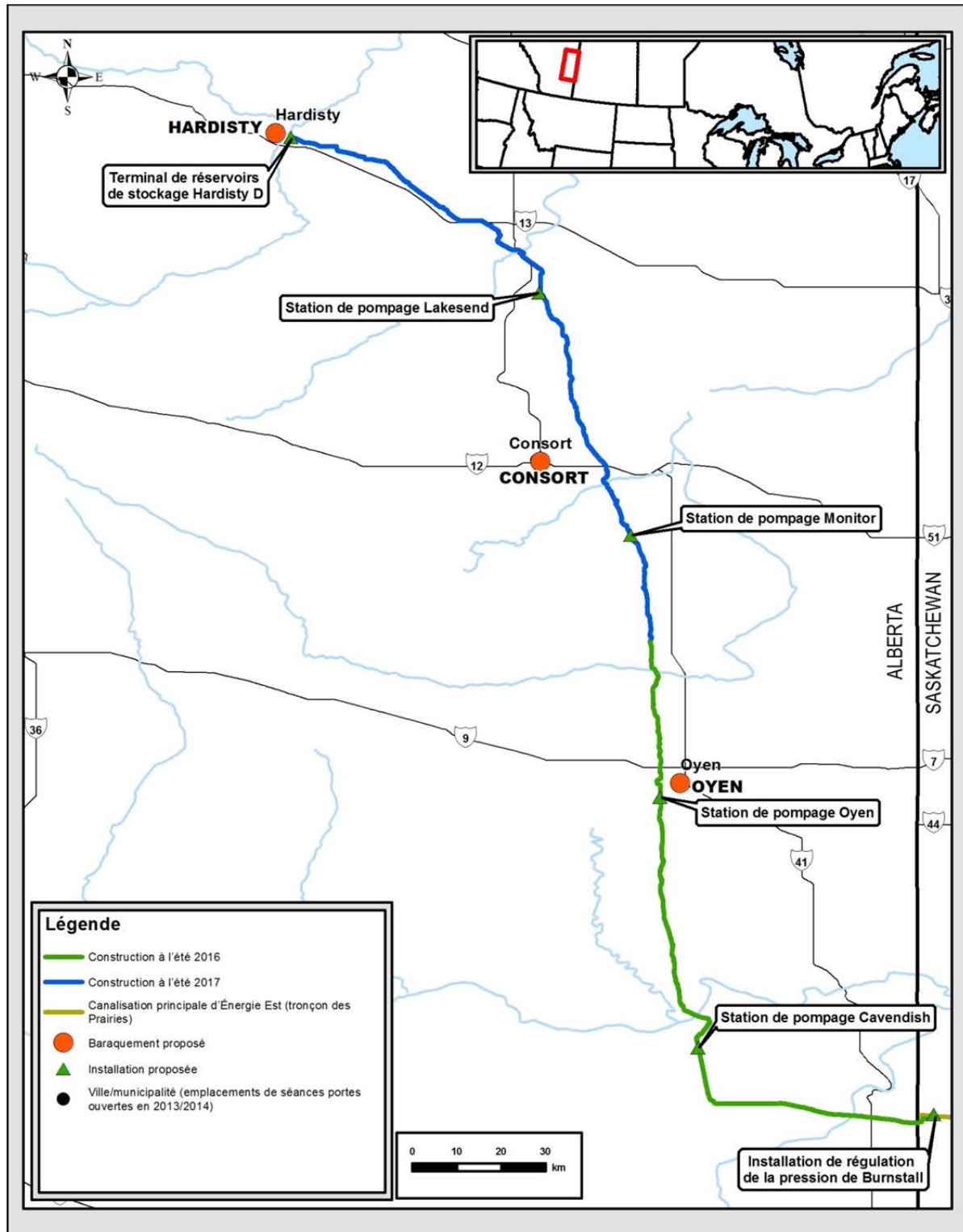


Figure 2-2 : Baraquements et tronçons de construction préliminaires – Alberta

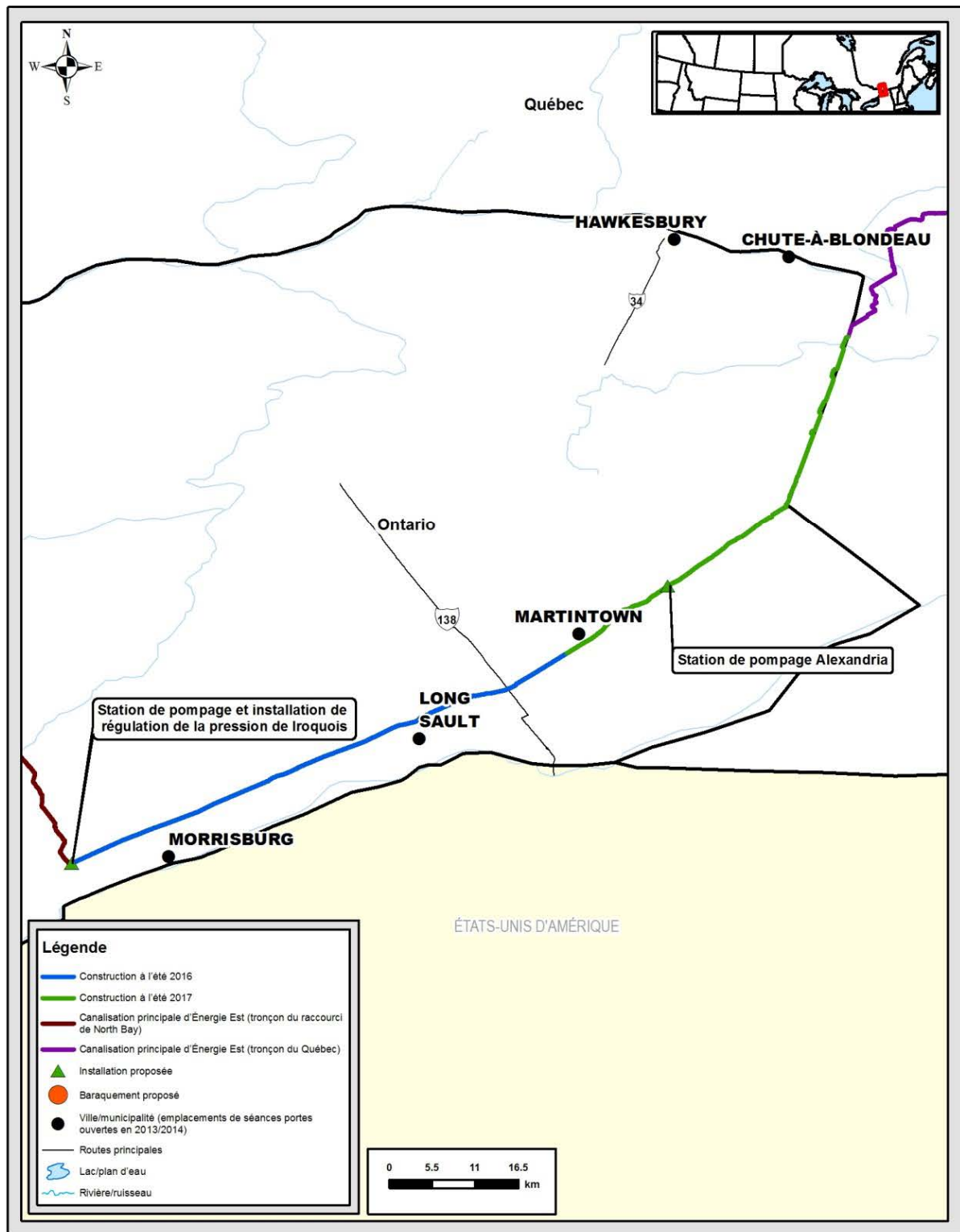


Figure 2-3 : Tronçons et baraquements de construction préliminaires – Est de l'Ontario

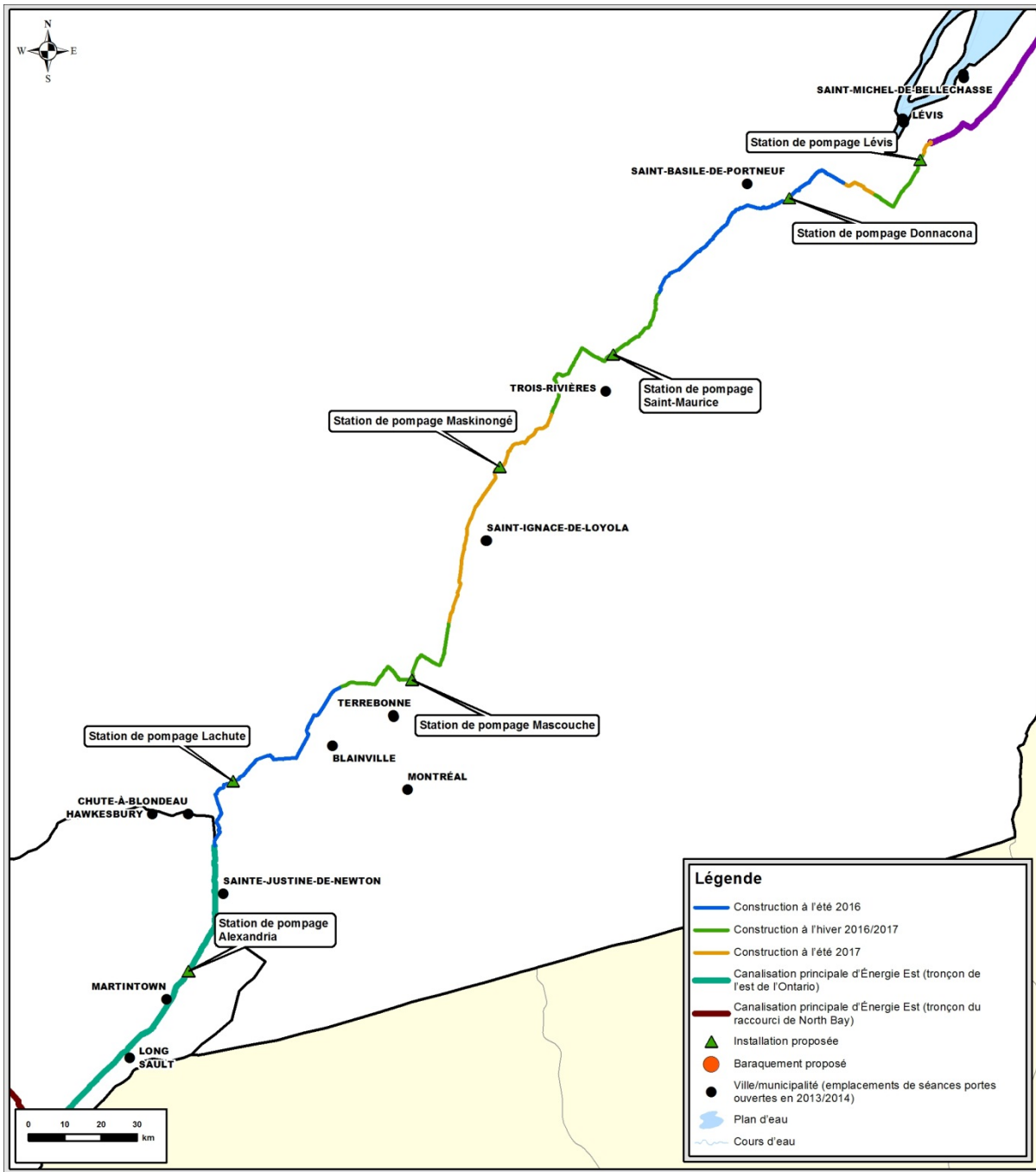


Figure 2-4 : Tronçons et baraquements de construction préliminaires – Québec (nord du fleuve Saint-Laurent)

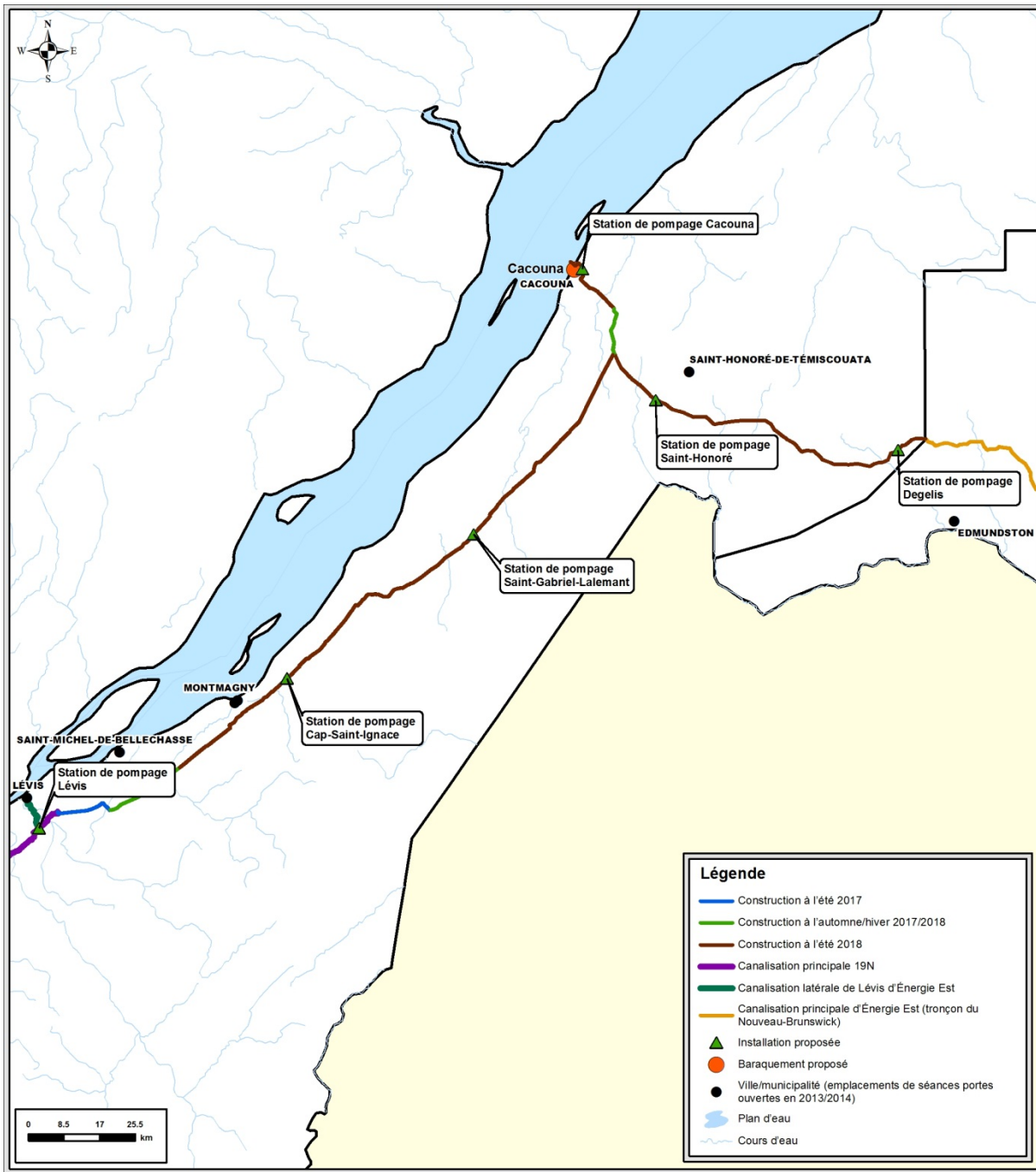
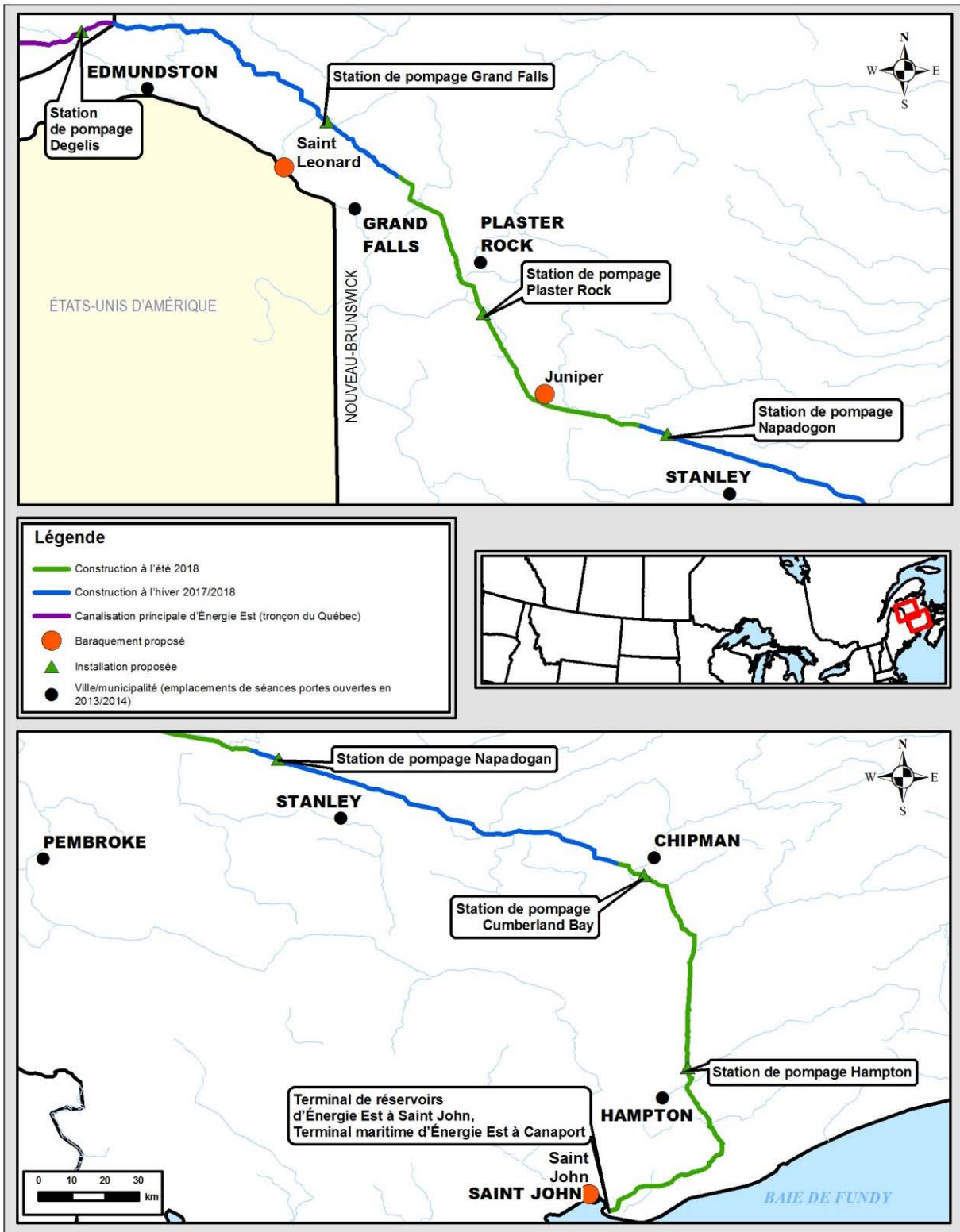


Figure 2-5 : Tronçons et baraquements de construction préliminaires – Québec (sud du fleuve Saint-Laurent)



La taille et la durée d'utilisation des baraquements, ainsi que le nombre d'employés utilisant les baraquements de construction varieront en fonction de l'emplacement et des travaux exécutés. Les baraquements pourront accueillir jusqu'à 3 500 travailleurs et seront utilisés pendant 6 à 42 mois. Dans les tronçons de l'Alberta, du Québec et du Nouveau-Brunswick, le baraquement moyen devrait accueillir entre 1 000 et 1 500 travailleurs. Un baraquement d'une capacité de 1 000 à 1 500 travailleurs exige habituellement environ 100 à 150 employés de soutien.

Tableau 2-2 : Emplacements préliminaires des baraquements de construction

Province	Emplacement	Main-d'œuvre maximale estimative (personnes)	Durée d'utilisation estimative (arrondie aux six mois)
Alberta	Hardisty	500 à 1 000	30 à 36 mois
	Consort	1 000 à 1 500	6 à 12 mois
	Oyen	1 000 à 1 500	12 à 18 mois
Saskatchewan	Moosomin	500 à 1 000	30 à 36 mois
Québec	Cacouna	3 000 à 3 500	36 à 42 mois
Nouveau-Brunswick	Saint Leonard	500 à 1 000	12 à 18 mois
	Juniper	Jusqu'à 1 000	24 à 30 mois
	Saint John	1 000 à 1 500	24 à 30 mois

Le plus important des baraquements de construction prévus occupera une superficie maximale d'environ 50 ha.

En règle générale, les baraquements de construction seront constitués d'un terrain en gravier sur lequel seront installés des bâtiments modulaires (destinés à l'hébergement et aux services de soutien) et des espaces de stationnement, incluant des espaces de stationnement pour véhicules récréatifs, et ils seront dotés de réseaux de services, comme des réseaux d'électricité, d'aqueduc et d'égout. Des baraquements peuvent également être aménagés à proximité des aires de stockage des entrepreneurs utilisés pour entreposer des matériaux et de l'équipement. La configuration et la taille de chaque baraquement seront finalisées lors de la phase de conception détaillée.

Voir l'Annexe Vol 7-1, Configuration type d'un baraquement d'une capacité de 1 350 personnes, et l'Annexe Vol 7-2, Configuration type d'un camp d'une capacité de 200 personnes.

Les composantes principales de l'exploitation des baraquements seront les services d'alimentation et d'entretien à l'intention des résidents. Les autres activités incluront ce qui suit :

- entretien du baraquement
- transport par camion du carburant et des fournitures
- au besoin, transport quotidien du personnel entre les baraquements, les aires de rassemblement et les chantiers au moyen de véhicules de transport collectif

L'aménagement des baraquements débutera par le transport des fournitures et des matériaux. Jusqu'à six mois pourraient être nécessaires pour préparer le terrain, installer les modules et rendre un baraquement entièrement fonctionnel avant l'arrivée des résidents. Dans certains cas, des baraquements pourraient ne pas être utilisés entre les périodes de construction de diverses composantes du Projet. Pendant ces périodes, ces baraquements seront dotés d'une équipe réduite qui assurera la sécurité et la sûreté de la propriété.

Des plans de sécurité pour les baraquements de construction seront élaborés pendant la phase de conception détaillée. Tous les baraquements seront dotés d'installations médicales et de personnel médical à temps plein.

2.9.1.2 Camps

Neuf camps sont actuellement prévus pour le Projet. Ces camps sont plus petits et peuvent accueillir moins de travailleurs que les grands baraquements. Ces camps seront situés dans les régions qui n'ont pas la capacité d'héberger les travailleurs affectés à la construction d'infrastructures temporaires et dans de petits tronçons qui nécessitent une main-d'œuvre moins nombreuse. Ils seront également utilisés dans des régions éloignées pour les tronçons où seront exécutés les travaux de conversion en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario.

La taille, la durée d'utilisation et la dotation en personnel des camps varieront en fonction de l'emplacement et des travaux exécutés. Les camps pourront accueillir entre 40 et 250 travailleurs et seront utilisés pendant six à vingt-quatre mois.

Comme pour les baraquements de construction, des plans de sécurité seront élaborés pour les camps lors de la phase de conception détaillée. Les camps les plus vastes et les plus éloignés seront dotés de personnel médical à temps plein. Les autres camps devraient utiliser les installations médicales locales. Les emplacements préliminaires des camps prévus sont décrits dans le tableau 2-3 et présentés, avec les tronçons de construction dans :

- Figure 2-7 pour le tronçon des Prairies (Saskatchewan)
- Figure 2-8 pour le tronçon de l'ouest de l'Ontario
- Figure 2-9 pour le tronçon de l'est de l'Ontario (nord de l'Ontario et le tronçon raccourci de North Bay)

Tableau 2-3 : Emplacements préliminaires des camps

Province	Emplacement	Main-d'œuvre maximale estimative (personnes)	Durée d'utilisation estimative (arrondie aux six mois)
Saskatchewan	Burstall	Jusqu'à 250	6 à 12 mois
	Stewart Valley	Jusqu'à 250	Jusqu'à 6 mois
Ontario	Vermilion	Jusqu'à 250	Jusqu'à 6 mois
	Upsala	Jusqu'à 250	Jusqu'à 6 mois
	Nipigon	Jusqu'à 250	12 à 18 mois
	Longlac	Jusqu'à 250	18 à 24 mois
	Hearst	Jusqu'à 250	6 à 12 mois
	Cochrane	Jusqu'à 250	Jusqu'à 6 mois
	Englehart	Jusqu'à 250	Jusqu'à 6 mois

2.9.2 Sites d'entreposage et entrepôts

Des sites d'entreposage et des entrepôts seront requis pour le Projet. Les emplacements des sites, le nombre de sites requis et les accès temporaires nécessaires seront confirmés lors de la phase de conception détaillée et, au besoin, pendant la construction.

Les sites d'entreposage des conduites de canalisation seront généralement situés le plus près possible des chantiers et à des emplacements à partir desquels on peut facilement accéder à des voies d'évitement ferroviaires ou à des routes ou autoroutes appropriées permettant de décharger et d'empiler les tubes de canalisation. Dans la mesure du possible, des emplacements centraux permettant de desservir des tronçons dans les deux directions seront choisis.

Environ 17 000 m à 140 000 m de conduites de canalisation seront livrées et entreposées à chaque site d'entreposage avant d'être transportés sur l'emprise afin d'être distribuées le long du tracé et soudées. Les sites d'entreposage auront généralement une superficie de 3 à 24 ha, selon la taille du tronçon et la distance par rapport à l'emprise. La construction du pipeline ne pourra commencer avant que les sites d'entreposage ne soient aménagés.

Des entrepôts temporaires seront situés à des emplacements existants ou sur des terrains qui seront acquis et aménagés pour les terminaux de réservoirs, les terminaux maritimes et les stations de pompage. Ainsi, le matériel associé aux canalisations, comme les vannes motorisées, pourra être entreposé dans un environnement sec, propre et chauffé afin de maintenir en vigueur les garanties des fabricants. La construction de l'oléoduc et des installations ne pourra commencer avant que les entrepôts ne soient aménagés.

2.9.3 Aires de dépôt

Des aires de dépôts seront aménagées afin d'entreposer le matériel des installations (p. ex. : tuyaux préfabriqués, acier de construction et matériel électrique). Ces aires seront habituellement situées sur les chantiers des installations ou à proximité de ceux-ci et auront une superficie relativement restreinte d'environ 1 ha. Elles seront situées sur des terrains acquis pour les besoins des installations.

2.9.4 Routes d'accès

L'accès temporaire à l'oléoduc sera assuré principalement par des chemins d'accès situés dans l'emprise et par de nouvelles routes ou des routes existantes permettant d'atteindre l'emprise et les emplacements du Projet. Certaines routes existantes devront faire l'objet de travaux de réfection afin de répondre aux besoins du Projet. Des plans d'accès préliminaires pour la construction sont en cours d'élaboration et seront arrêtés définitivement lors de la phase de conception détaillée. Ceci aura lieu conjointement avec l'acquisition des droits fonciers afin de permettre l'utilisation d'accès temporaires ou permanents. Ces plans indiqueront notamment les routes saisonnières qui seront en place pendant la construction.

2.9.5 Ponts temporaires

Des ponts temporaires, comme des ponts transportables des ponceaux et des ponts de neige/glace, seront installés afin que l'équipement et le personnel puissent franchir les cours d'eau, les ravins et les zones humides. Le type de pont requis et la taille du pont seront examinés dans le cadre de la phase de conception détaillée, en fonction de la disponibilité de l'équipement et des conditions réelles sur le terrain pendant la construction. Les ponts temporaires seront installés conformément aux PPE du Projet (pour de l'information additionnelle concernant les ponts temporaires, voir la section 3.1.8.3, Ouvrages de franchissement des cours d'eau pour l'équipement).

2.9.6 Lieux d'emprunt et fosses-réservoirs

Pendant la phase de conception détaillée, des lieux d'emprunt et des fosses-réservoirs seront prévus en vue de leur utilisation éventuelle dans le cadre des travaux de génie civil associés au Projet. Des emplacements existants seront utilisés lorsque des matériaux granulaires convenables sont disponibles et que les ressources sont situées à une distance routière raisonnable des chantiers proposés. Lorsque ces exigences ne sont pas respectées, Énergie Est pourrait aménager de nouveaux lieux d'emprunt et fosses-réservoirs et inclura des mesures d'atténuation appropriées dans les PPE du Projet.

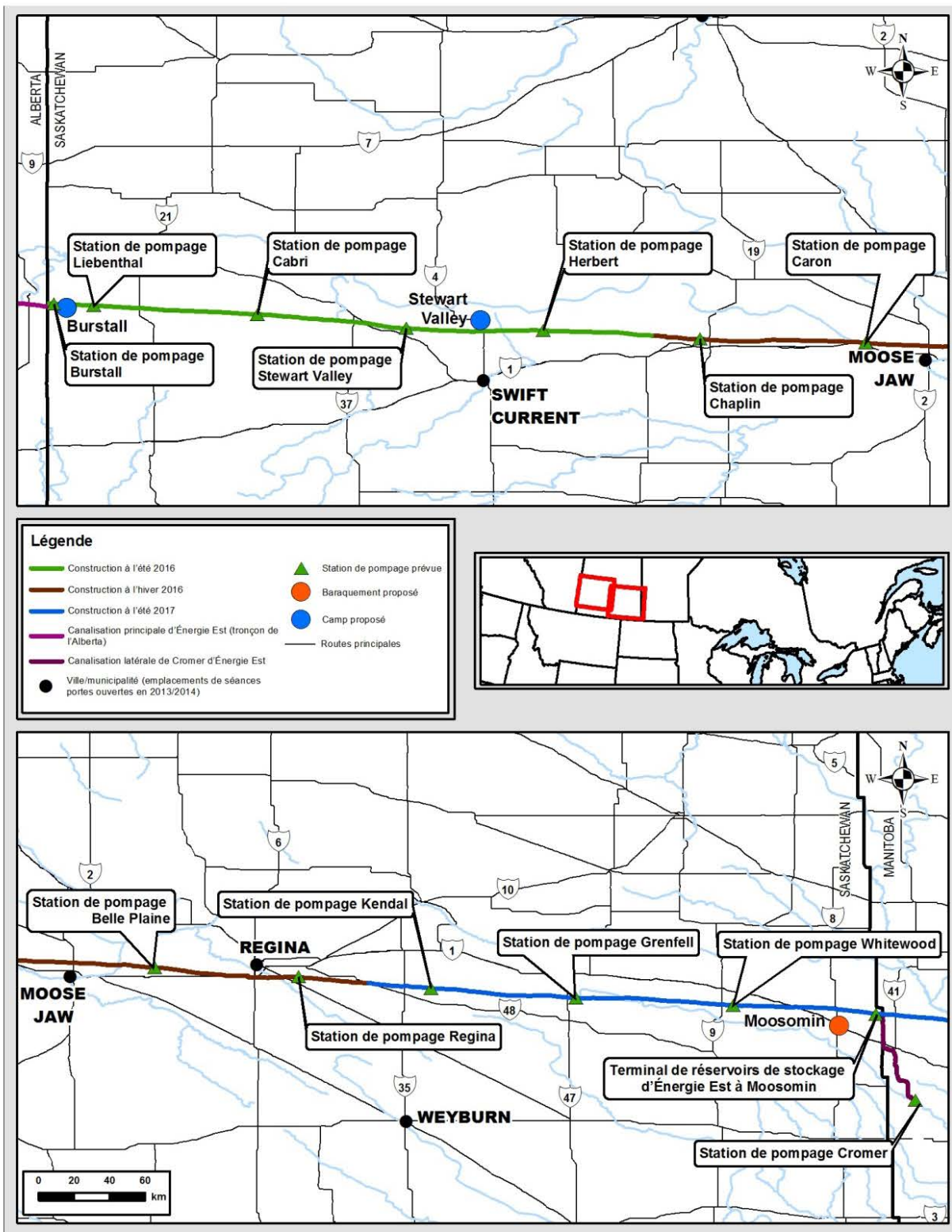
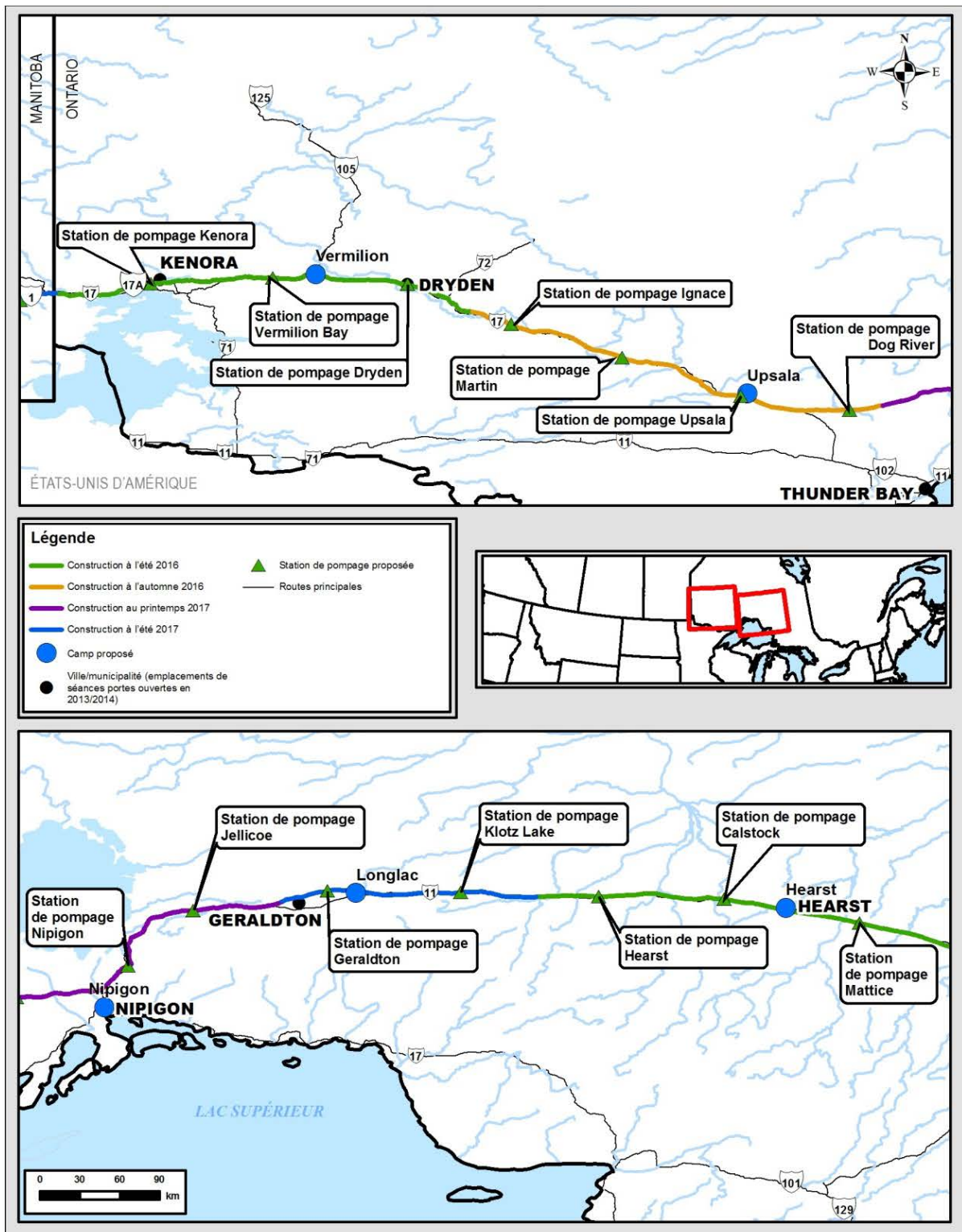
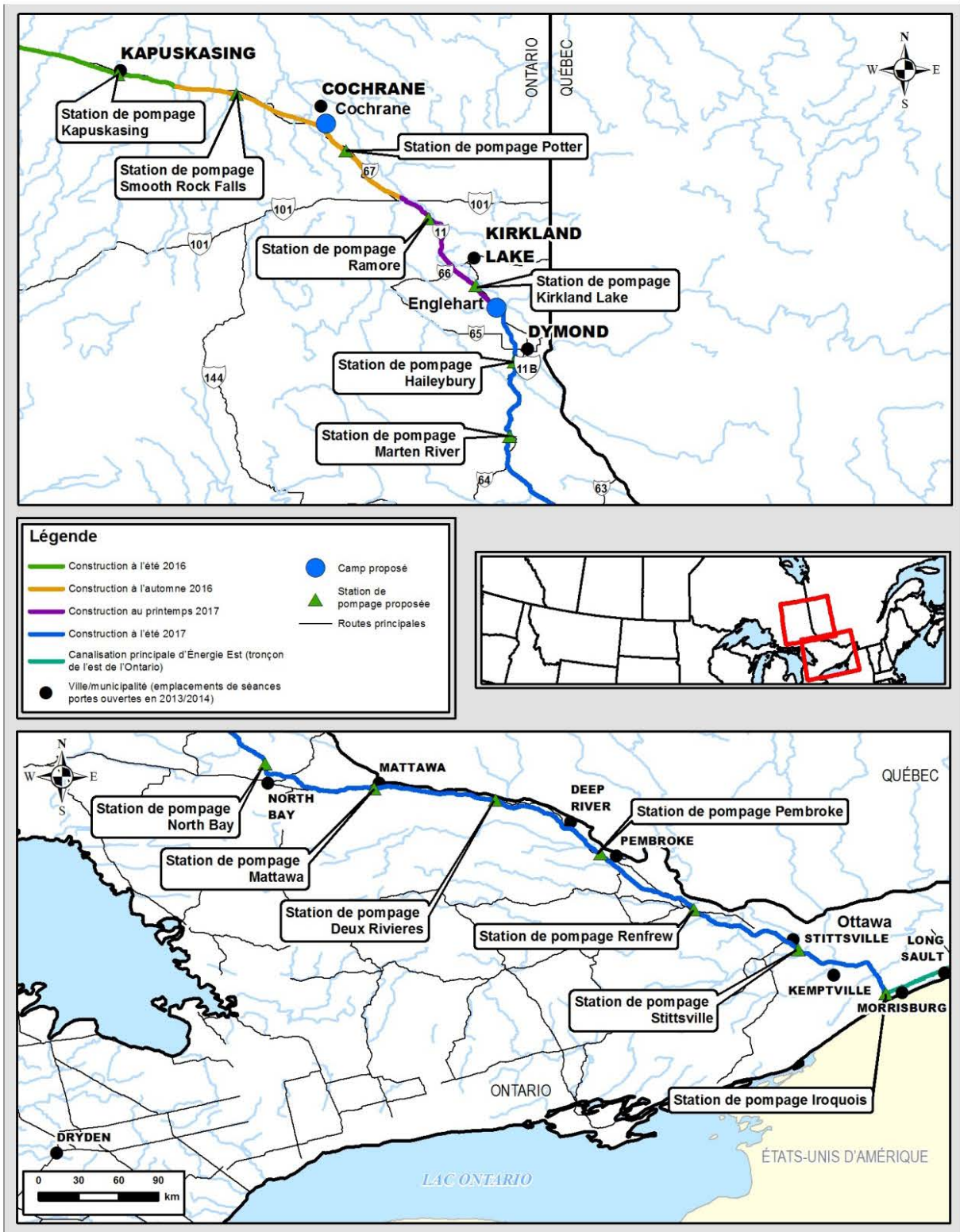


Figure 2-7 : Tronçons et camps de construction – Prairies (Saskatchewan)





2.9.7 Enlèvement des digues de castor

Des plans d'enlèvement des digues de castor seront élaborés dans le cadre du Projet. Ces plans seront communiqués aux entrepreneurs avant l'enlèvement des digues et seront intégrés dans les PPE du Projet.

2.9.8 Lieux d'emprunt et fosses-réservoirs

Pendant la phase de conception détaillée, des lieux d'emprunt et des fosses-réservoirs seront prévus en vue de leur utilisation éventuelle dans le cadre des travaux de génie civil associés au Projet. Des emplacements existants seront utilisés lorsque des matériaux granulaires convenables sont disponibles et que les ressources sont situées à une distance routière raisonnable des chantiers proposés. Lorsque ces exigences ne sont pas respectées, Énergie Est pourrait aménager de nouveaux lieux d'emprunt et fosses-réservoirs et inclura des mesures d'atténuation appropriées dans les PPE du Projet.

2.9.9 Enlèvement des digues de castor

Des plans d'enlèvement des digues de castor seront élaborés dans le cadre du Projet. Ces plans seront communiqués aux entrepreneurs avant l'enlèvement des digues et seront intégrés dans les PPE du Projet.

2.10 GESTION DE L'ABATTAGE À L'EXPLOSIF

Énergie Est s'attend à ce que l'abattage à l'explosif soit utilisé dans des parties du couloir prévu en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick afin d'excaver la tranchée du pipeline ou de niveler l'emprise.

Énergie Est collaborera avec des entrepreneurs qualifiés et approuvés afin d'obtenir les permis nécessaires et respecter les exigences légales concernant l'utilisation, l'entreposage et le transport d'explosifs.

Énergie Est élaborera des procédures de dynamitage en collaboration avec les entrepreneurs en dynamitage. Ces procédures prévoient les plans de tirs, la quantité d'explosifs et de charges par trou, les temps de délai, la méthode de dynamitage, l'utilisation de paillasons de dynamitage et le type de paillasons de dynamitage utilisé. Des essais seront effectués et pourraient entraîner des modifications aux procédures de dynamitage, au besoin.

Des procédures de dynamitage propres aux sites seront élaborées afin de tenir compte des structures, des installations, des services et des cours d'eau adjacents. Toutes les précautions seront prises pour prévenir la projection de roches, comme l'utilisation de paillasons sur toutes les parties exposées de la zone visée par l'abattage à l'explosif. Les sociétés de services publics et les propriétaires d'installations susceptibles d'être touchés seront avisés et consultés avant le dynamitage. Des services d'inspection

pré-dynamitage des structures résidentielles situées à proximité de la zone de dynamitage seront offerts aux propriétaires et fournis au besoin. Avant et après la construction, les puits d'eau seront testés et analysés afin de recueillir des données de base et d'évaluer la qualité de l'eau.

Les travaux de dynamitage effectués à l'intérieur ou à proximité des eaux des pêche canadiennes respecteront les restrictions, les exigences et les procédures énoncées dans les *Lignes directrices concernant l'utilisation d'explosifs à l'intérieur ou à proximité des eaux de pêche canadiennes* et les conditions d'autorisation prescrites par Pêches et Océans Canada, le cas échéant.

La priorité sera accordée à la sécurité des travaux de forage et de dynamitage. Énergie Est communiquera le calendrier des travaux aux résidents susceptibles d'être touchés et les avertira au moins 48 heures avant la tenue de travaux de dynamitage.

Le personnel qui participera aux travaux de forage ou de dynamitage examinera et respectera les plans de sécurité de la construction du Projet, incluant :

- l'utilisation d'équipement de protection individuelle
- l'utilisation, l'entreposage et la manutention d'explosifs
- les signaux sonores et les panneaux d'avertissement
- le maintien d'un rayon d'au moins 300 m autour de la zone de dynamitage
- les procédures concernant les charges n'ayant pas explosé.

2.11 EXHAURE DE ROCHES ACIDES

Pendant la conception détaillée, Énergie Est élaborera des plans d'atténuation de l'exhaure de roches acides destinés à être utilisés pendant la construction. Les inspecteurs en environnement d'Énergie Est s'assureront que ces plans sont respectés.

Pendant la construction, si les arpentages de terrain préliminaires, l'échantillonnage et les essais en laboratoire indiquent la présence de roches acides et, par conséquent, un risque de lixiviation des métaux et/ou d'exhaure des roches acides, des mesures appropriées seront prises pour atténuer les incidences négatives potentielles sur l'environnement. Ces mesures peuvent inclure ce qui suit :

- évitement – légère déviation du tracé et de l'orientation, dans la mesure du possible
- stockage sous l'eau – si des roches acides sont excavées ou exposées¹

¹ Le stockage sous l'eau est généralement le moyen le plus efficace pour éviter l'exhaure des roches acides et réduire la lixiviation des métaux.

- mélange et recouvrement – le mélange et le recouvrement de la surface devront faire l'objet d'une conception détaillée et être approuvés par l'organisme compétent
- stockage des roches acides abattues à des emplacements approuvés.

Les mesures de prévention et d'atténuation seront conformes aux lois applicables et respecteront les PPE du Projet. Pour de plus ample renseignements, voir le Volume 4, Conception du pipeline, Section 2.9 : Drainage rocheux acide.

2.12 MISE EN SERVICE ET REMPLISSAGE DES CANALISATIONS

La mise en service des installations et du pipeline d'Énergie Est sera effectuée conformément au plan d'essai qui respecte les procédures de TransCanada. Ce plan sera mis au point pendant la phase de conception détaillée et devrait comporter les composantes suivantes :

- attestations d'achèvement des installations mécaniques confirmant que la construction de chaque tronçon du pipeline et de l'ensemble des systèmes de chaque installation est terminée (p. ex. : stations de pompage, terminaux de réservoirs, terminaux maritimes)
- procédures de transition décrivant comment doit être effectuée la transition de la construction à la mise en service
- examen de sécurité préalable à la mise en service couvrant l'ensemble de la documentation et de l'équipement d'exploitation visant à s'assurer que le pipeline et les installations peuvent être exploités de manière sécuritaire conformément à leur conception et que des procédures d'exploitation, d'entretien et d'urgence sont en place
- plan de remplissage des conduites décrivant comment le pipeline et les installations seront successivement mis à l'essai, vidés et remplis de pétrole d'Hardisty D à Saint John.

La mise en service et le remplissage seront effectués par des employés et des entrepreneurs qualifiés au service de TransCanada et d'Énergie Est, ainsi que par des fournisseurs de l'équipement installé aux sites des installations.

2.13 NETTOYAGE ET REMISE EN ÉTAT

Le nettoyage et la remise en état sont des étapes importantes et essentielles afin de remettre les chantiers dans une condition similaire à la condition dans laquelle ils étaient avant la construction. Dans le cas des travaux de construction exécutés en hiver, le nettoyage est habituellement effectué en deux étapes. Un nettoyage préliminaire est effectué immédiatement après l'exécution des travaux de construction et un nettoyage final est effectué l'hiver suivant. Dans le cas des travaux

de construction exécutés en été, le nettoyage est généralement effectué immédiatement après l'exécution des travaux de construction ou dès que les conditions le permettent. Le nettoyage et la remise en état sont effectués conformément aux PPE du Projet et aux exigences réglementaires applicables.

Pour les canalisations, le nettoyage et la remise en état incluent généralement les travaux suivants :

- rétablissement du niveau du sol
- décompactage du sous-sol, au besoin
- préparation du sous-sol
- compactage des tranchées
- enlèvement des racines et des roches
- remise en place du sol arable et des déblais
- enlèvement de l'accès
- ensemencement et reverdissement
- contrôle des sédiments et de l'érosion
- désherbage.

Pour les installations, le nettoyage et la remise en état incluent généralement les travaux suivants :

- rétablissement du relief
- stabilisation des tas de terre
- ensemencement
- contrôle de l'érosion
- clôture
- remise en place du sol arable
- ensemencement et reverdissement.

Des travaux supplémentaires peuvent être nécessaires pour un emplacement en particulier en fonction de l'utilisation du terrain, de la saison de construction et des conditions au moment du nettoyage et de la remise en état. La remise en état du Projet, incluant la remise en état des emplacements où des ouvrages de franchissement des cours d'eau ont été aménagés, sera effectuée conformément aux PPE du Projet et aux exigences réglementaires applicables.

2.14 AUTORISATIONS RÉGLEMENTAIRES REQUISES POUR LA CONSTRUCTION

Les approbations et autorisations réglementaires importantes relatives au Projet, y compris les approbations et autorisations demandées à l'ONÉ dans la présente demande, doivent être obtenues au plus tard au deuxième trimestre de 2016, comme il est indiqué dans le calendrier de construction préliminaire à la Figure 2-1 de la section 2.5, Calendrier des travaux de construction.

Les autres approbations et autorisations réglementaires requises pour la construction et l'exploitation du Projet sont indiquées au Tableau 2-4 pour les autorités réglementaires fédérales autres que l'ONÉ et des autorités réglementaires provinciales comme suit :

- Tableau 2-5 pour les autorisations de l'Alberta
- Tableau 2-6 pour les autorisations de la Saskatchewan
- Tableau 2-7 pour les autorisations du Manitoba
- Tableau 2-8 pour les autorisations de l'Ontario
- Tableau 2-9 pour les autorisations du Québec
- Tableau 2-10 pour les autorisations du Nouveau-Brunswick.

Les renseignements qui figurent aux Tableaux 2-4 à 2-10 sont considérés préliminaires et seront mis à jour au fur et à mesure que la conception et la planification du Projet progressent et en tenant compte des discussions en cours avec les diverses autorités réglementaires.

Veillez noter que les tableaux d'autorisations préliminaires n'indiquent pas les permis et les licences de recherche qui ont été et qui seront requis aux fins de la planification du Projet. Ils ne comprennent pas non plus les permis relatifs aux camps et baraquements de construction et autres permis de construction (p. ex. permis électriques ou de construction) qui devront être obtenus par les entrepreneurs.

Tableau 2-4 : Liste préliminaire des autorisations réglementaires fédérales

Ministère	Loi applicable	Approbation	Dates	
			Date de dépôt prévue	Échéance d'approbation
Affaires autochtones et Développement du Nord Canada – SASK	<i>Loi sur les Indiens, 1985</i>	Servitude	T3 2014	T2 2016
		Autorisation d'exécuter des travaux		
		Ententes d'accès		
Agriculture et Agroalimentaire Canada	<i>Loi sur le ministère de l'Agriculture et de l'Agroalimentaire</i>	Servitude	T3 2014	T2 2016
		Autorisation d'exécuter des travaux		
		Ententes d'accès		
Environnement Canada, Direction générale de l'intendance environnementale	<i>Loi canadienne sur la protection de l'environnement</i>	Permis d'immersion en mer en vertu de l'article 127	T2 2015	T2 2016
		Permis d'exportation, d'importation ou de transport de matières dangereuses	T2 2015	T2 2016
Ministère des Pêches et des Océans (Canada) (MPO) ¹	<i>Loi sur les pêches</i>	Autorisation en vertu de la <i>Loi sur les pêches</i> et permis en vertu de la LEP, si nécessaires. ¹	T2 2015	T2 2016
		Autorisation de relâcher une substance nocive	T2 2015	T2 2016
Industrie Canada	<i>Loi sur la radiocommunication</i>	Article 5 : licences radio	T2 2015	T2 2016
Défense nationale – Base des Forces canadiennes Petawawa, ON	<i>Loi sur les immeubles fédéraux et les biens réels fédéraux</i>	Servitude	T3 2014	T2 2016
		Autorisation d'exécuter des travaux		
		Ententes d'accès		
Office national de l'énergie	Loi sur l'ONÉ	Autorisation d'installer un pipeline le long, sur ou sous des eaux navigables	T2 2015	T2 2016
	Article 5 (1) de la <i>Loi sur la protection des eaux navigables</i>	Le cas échéant, autorisation d'installer une structure de traverse de route d'accès permanente sur des eaux navigables ou à travers celles-ci	T2 2015	T2 2016
Ressources naturelles Canada, Division de la réglementation des explosifs	<i>Loi sur les explosifs</i>	Permis pour le mélange de nitrate d'ammonium et fuel-oil	T2 2015	T2 2016
		Permis de dépôt temporaire d'explosifs		
		Permis de transport d'explosifs		

Tableau 2-4 : Liste préliminaire des autorisations réglementaires fédérales (suite)

Ministère	Loi applicable	Approbation	Dates	
			Date de dépôt prévue	Échéance d'approbation
Parcs Canada	<i>Loi sur les immeubles fédéraux et les biens réels fédéraux</i>	Servitude pour la traversée du canal Rideau	T3 2014	T2 2016
		Autorisation d'exécuter des travaux pour la traversée du canal Rideau		
	<i>Règlement sur les canaux historiques</i>	Permis d'exécuter des ouvrages riverains ou en milieu aquatique sur le canal Rideau	T2 2015	T2 2016
Transport Canada ²	<i>Loi maritime du Canada</i>	Autorisation d'entrée dans des eaux portuaires	T2 2015	T2 2015
		Servitude	T3 2014	T2 2016
		Autorisation d'exécuter des travaux		
		Ententes de location de routes		
		Location		
		Licence		
	<i>Loi sur la protection de la navigation</i>	Autorisation de construire des quais	T2 2015	T2 2016
	Québec <i>Loi sur les immeubles fédéraux et les biens réels fédéraux</i>	Servitude (servitude ou emprise)	T3 2014	T2 2016
		Autorisation d'exécuter des travaux		
		Ententes d'accès		
	Nouveau-Brunswick <i>Loi sur les immeubles fédéraux et les biens réels fédéraux</i>	Servitude	T3 2014	T2 2016
		Autorisation d'exécuter des travaux	T3 2014	T2 2016
		Ententes de location de routes		
Location				
Licence				
Transports Canada (Direction du transport maritime) / Administration portuaire de Saint John	<i>Loi sur la protection de la navigation</i>	Autorisation de construire un ouvrage à la surface, au-dessus, au-dessous ou au travers des eaux navigables	T2 2015	T2 2016

Tableau 2-4 : Liste préliminaire des autorisations réglementaires fédérales (suite)

Ministère	Loi applicable	Approbation	Dates	
			Date de dépôt prévue	Échéance d'approbation
Transports Canada – Aéroport de Mirabel	<i>Loi sur les immeubles fédéraux et les biens réels fédéraux</i> <i>Loi sur le ministère des Transports</i>	Servitude	T3 2014	T2 2016
		Autorisation d'exécuter des travaux		
		Ententes de location de routes		
		Location		
		Licence		
Transport Canada - Saint John Airport Inc.	<i>Loi sur les immeubles fédéraux et les biens réels fédéraux</i> <i>Loi sur le ministère des Transports</i>	Servitude	T3 2014	T2 2016
		Autorisation d'exécuter des travaux		
		Ententes de location de routes		
		Location		
		Licence		
<p>Notes :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Aux termes du Protocole d'entente entre l'ONÉ et le MPO, l'ONÉ évaluera les effets potentiels du Projet sur les poissons et leur habitat, de même que sur les espèces aquatiques en péril. Si l'ONÉ conclut que le Projet peut entraîner des dommages sérieux aux poissons ou à leur habitat, ou produire des effets négatifs aux espèces en péril, l'ONÉ avisera le MPO qu'une autorisation en vertu de la Loi sur les pêches ou un permis en vertu de la LEP pourrait être requis. 2. Aux termes du Protocole d'entente entre l'ONÉ et Transport Canada, l'ONÉ évaluera les effets potentiels du Projet sur la navigation et déterminera si des autorisations sont requises. Si l'ONÉ conclut que des autorisations sont requises, il est de la responsabilité de l'ONÉ d'émettre ces autorisations. 				

Tableau 2-5 : Liste préliminaire des autorisations réglementaires de l'Alberta

Ministère	Loi applicable	Approbation	Dates	
			Date de dépôt prévue	Échéance d'approbation
Alberta Culture (ministère de la culture)	<i>Historical Resources Act (loi sur les ressources historiques)</i>	Autorisation en vertu de la loi sur les ressources historiques	T2 2015	T2 2015
Alberta Energy Regulator (organisme de réglementation de l'Alberta en matière d'énergie)	<i>Public Lands Act (loi sur les terres publiques)</i>	Autorisation temporaire reliée à la perturbation temporaire des terres publiques et à l'octroi d'une aire de travail supplémentaire	T4 2015	T1 2016
		Accord sur les oléoducs	T3 2014	T2 2016
		Zone d'atterrissage pour hélicoptères (hélisurface) - bail divers	T3 2014	T2 2016
		Voies d'accès – licence d'occupation	T3 2014	T2 2016
		Bail relatif aux minéraux de surface	T3 2014	T2 2016
		Emplacement des vannes, des camps d'ouvriers et des aires de stockage – baux divers	T3 2014	T2 2016
Alberta Environment and Sustainable Resource Development (Ministère de l'Environnement et du Développement durable des ressources de l'Alberta)	<i>Water Act (loi sur l'eau)</i>	Code de pratique afférent aux franchissements des cours d'eau	T2 2015	Avis
		Remise d'un avis aux termes du code de pratique relatif aux pipelines et lignes de télécommunication croisant des cours d'eau et aux franchissements de cours d'eau	T2 2015	Avis
		Code de pratique relatif à la dérivation temporaire de cours d'eau aux fins des essais hydrostatiques	T2 2016	T4 2017
		Effets permanents sur les terres humides, dus aux installations (station de pompage, terminaux de réservoirs, vannes, routes d'accès permanentes)	T2 2015	T2 2016

Tableau 2-5 : Liste préliminaire des autorisations réglementaires de l'Alberta (suite)

Ministère	Loi applicable	Approbation	Dates	
			Date de dépôt prévue	Échéance d'approbation
	<i>Environmental Protection and Enhancement Act (loi de protection et de revitalisation de l'environnement)</i>	Remise d'un avis aux termes du code de pratique relatif à la remise en circulation de l'eau prélevée aux fins des essais hydrostatiques dans les oléoducs et les gazoducs	T2 2016	T4 2017
Alberta Transportation (ministère des transports de l'Alberta)	<i>Traffic Safety Act (loi sur la sécurité routière)</i>	Permis de franchissement aux points de passage routier	T2 2015	T2 2015
Special Areas Board (office des zones d'intérêt particulier)	<i>Special Areas Act (loi sur les zones d'intérêt particulier)</i>	Accord relatif aux pipelines	T2 2015	T2 2015

Tableau 2-6 : Liste préliminaire des autorisations réglementaires de la Saskatchewan

Ministère	Loi applicable	Approbation	Dates	
			Date de dépôt prévue	Échéance d'approbation
Ministry of Agriculture, Crown lands (ministère de l'agriculture / des terres publiques)	<i>Oil and Gas Conservation Act (loi sur la conservation du gaz et du pétrole)</i>	Servitude	T3 2014	T2 2016
		Location		
		Permis		
		Achats		
Ministry of Environment, Oil and Gas Division, Lands Branch (ministère de l'environnement/ division pétrole et gaz, direction du territoire)	<i>Environmental Management and Protection Act (loi sur la gestion et la protection de l'environnement)</i>	Permis requis pour le déversement de l'eau utilisée aux fins des essais hydrostatiques	T2 2016	T4 2017
		Permis nécessaire à la protection de l'habitat aquatique	T2 2015	T2 2015
Saskatchewan Water Security Agency (organisme de protection des eaux)		Licence de droits temporaires sur les étendues d'eau	T2 2016	T4 2017

Tableau 2-6 : Liste préliminaire des autorisations réglementaires de la Saskatchewan (suite)

Ministère	Loi applicable	Approbation	Dates	
			Date de dépôt prévue	Échéance d'approbation
Ministry of Environment, Oil and Gas Division, Lands Branch (ministère de l'environnement/ division pétrole et gaz, direction du territoire)	<i>Provincial Lands Act (loi sur les terres de la province)</i>	Permis pour divers utilisations	T3 2014	T2 2016
Ministry of Parks, Culture and Sport, Heritage Conservation Branch (ministère des parcs, de la culture et des sports, direction de la préservation du patrimoine)	<i>Heritage Property Act (loi sur les biens patrimoniaux)</i>	Permis d'évaluation de l'impact sur les ressources patrimoniales	T2 2015	T2 2015
		Formulaire d'examen des ressources patrimoniales		
		Autorisation en vertu de la loi sur les biens patrimoniaux		

Tableau 2-7 : Liste préliminaire des autorisations réglementaires du Manitoba

Ministère	Loi applicable	Approbation	Dates	
			Date de dépôt prévue	Échéance d'approbation
Manitoba Conservation and Water Stewardship, Parks and Natural Areas Branch (Conservation et Gestion des ressources hydriques Manitoba, direction générale responsable des parcs et des aires naturelles)	<i>Loi sur les parcs provinciaux</i>	Recherche dans les parcs provinciaux et les réserves	T2 2015	T2 2015
Manitoba Conservation and Water Stewardship, Wildlife Branch (Conservation et Gestion des ressources hydriques Manitoba, direction générale responsable de la faune)	<i>Loi sur la conservation de la faune</i>	Permis d'utilisation d'une zone de gestion de la faune	T2 2015	T2 2015

Tableau 2-7 : Liste préliminaire des autorisations réglementaires du Manitoba (suite)

Ministère	Loi applicable	Approbation	Dates	
			Date de dépôt prévue	Échéance d'approbation
Manitoba Conservation and Water Stewardship - Local District Office, Lands Branch (Conservation et Gestion des ressources hydriques Manitoba - bureau local de circonscription, direction générale responsable des terres)	<i>Loi sur les espèces en voie de disparition</i>	Permis relatif aux espèces en péril	T2 2015	T2 2015
	<i>Loi sur les terres domaniales</i>	Autorisation d'exécuter des travaux sur les terres de l'État	T3 2014	T2 2016
Manitoba Conservation and Water Stewardship, Water Stewardship Branch (Conservation et Gestion des ressources hydriques Manitoba, direction générale responsable de la gestion des ressources aquifères)	<i>Loi sur les droits d'utilisation de l'eau</i>	Autorisation exigée avant d'entreprendre des travaux de construction de franchissement des cours d'eau	T2 2015	T2 2016
Manitoba Conservation and Water Stewardship, Water Use Licensing Section (Conservation et Gestion des ressources hydriques Manitoba, section responsable des permis d'utilisation de l'eau)		Autorisation temporaire de retirer l'eau	T2 2016	T4 2017
Manitoba Conservation and Water Stewardship, Water Quality Management Section (Conservation et Gestion des ressources hydriques Manitoba, section responsable de la gestion de la qualité de l'eau)		Autorisation de rejeter l'eau utilisée pour les essais hydrostatiques	T2 2016	T4 2017
Manitoba Conservation and Water Stewardship, Water Control Works and Drainage Licensing Section (Conservation et Gestion des ressources hydriques Manitoba, section responsable de la délivrance des permis des travaux relatifs à la gestion des cours d'eau et au drainage)		Permis de construction d'ouvrages de régularisation des eaux	T2 2015	T2 2015

Tableau 2-7 : Liste préliminaire des autorisations réglementaires du Manitoba (suite)

Ministère	Loi applicable	Approbation	Dates	
			Date de dépôt prévue	Échéance d'approbation
Manitoba Conservation and Water Stewardship, Forestry Branch (Conservation et Gestion des ressources hydriques Manitoba, direction générale responsable des forêts)	<i>Loi sur les forêts</i>	Permis de coupe de bois à des fins commerciales	T2 2015	T2 2015
Crown Lands and Property Agency (Organisme responsable des terres et des propriétés de l'État)	<i>Loi sur les terres domaniales</i>	Servitude	T2 2015	T2 2015
		Location		
		Autorisation d'exécuter des travaux sur les terres de l'État		
		Achat		
		Permis d'occupation		
Manitoba Culture, Heritage, Sport and Consumer Protection, Historic Resources Branch (Culture, Patrimoine, Sport et Protection du consommateur Manitoba, Direction des ressources historiques)	<i>Loi sur les richesses du patrimoine</i>	Permis en matière de patrimoine autorisant la recherche ou l'excavation d'un objet du patrimoine	T2 2015	T2 2015
		Formulaire de recommandation relatif à l'examen des richesses du patrimoine		
		Autorisation en vertu de la Loi sur les richesses du patrimoine		
Manitoba Infrastructure and Transportation, Highway Traffic Board (Infrastructure et Transports Manitoba, Conseil routier)	<i>Loi sur la protection des voies publiques</i>	Permis d'accès limité aux voies publiques	T2 2015	T2 2015
Manitoba Innovation, Energy and Mines, Petroleum Branch (ministère manitobain responsable de l'innovation, de l'énergie et des mines, direction des ressources pétrolières)	<i>Loi sur le pétrole et le gaz naturel</i>	Permis de construction de pipeline	T2 2015	T2 2015

Tableau 2-7 : Liste préliminaire des autorisations réglementaires du Manitoba (suite)

Ministère	Loi applicable	Approbation	Dates	
			Date de dépôt prévue	Échéance d'approbation
Labour and Immigration, Workplace Safety and Health Division (Travail et Immigration Manitoba, Division de la Sécurité et de l'Hygiène du Travail)	<i>Loi sur la sécurité et l'hygiène du travail</i>	Permis d'excavation	T2 2015	T2 2015

Tableau 2-8 : Liste préliminaire des autorisations réglementaires de l'Ontario

Ministère	Loi applicable	Approbation	Dates	
			Date de dépôt prévue	Échéance d'approbation
Offices de protection de la nature	<i>Loi sur les offices de protection de la nature</i>	Emplacements des points de franchissement et des ouvrages sur les cours d'eau, les terres humides et les zones de contrôle des inondations	T2 2015	T2 2016
Ministère de l'Environnement de l'Ontario	<i>Loi sur les ressources en eau de l'Ontario</i>	Permis de prélever 50 000 litres d'eau par jour ou plus d'une même source	T2 2016	T4 2017
Ministère des Richesses naturelles de l'Ontario	<i>Loi sur les espèces en voie de disparition de l'Ontario</i>	Permis de mener une activité visant à aider la protection ou le rétablissement d'une espèce, à procurer un avantage plus que compensatoire pour une espèce, ou entraînant un important avantage social ou économique à l'Ontario	T2 2015	T2 2015
	<i>Loi sur la protection du poisson et de la faune</i>	Lettre d'autorisation de drainer une digue de castor en vertu de la Loi sur la protection du poisson et de la faune	T2 2015	T2 2016
	<i>Loi sur les offices de protection de la nature</i>	Permis en vertu du règlement 42/06 pour le développement, l'interférence avec les terres humides et les altérations des berges et des cours d'eau	T2 2015	T2 2016
	<i>Loi sur les terres publiques</i>	Lettre d'autorisation ou permis de perturber les terres de l'État	T3 2014	T2 2016
		Servitude		
		Licence		
		Autorisation d'exécuter des travaux		

Tableau 2-8 : Liste préliminaire des autorisations réglementaires de l'Ontario (suite)

Ministère	Loi applicable	Approbation	Dates	
			Date de dépôt prévue	Échéance d'approbation
Ministère du Tourisme, de la Culture et du Sport de l'Ontario	<i>Loi sur le patrimoine de l'Ontario</i>	Autorisation en vertu de la Loi sur le patrimoine de l'Ontario	T2 2015	T2 2015
		Patrimoine bâti et paysage à patrimoine culturel		
Ministère des Transports de l'Ontario	<i>Code de la route</i>	Permis de transport de charge lourde ou de charge de grande taille	T2 2015	T2 2015
	<i>Loi sur l'aménagement des voies publiques et des transports en commun</i>	Permis d'empiètements	T2 2015	T2 2015

Tableau 2-9 : Liste préliminaire des autorisations réglementaires du Québec

Ministère	Loi applicable	Approbation	Date	
			Date de dépôt prévue	Échéance d'approbation
Commission de protection du territoire agricole du Québec	<i>Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles (P-41.1)</i>	Autorisation pour toutes les installations (hors-sol et souterraines), droit de passage permanent et aires de travail situées dans une zone agricole	T3 2014	T2 2016
	<i>Loi sur l'acquisition de terres agricoles par des non-résidents (A-4.1)</i>	Autorisation pour toute acquisition, par des non-résidents, de terres situées dans la zone agricole	T3 2014	T2 2016
Ministère de la Culture et des Communications	<i>Loi sur le patrimoine culturel (P-9. 002)</i>	Autorisation pour l'exercice d'activités dans le périmètre de protection d'un bâtiment patrimonial culturel désigné	T2 2015	T1 2016
Ministère du Développement durable, de l'Environnement, et de la Lutte contre les changements climatiques	<i>Loi sur la qualité de l'environnement Q-2</i>	Certificat d'autorisation aux termes de l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement pour l'exercice d'activités dans les terres humides et les cours d'eau	T2 2015	T1 2016
	<i>Loi sur les espèces menacées et vulnérables (E-12.01)</i>	Autorisation pour l'exercice d'activités dans l'habitat d'une espèce végétale désignée comme étant menacée ou vulnérable	T2 2015	T1 2016
	<i>Loi sur la conservation du patrimoine naturel (C-61.01)</i>	Autorisation pour l'exercice d'activités dans les aires protégées	T2 2015	T1 2016

Tableau 2-9 : Liste préliminaire des autorisations réglementaires du Québec (suite)

Ministère	Loi applicable	Approbation	Date	
			Date de dépôt prévue	Échéance d'approbation
Ministère des Ressources naturelles	<i>Loi sur les terres du domaine de l'État</i> (T-8.1)	Autorisation pour les travaux de construction (générale pour les travaux préparatoires, la coupe de bois, les aires de travail temporaires)	T3 2014	T2 2016
		Servitude (servitude ou droit de passage)		
Ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs	<i>Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune</i> (C-61.1)	Autorisation pour l'exercice d'activités dans un habitat faunique désigné	T2 2015	T1 2016
	<i>Loi sur les espèces menacées et vulnérables</i> (E-12.01)	Autorisation pour l'exercice d'activités dans l'habitat d'une espèce végétale désignée comme étant menacée ou vulnérable	T2 2015	T1 2016
Municipalités régionales de comté (MRC)	<i>Loi sur les compétences municipales</i> (C-47.1)	Franchissement de cours d'eau sous compétence régionale	T2 2015	T1 2016
		Demandes à la MRC d'un certificat de conformité avec la réglementation et le règlement administratif de la MRC		
Municipalités		Demandes aux municipalités d'un certificat de conformité avec la réglementation et le règlement administratif municipaux	T2 2015	T1 2016
	Ententes de passage pour la construction (réseau d'alimentation en eau, réseau d'égouts et routes)			
Propriétaires publics et privés de services publics		Ententes de franchissement pour les services publics (voies ferrées, routes, lignes électriques, lignes de télécommunications et pipelines)	T2 2015	T1 2016

Tableau 2-10 : Liste préliminaire des autorisations réglementaires du Nouveau-Brunswick

Ministère	Loi applicable	Approbation	Date	
			Date de dépôt prévue	Échéance d'approbation
Ministère de l'Environnement et Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick	Loi sur l'assainissement de l'eau	Permis de modification d'un cours d'eau et d'une terre humide (protection de l'eau de surface)	T2 2015	T2 2016
		Décret de désignation de bassin hydrographique en tant que secteur protégé (demande d'exemption)	T2 2015	T2 2016
	Loi sur l'assainissement de l'environnement	Exigences du Règlement sur la qualité de l'eau (Loi sur l'assainissement de l'environnement, Article 3)	T2 2015	T2 2016
		Approbation du site – stockage et manutention des produits pétroliers	T2 2015	T2 2016
		Approbation pour construire, modifier ou exploiter une source d'effluent	T2 2015	T2 2016
		Approbation d'un point de déversement	T2 2016	T4 2016
		Approbation pour l'approvisionnement en eau et la qualité de l'eau	T2 2016	T4 2016
		Approbation du site – stockage et manutention des produits pétroliers	T2 2015	T2 2016
		Approbation environnementale - stockage et manutention des produits pétroliers	T2 2015	T2 2016
		Permis de stockage - stockage et manutention des produits pétroliers	T2 2015	T2 2016
		Approbation de raccorder les canalisations d'un réseau de distribution à un réseau de distribution d'eau municipal, rural ou autre	T2 2015	T2 2016
		Approbation à l'égard de toute source d'ouvrage d'évacuation des eaux usées ou d'ouvrage d'adduction d'eau	T2 2015	T2 2016

Tableau 2-10 : Liste préliminaire des autorisations réglementaires du Nouveau-Brunswick (suite)

Ministère	Loi applicable	Approbation	Date	
			Date de dépôt prévue	Échéance d'approbation
Ministère de l'Environnement et Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick (suite)	<i>Loi sur l'assainissement de l'environnement (suite)</i>	Approbation de tout arrêt d'ouvrage d'évacuation des eaux usées ou d'ouvrage d'adduction d'eau	T2 2015	T2 2016
	<i>Loi sur l'assainissement de l'air</i>	Approbation pour construire, modifier ou exploiter une source	T2 2015	T2 2016
Ministère de l'Énergie et des Mines du Nouveau-Brunswick	<i>Loi sur l'exploitation des carrières</i>	Permis d'exploitation d'une carrière	T2 2015	T2 2016
Ministère des Ressources naturelles du Nouveau-Brunswick	<i>Loi sur les incendies de forêt</i>	Permis de brûlage	T2 2015	T2 2016
		Permis de travail		
	<i>Loi sur les terres et forêts de la Couronne</i>	Servitude	T1 2015	T2 2016
		Permis de récolte du bois		
		Permis d'occupation		
		Bail		
	<i>Loi sur les parcs</i>	Servitude	T2 2015	T2 2016
		Permis	T2 2015	T2 2016
		Bail	T2 2015	T2 2016
	Ministère du Tourisme, du Patrimoine et de la Culture du Nouveau-Brunswick, Unité des services archéologiques, Direction du patrimoine	<i>Loi sur la conservation du patrimoine</i>	Permis de modification de site archéologique ou paléontologique	T4 2015
Permis de travaux archéologiques ou paléontologiques sur le terrain			T2 2013 Permis multiples	Multiples - Continue pour chaque étape
Lettre d'habilitation de la Loi sur la conservation du patrimoine			T1 2016	T2 2016 Multiples – Continue

Tableau 2-10 : Liste préliminaire des autorisations réglementaires du Nouveau-Brunswick (suite)

Ministère	Loi applicable	Approbation	Date	
			Date de dépôt prévue	Échéance d'approbation
Ministère des Transports et de l'Infrastructure du Nouveau-Brunswick	<i>Loi sur la voirie</i>	Permis d'usage routier	T2 2015	T2 2016
		Permis d'accès routier		
	<i>Loi sur les véhicules à moteur</i>	Permis pour charge de dimension excédentaire	T2 2015	T2 2016
		Permis pour surcharge et charge de dimension excédentaire		
Permis spécial de déplacement				
Ministère de la sécurité publique	<i>Loi sur les chaudières et appareils à pression</i>	Autorisation d'utilisation d'une chaudière ou d'un appareil à pression	T2 2015	T2 2016

3.0 CONSTRUCTION – RENSEIGNEMENTS SUR LES COMPOSANTES SPÉCIFIQUES

La présente section décrit les activités de construction de conduites qui seront nécessaires pour les nouveaux tronçons de la canalisation principale, les canalisations latérales et les raccordements, ainsi que pour les légers remaniements du tracé et les travaux d'installations de conduites associés à la partie du Projet consistant à convertir une canalisation existante. La présente section renferme également de l'information sur la construction des composantes suivantes :

- stations de pompage
- stations de comptage
- terminaux de réservoirs
- terminaux maritimes

3.1 CONSTRUCTION DE NOUVELLES CONDUITES

3.1.1 Exécution de la construction

La stratégie de construction des nouvelles conduites est en cours d'élaboration. Au stade actuel de la planification du Projet, il est prévu qu'environ cinq entrepreneurs principaux spécialisés dans la construction de conduites participeront à la construction des conduites.

Ces entrepreneurs seront chargés de construire une vingtaine de tronçons, mais ils pourront confier certaines activités à des sous-traitants, comme la distribution des conduites le long du tracé, les essais hydrostatiques, la réparation des drains, la remise en état, la construction de parois en palplanches, l'assèchement et le FDH.

Énergie Est attribuera des contrats de service distincts en ce qui a trait aux END effectués par des tiers.

Les tronçons de l'Alberta et de l'est de l'Ontario compteront chacun deux tronçons de construction qui seront réalisés successivement au cours de l'été 2016 et de l'été 2017 par un seul entrepreneur dans chacune des provinces. Ces entrepreneurs construiront également le tronçon du Nouveau-Brunswick. Les travaux de construction seront exécutés en été en raison du terrain généralement sec et des exigences en matière d'échéancier pour le Nouveau-Brunswick.

Au Québec, trois entrepreneurs construiront 14 tronçons. Les entrepreneurs débiteront les travaux au nord du fleuve Saint-Laurent et se déplaceront vers l'est en direction du fleuve. Un des entrepreneurs sera chargé des travaux de construction en zone urbaine devant être exécutés dans les régions de Montréal, de Lévis et de Cacouna.

Le tronçon du Nouveau-Brunswick comptera quatre tronçons de construction qui seront réalisés par les deux entrepreneurs chargés de réaliser les tronçons de l'Alberta et de l'est de l'Ontario. Au Nouveau-Brunswick, il est prévu que la construction aura lieu au cours des étés et des hivers 2017 et 2018, en fonction de la disponibilité des entrepreneurs et du personnel, et que les travaux dans les zones humides se dérouleront principalement en hiver.

3.1.2 Activités de construction

Énergie Est utilisera des méthodes de construction conventionnelles et les meilleures pratiques de l'industrie dans le cadre de la construction des conduites. Les activités de construction incluront ce qui suit :

- mobilisation du chantier
- nettoyage et paillage
- enlèvement et conservation du sol arable
- excavation de tranchées et abattage à l'explosif
- franchissement de cours d'eau sans tranchée
- nivellement, transport des conduites, distribution des conduites le long du tracé et cintrage des conduites
- soudage
- application de revêtement
- installation de systèmes de protection cathodique
- ajouts de contrôles de la poussée hydrostatique et du tassement
- mise en place des conduites et remblayage
- exécution et vérification d'END
- essais hydrostatiques et raccordements
- nivellement et clôturage
- examen de sécurité préalable à la mise en service (ESPMS)
- mise en service et démarrage de l'oléoduc
- nettoyage final et remise en état des emplacements des infrastructures temporaires
- libération du chantier

La construction sera effectuée conformément aux spécifications, aux normes et aux pratiques d'exploitation de TransCanada et aux PPE du Projet, comme il est prévu aux sections 5 et 6 du volume 9 de l'ÉES.

3.1.3 Préparation de l'emprise

L'emprise de l'oléoduc sera nettoyée conformément au PPE du Projet. Les exigences en matière de nivellement le long de l'emprise varieront, allant d'aucun nivellement dans les zones plates ou humides à un nivellement en gradins à certains endroits.

Le nivellement dépendra de facteurs comme l'inclinaison, le type de sol et la teneur en glace pendant les activités de remblayages hivernales. L'emprise sera nivelée dans la mesure nécessaire pour respecter les limites de flexion des conduites et assurer le

déplacement sécuritaire des conduites, de l'équipement et du personnel le long de l'emprise.

Sur les terrains boisés, lorsque le sol ne sera pas gelé, le sol arable enlevé sera conservé afin d'être remis en place et d'éviter la perte de sol arable, le mélange de sol arable et du sous-sol ou la dégradation de la qualité du sol.

Des plans illustrant l'emprise type qui sera utilisée pendant la construction, y compris la technique utilisée pour minimiser la perturbation de la surface et des terres cultivées et non cultivées gelées et non gelées, se trouvent à l'annexe Vol 7-3.

3.1.4 Distribution des conduites le long du tracé, soudage, END et application de revêtement

Les conduites seront transportées par camion à partir d'aires d'entreposage locales et distribuées le long de l'emprise.

Afin que les conduites suivent le tracé de la ligne médiane ou des changements de direction, on utilisera des raccords forgés ou des cintreuses seront utilisés afin de plier les conduites le long de l'emprise. Les joints individuels seront ensuite alignés, fixés au moyen d'un collier et soudés mécaniquement ou manuellement. Les procédures de soudage seront établies au cours de la phase de conception détaillée. Le programme d'assemblage et les END des soudures respecteront les exigences du *Règlement sur les pipelines terrestres* et de la norme CSA Z662-11.

Les soudures seront soumises à des END et, une fois qu'elles auront été validées, elles seront enduites d'un revêtement. De plus amples renseignements sur les spécifications et les normes principales devant être utilisées pour l'assemblage et l'application de revêtement se trouvent dans la section 2.9, Conception technique.

3.1.5 Excavation de tranchées, abattage à l'explosif, installation des conduites et remblayage

Une fois que la ligne médiane de la canalisation aura été jalonnée, une seule tranchée à ciel ouvert sera excavée au moyen de méthodes de construction de conduites traditionnelles. Des excavatrices et/ou des trancheuses hydrauliques seront utilisées pour excaver la tranchée en fonction des dimensions précises déterminées lors de la conception détaillée. Si le sol est gelé ou rocailleux, le sillon de la tranchée pourra être creusé avant l'excavation ou l'abattage à l'explosif, selon le cas. Les matériaux d'excavation provenant de l'abattage à l'explosif seront broyés, empilés et, s'ils conviennent, utilisés comme base pour les aires de dépôt et les installations. S'ils ne conviennent pas, ils seront transportés jusqu'à une zone d'élimination préapprouvée.

La tranchée à ciel ouvert sera aménagée conformément aux procédures décrites dans le PPE du Projet. La largeur minimale de la tranchée et la profondeur minimale du sol recouvrant la conduite sont présentées à l'annexe Vol 4-1, *Typical Engineering Drawings* (en anglais seulement).

Des mesures comme l'installation de blindage ou de boisage peuvent être utilisées au besoin afin d'assurer que les conduites ou le revêtement des conduites ne soient pas endommagés au cours des activités d'installation des conduites et de remblayage.

Une fois que les conduites assemblées auront été installées dans la tranchée, elles seront recouvertes de matériaux de remblayage indigènes appropriés. Si le sol est gelé, le tassement des matériaux de remblayage dépendra notamment de la teneur en glace de la terre versée dans la tranchée. Le tassement de la tranchée dans les secteurs où le sol a une forte teneur en glace peut être atténué en utilisant diverses quantités de matériel approprié obtenu à proximité de l'emprise ou des matériaux de remblayage importés.

Pendant la construction de l'oléoduc, la longueur des tranchées à ciel ouvert et l'espacement entre les conduites distribuées le long du tracé seront restreints dans la mesure du possible afin de minimiser les préoccupations environnementales et socioéconomiques et les préoccupations en matière de sécurité.

3.1.6 Nettoyage et essais sous pression de l'oléoduc

L'oléoduc sera nettoyé au moyen d'outils spécialisés afin d'enlever les débris de construction lorsque les travaux de construction seront terminés. Les débris seront recueillis et éliminés conformément aux lois applicables et aux plans d'essais hydrostatiques liés avec la partie du Projet qui concerne l'oléoduc. Ces plans seront élaborés pendant la conception détaillée et incluront le tube de canalisation et les composantes connexes.

Avant leur arrivée sur le chantier, les composantes préfabriquées, comme les colonnes montantes de surface, les ensembles de vannes et les raccords coudés, ainsi que la tuyauterie connexe, seront soumises à des essais conformément aux exigences relatives aux essais sous pression énoncées à l'article 8 de la norme CSA Z662-11.

Les plans d'essais hydrostatiques exigeront notamment ce qui suit :

- présentation des sources d'eau, des sites d'exhaure et, s'il y a lieu, ses accès temporaires
- éclairage et abris appropriés pour le personnel pendant les essais
- documentation appropriée afin de faciliter l'autorisation de mise en service

L'eau utilisée pour effectuer les essais hydrostatiques sera pompée à partir de sources approuvées et, après les essais, elle sera rejetée le long de l'emprise conformément aux exigences réglementaires applicables. Dans la mesure du possible, l'eau d'essai sera recyclée et transférée d'un tronçon d'essai à un autre

3.1.7 Contrôle de la poussée hydrostatique et du tassement

Le remblai doit être constitué de matière appropriée et être assez profond pour contrer la poussée hydrostatique de la conduite. Lorsqu'une conduite est installée dans un secteur où le remblai est fait de terre légère ou la nappe aquifère est près de la surface, des mesures de contrôles de la poussée hydrostatique seront nécessaires. Une flottabilité négative de 5 % est requise pour les installations types et une flottabilité négative de 10 % est requise pour les ouvrages de franchissement des cours d'eau.

Dans le cas des conduites installées à une profondeur moindre que la profondeur minimale ou sous la nappe aquifère, plusieurs mesures de contrôle de la poussée hydrostatique existent. Chaque option comporte des avantages et des inconvénients, selon l'emplacement, le type de sol et l'accès en matière de construction. La solution choisie en définitive pour contrôler la poussée hydrostatique peut combiner plusieurs options afin d'optimiser la conception et les coûts.

3.1.8 Franchissements de cours d'eau par l'oléoduc

Le processus utilisé par Énergie Est pour choisir les emplacements des ouvrages de franchissement des cours d'eau et les méthodes de franchissement des cours d'eau a été élaboré en utilisant des pratiques de conception et d'installation reconnues par l'industrie, qui ont été adaptées pour tenir compte des évaluations propres aux emplacements et des *Mesures visant à éviter les dommages causés au poisson et à son habitat* de Pêches et Océans Canada (qui ont remplacé les énoncés opérationnels de Pêches et Océans Canada).

Une description plus détaillée des critères de sélection des méthodes de franchissement des cours d'eau se trouve dans la section 3.1.8, Franchissements de cours d'eau par l'oléoduc, et dans la section 2.6 du volume 4, Franchissements de cours d'eau. Un arbre décisionnel illustrant le processus de sélection est présenté à la figure 3-1. Un aperçu des méthodes de construction des ouvrages de franchissement des cours d'eau est présenté ci-après.

Énergie Est utilisera les critères suivants pour choisir une méthode de franchissement d'un cours d'eau par l'oléoduc :

- paramètres du cours d'eau
- information sur les pêches
- stratégies de construction/atténuation intégrées

3.1.8.1 Méthodes de franchissement sans tranchée

Des méthodes de franchissement sans tranchée, incluant le forage directionnel horizontal (FDH), sont généralement utilisées pour les cours d'eau qui abritent des espèces de poissons fragiles et/ou de grande valeur et/ou dont le débit, la profondeur et la largeur du chenal ne permettent pas l'utilisation d'une technique de franchissement par tranchée isolée.

Le franchissement par FDH exige deux aires de travail, soit une sur chaque rive du cours d'eau (entrée et sortie), et un accès permettant le déplacement des véhicules et de l'équipement entre les deux aires de travail. L'accès peut se faire en traversant le cours d'eau ou en utilisant l'infrastructure existante sur l'emprise de l'oléoduc à proximité de celle-ci, le cas échéant. Des aires de travail seront aménagées du côté de l'entrée et de la sortie. L'équipement de forage, incluant la foreuse, la tige de forage et le bassin à boue, sera situé du côté de l'entrée. Le côté de la sortie sera aménagé comme une emprise type et utilisé pour raccorder et souder les conduites. Une fois que le trou de forage aura atteint le diamètre voulu à la suite d'alésages successifs, la conduite sera tirée dans le trou de forage. La boue de forage circulera sous pression pendant toute la durée des travaux de forage, qui se dérouleront vingt-quatre heures par jour et feront l'objet d'une surveillance constante.

Une fois que le FDH sera terminé, la boue et les déblais de forage seront déversés dans un site d'élimination approuvé.

Les conduites installées au moyen du FDH seront soumises à deux essais hydrostatiques, soit avant d'être tirées dans le trou de forage et encore une fois après avoir été installées et branchées à la conduite de raccordement.

3.1.8.2 Méthodes de franchissement par tranchée

Les méthodes de franchissement par tranchée incluent le franchissement par tranchée ouverte et par tranchée isolée. Ces techniques s'accompagneront d'un ensemble de mesures d'atténuation intégrées visant les activités de construction et d'ouvrages afin de réduire les incidences défavorables potentielles sur les poissons et leur habitat. Ces mesures sont décrites plus en détail dans les PPE du Projet (sections 5 et 6 du volume 8 de l'ÉES).

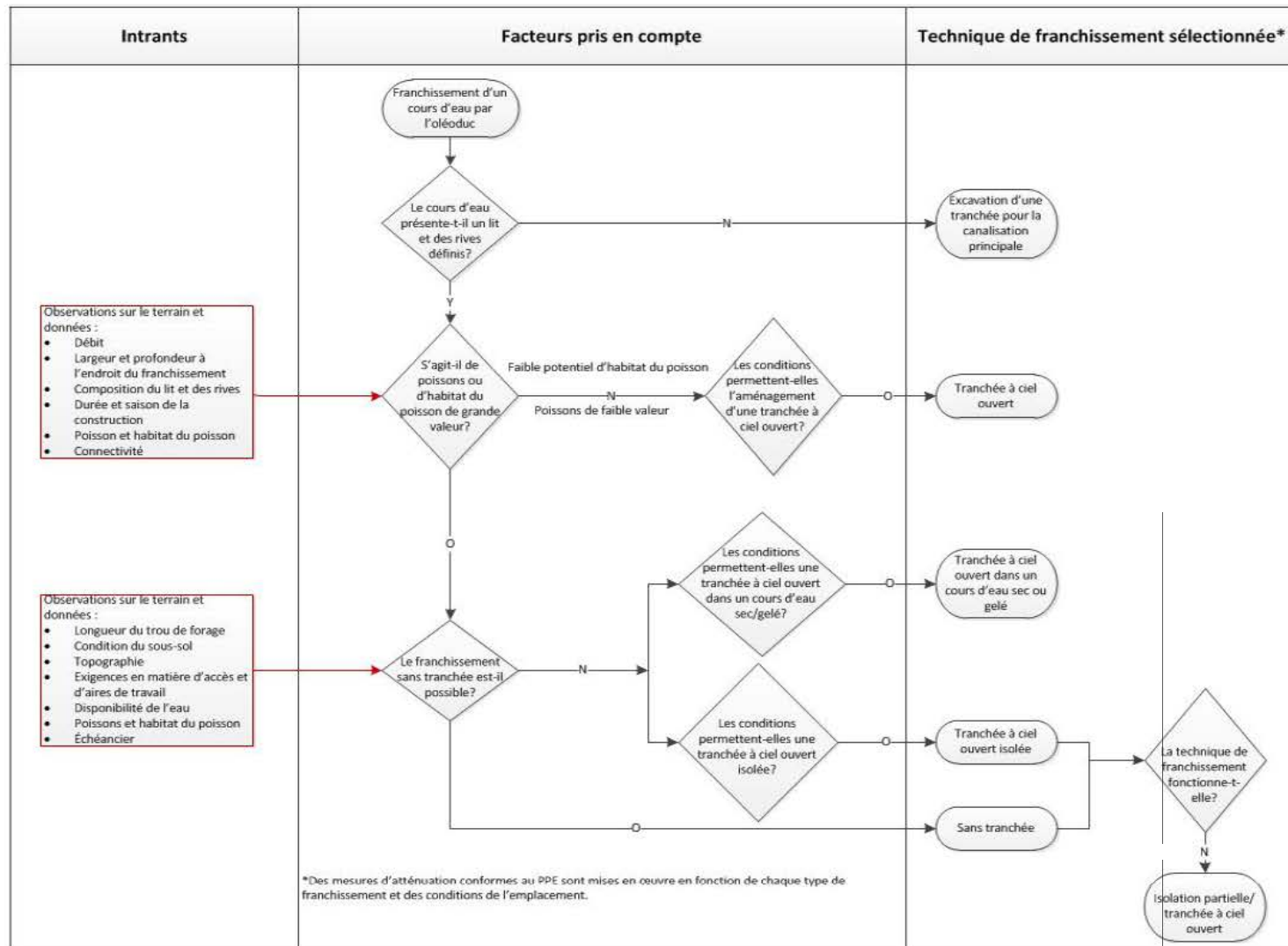


Figure 3-1 : Processus de sélection des méthodes de franchissement des cours d'eau

Des méthodes de franchissement par tranchée isolée seront utilisées pour les cours d'eau dont le débit libre ou sous la glace peut être détourné au moyen d'équipement d'isolation. Les méthodes d'isolation, qui font appel à des barrages et à des pompes ou des jaugeurs, détournent le débit au tour ou au milieu d'une zone de construction afin que les travaux d'excavation de tranchée, d'installation de la conduite et de remblayage puissent être exécutés à distance de l'eau vive. Ces méthodes exigent un accès pour les véhicules et des aires de travail. L'eau limoneuse qui demeure généralement dans la tranchée pendant ces activités est pompée dans des zones végétalisées ou enneigées au lieu d'être retournée dans le cours d'eau. Si le débit ou les conditions du cours d'eau au moment de la construction ne permettent pas l'utilisation des méthodes d'isolation, une méthode de franchissement par tranchée ouverte sera utilisée.

Outre les aires de construction temporaires aménagées sur l'emprise de construction, le franchissement par tranchée ouverte exige des aires de construction temporaires supplémentaires pour l'entreposage des déblais, des matériaux et de l'équipement, la préparation des conduites et l'accès aux deux rives du cours d'eau. Toutefois, le franchissement par tranchée ouverte a généralement une empreinte plus petite que les autres méthodes de franchissement, et son utilisation n'est pas limitée par le débit ou la largeur d'un cours d'eau. Cette méthode peut généralement être mise en œuvre plus rapidement que les autres méthodes.

3.1.8.3 Ouvrages de franchissement des cours d'eau pour l'équipement

Lorsqu'un ouvrage de franchissement temporaire sera nécessaire pour l'équipement, une ou plusieurs des techniques suivantes seront utilisées :

- ponts de neige ou de glace pour la construction en hiver
- ponts à portée libre ou transportables pour la construction en été et en hiver
- ponceaux temporaires

À la présente étape de la conception préliminaire, on prévoit que des ouvrages de franchissement temporaires seront aménagés aux emplacements indiqués dans le tableau 3-1. Ce tableau est basé sur les franchissements de cours d'eau par l'oléoduc indiqués dans la section 3 du volume 4, Renseignements spécifiques relatifs au pipeline.

La méthode de franchissement réellement utilisée sera déterminée à la suite de l'évaluation des conditions sur place au moment de l'installation et reflétera le jugement du personnel expérimenté présent sur le terrain. L'évaluation tiendra compte du terrain, des conditions du sol, de l'utilisation prévue, de la durée d'utilisation prévue et du débit. Pendant la phase de conception détaillée, des plans types des ouvrages de franchissement prévus seront dessinés. Des plans seront dessinés au besoin pour des franchissements en particulier.

**Tableau 3-1 : Emplacement et méthodes de franchissement préliminaires pour l'équipement
 (emplacements de franchissement par l'oléoduc)**

Nom du cours d'eau	Emplacement préliminaire ¹		Méthode de franchissement préliminaire pour l'équipement
	Latitude	Longitude	
Tronçon d'Alberta			
Ribstone Creek	52° 25' 48" N	110° 48' 36" O	Accès existant
Loyalist Creek	51° 58' 12" N	110° 38' 24" O	Accès existant
Monitor Creek	51°57'42"N	110°38'6"O	Accès existant
Monitor Creek	51°57'50"N	110°38'15" O	Accès existant
Sounding Creek	51°34'38"N	110°31'56" O	Accès existant
Red Deer River	50°52'57"N	110°26'57" O	Accès existant
South Saskatchewan River	50°40'47"N	110°7'53" O	Accès existant
Tronçon des Prairies (Manitoba)			
Assiniboine River	49°53'42"N	98°23'38" O	Accès existant
Tronçon de Raccourci de North Bay			
Rideau River	45°5'59"N	75°37'13" O	Accès existant
Madawaska River	45°24'23"N	76°29'31" O	Accès existant
Tronçon de l'est de l'Ontario			
Hoasic Creek	44° 56' 33" N	75° 10' 2" O	Accès existant ou pont à portée libre
Hoople Creek	45° 0' 54" N	74° 59' 54" O	Accès existant ou pont à portée libre
Raisin River	45° 8' 53" N	74° 41' 51" O	Accès existant
Rivière Beaudette	45° 15' 46" N	74° 31' 5" O	Accès existant ou pont à portée libre
Rivière Delisle	45° 18' 59" N	74° 28' 5" O	Accès existant
Rigaud River	45° 29' 24" N	74° 24' 25" O	Accès existant
Tronçon de Québec			
Rivière des Outaouais	45° 33' 28" N	74° 22' 3" O	Accès existant
Rivière du Nord	45° 34' 43" N	74° 21' 1" O	Accès existant
Rivière L'Assomption	45° 48' 13" N	73° 26' 7" O	Accès existant
Rivière Bayonne	46° 4' 24" N	73° 12' 4" O	Accès existant
Rivière Chicot	46° 5' 44" N	73° 11' 47" O	Accès existant
Rivière des Mille Îles	46° 7' 34" N	73° 10' 20" O	Accès existant
Rivière Maskingongé	46° 14' 2" N	73° 1' 16" O	Accès existant
Rivière du Loup	46° 16' 41" N	72° 53' 47" O	Accès existant si sans tranchée/ponceau et remplissage si tranchée isolée ou tranchée ouverte
Rivière Saint-Maurice	46° 18' 18" N	72° 48' 13" O	Accès existant
Rivière Batiscaun	46° 24' 57" N	72° 40' 6" O	Accès existant
Rivière Sainte-Anne	46°28'47"N	72°19'40" O	Accès existant

**Tableau 3-1 : Emplacement et méthodes de franchissement préliminaires pour l'équipement
(emplacements de franchissement par l'oléoduc) (suite)**

Nom du cours d'eau	Emplacement préliminaire ¹		Méthode de franchissement préliminaire pour l'équipement
	Latitude	Longitude	
Rivière Portneuf	46° 31' 12"N	72° 17' 7" O	Accès existant
Rivière Jacques-Cartier	46° 41' 16" N	71° 44' 34" O	Accès existant
Fleuve Saint-Laurent	46° 42' 28" N	71° 29' 15" O	Accès existant
Rivière Beauvillage	46° 40' 47" N	71° 24' 34" O	Accès existant
Rivière Chaudière	46° 38' 2" N	71° 20' 54" O	Accès existant
Rivière Etchemin	46° 38' 44"N	71° 14' 32" O	Accès existant
Rivière Madawasca	46° 43' 27"N	71° 7' 58" O	Accès existant
Tronçon de Nouveau-Brunswick			
Rivière Iroquois	47°32'53"N	68°22' 13" O	Pont à portée libre
Petite Rivière Iroquois	47°32'26"N	68°20' 53" O	Pont à portée libre
Rivière Verte	47°32'53"N	68°13' 12" O	Pont à portée libre
Grand Rivière	47°18'26"N	67°49' 59" O	Contournement
Salmon River	47°3'46"N	67°33' 13" O	Contournement
Tobique River	46°50'57"N	67°25' 42" O	Contournement
South Branch SW Miramichi	46°33'54"N	67°16'28"O	Contournement
Caines River	46°14'32"N	66°19' 59" O	Pont à portée libre
Salmon River	46°8'34"N	65°56' 19" O	Contournement
Coal Creek	46°6'6"N	65°50' 51" O	Contournement
Canaan River	45°55'45"N	65°46' 14" O	Contournement
Long Creek	45°53'15"N	65°46' 50" O	Contournement
Kennebecasis River	45°34'48"N	65°46' 38" O	Contournement
Hammond River	45°27'50"N	65°43' 38" O	Contournement
Black River	45°17'35"N	65°51' 29" O	Pont à portée libre
Mispec River	45°17'32"N	65°53' 3" O	Pont à portée libre
Remarque :			
1. Les emplacements des franchissements pour le matériel présentés dans ce tableau sont préliminaires et fondés sur des considérations de constructibilité. Les emplacements définitifs, ainsi que la méthode de franchissement et l'échéancier des travaux, dépendront des emplacements définitifs des franchissements des cours d'eau par l'oléoduc, de l'évaluation des conditions sur place au moment de l'installation et du jugement du personnel expérimenté présent sur le terrain.			

3.2 TRAVAUX DE CONSTRUCTION ASSOCIÉS À LA CONVERSION DES CONDUITES

3.2.1 Exécution de la construction

Une stratégie de construction des conduites est en cours d'élaboration pour la partie du Projet consistant à convertir des conduites existantes. À la présente étape de la planification du Projet, il est prévu qu'environ cinq entrepreneurs principaux spécialisés dans la construction de conduites seront nécessaires pour effectuer cette partie du Projet.

La conversion inclura une vingtaine de tronçons qui exigeront jusqu'à 250 travailleurs chacun. Ces tronçons seront construits en été et en hiver de 2016 à 2018 (voir la section 2.6, Stratégie de construction).

Le calendrier de construction prévoira des périodes de construction en été et en hiver, en fonction des conditions régionales et des restrictions de temps associées aux interruptions de service prévues sur la canalisation principale de TransCanada.

Les travaux de construction se dérouleront simultanément à plusieurs emplacements des tronçons de construction.

3.2.2 Travaux sur les installations en service

Dans les tronçons devant être convertis, Énergie Est exécutera des travaux à des emplacements qui comportent des installations de TransCanada et à des emplacements perturbés ou non perturbés qui ne comportent pas d'installation de TransCanada.

Aux emplacements qui comportent des installations existantes, il pourrait être nécessaire de travailler à proximité de gazoducs en service ou sur ceux-ci. Des approbations quotidiennes seront obtenues du personnel de TransCanada chargé de l'exploitation sur le terrain afin de s'assurer que le chantier est exempt de gaz et que les travaux peuvent reprendre sans danger. De plus, dans le cas des travaux exécutés sur des conduites de gaz devant être coupées ou soudées, le CCO s'assurera que les conduites sont isolées de manière sécuritaire et ne renferment pas de gaz en circulation et/ou résiduel. Le CCO utilisera des dispositifs de surveillance approuvés pour s'assurer que les conduites ne renferment pas de gaz pendant le déroulement des travaux. Il s'agit de la pratique normale afin d'assurer un accès sécuritaire pour l'exécution des activités de construction. Le CCO veillera à ce qu'il ne survienne aucune interruption ayant une incidence sur les contrats existants d'approvisionnement en gaz et à ce que le service se déroule de façon harmonieuse pendant la période de transition associée à la conversion.

Pendant la conception détaillée, des protocoles de sécurité supplémentaires seront intégrés aux PSPE pour les emplacements et les installations où des travaux doivent être exécutés à proximité de conduites en service. Ces protocoles incluront des

procédures concernant les travaux devant être effectués à proximité de conduites en service, incluant les conduites auxquelles sont associées des restrictions en matière de distance, et des paramètres régissant les opérations d'hydro-excavation, l'excavation manuelle et l'excavation mécanique. De plus amples renseignements sur les protocoles de sécurité se trouvent dans la section 2.2, Plans de sécurité de la construction.

3.2.3 Activités de construction

Énergie Est utilisera des méthodes de construction conventionnelles et les meilleures pratiques de l'industrie dans le cadre des activités de construction associées à la conversion. Les activités liées à la construction pour cette partie du Projet incluront ce qui suit :

- réparation, enlèvement et remplacement de conduites en fonction des résultats de l'évaluation de l'intégrité des conduites devant être converties;
- modification, isolation, rebranchement et enlèvement ou remplacement de conduites et d'installations connexes (p. ex. : vannes de sectionnement);
- remplacement de conduites de 914 mm (DN 36) traversant des rivières par trois nouvelles conduites de 1 067 mm (DN 42) (voir la section 4.2.4 du volume 5, *River Crossings* (en anglais seulement));
- remaniements du tracé afin d'éviter la congestion à certaines stations de compression et pour des raisons de constructibilité;
- installation des vannes de sectionnement de la canalisation principale le long des tronçons convertis.

La construction de la partie du Projet devant être convertie inclura les activités suivantes :

- mobilisation du chantier
- nettoyage et paillage
- enlèvement et conservation du sol arable
- excavation de tranchées et abattage à l'explosif
- forage de franchissement de cours d'eau sans tranchée
- nivellement, transport des conduites, distribution des conduites le long du tracé et cintrage des conduites
- soudage et application de revêtement
- installation de systèmes de protection cathodique
- ajouts de contrôles de la poussée hydrostatique et du tassement
- mise en place des conduites et remblayage

- réalisation d'examens non destructifs
- essais hydrostatiques et raccordements
- nivellement final et clôturage
- ESPMS
- mise en service et démarrage
- nettoyage et remise en état des emplacements des installations de construction temporaires
- libération du chantier

Les travaux exécutés à proximité d'installations existantes de TransCanada incluront l'excavation autour de systèmes opérationnels, et la mise en œuvre des spécifications applicables de TransCanada. Ces spécifications régissent le déroulement des travaux à proximité d'installations d'exploitation, assurent des conditions de travail sécuritaires et protègent les actifs de TransCanada contre les dommages accidentels pendant la construction.

Les activités liées à la conversion qui ne seront pas associées aux travaux exécutés à proximité de systèmes opérationnels en service sont décrites dans la section 3.1.2, Activités de construction. Voir aussi la section 3.2.2, Travaux sur les installations en service.

3.2.4 Calendrier des interruptions de service

En collaboration avec l'équipe de TransCanada chargée des opérations commerciales, Énergie Est élaborera un calendrier détaillé des interruptions de service pour chaque tronçon de construction devant être converti. Ce calendrier sera approuvé par le groupe de contrôle du gaz, l'équipe d'ingénierie et les bureaux d'exploitation régionaux de TransCanada.

Pendant les travaux de conversion, les bureaux d'exploitation régionaux de TransCanada assumeront la responsabilité des interruptions du transport du gaz et de la manutention du gaz (p. ex. : dépressurisation des conduites de gaz, évacuation sécuritaire du gaz contenu dans les conduites devant faire l'objet de travaux).

Les activités de construction indiquées à l'alinéa 3.2.3 devront être passées en revue par les bureaux d'exploitation régionaux.

3.2.5 Ouvrages de franchissement de cours d'eau

Les activités de conversion exécutées dans le cadre du Projet exigeront la construction d'au moins trois nouveaux franchissements de cours d'eau. D'autres ouvrages pourraient être nécessaires en fonction du résultat des inspections de l'intégrité des ouvrages.

Les trous ouvrages de franchissement prévus sont les suivants :

- rivière Assiniboine, au Manitoba
- rivière Madawaska, en Ontario
- rivière Rideau, en Ontario

Une tranchée sera aménagée afin de permettre le franchissement de la rivière Assiniboine, étant donné que le FDH risque de ne pas convenir. La construction sera effectuée conformément aux exigences du MPO et de Transport Canada et à l'extérieur des périodes de restriction des activités pour cette rivière. L'ouvrage de franchissement actuel sera mis hors service conformément à l'article 44 du *Règlement sur les pipelines terrestres* et à l'article 10.15.1 de la norme CSA Z662-11, *Deactivation of Piping*. De plus amples renseignements sur la mise hors service prévue se trouvent dans la section 4.2.4, *Rivers Crossings* (en anglais seulement).

Les rivières Madawaska et Rideau seront traversées au moyen du FHD. Les ouvrages de franchissement existants (DN36) continueront de transporter du gaz pendant la construction du nouveau franchissement de cours d'eau. Ils seront reconnectés à la ligne 1200-1 de la canalisation principale de TransCanada et modifiés afin de demeurer opérationnels en tant que composantes du réseau de gaz du raccourci de North Bay.

De plus amples renseignements sur les franchissements sans tranchée se trouvent dans la section 3.1.8, Franchissement de cours d'eau par l'oléoduc. Un organigramme illustrant le processus de sélection des méthodes de franchissement des cours d'eau d'Énergie Est est présenté à la figure 3-1. Les PPE du Projet concernant les nouvelles conduites et les conduites converties sont présentés dans les sections 5 et 6 du volume 8 de l'ÉES.

3.2.6 Nettoyage des conduites et essais sous pression

Des plans hydrostatiques incluant les éléments suivants seront élaborés lors de la conception détaillée pour les secteurs situés le long des tronçons convertis qui seront modifiés par la construction :

- remaniements du tracé
- remplacements de conduites en fonction des résultats des vérifications de l'intégrité
- ouvrages de franchissement des trois rivières

Ces secteurs seront nettoyés au moyen d'un outil de nettoyage interne afin d'enlever les débris de construction. Les débris seront éliminés conformément aux règlements applicables et aux plans hydrostatiques.

Avant leur arrivée sur le chantier, les composantes préfabriquées, comme les colonnes montantes de surface, les ensembles de vannes et les raccords coudés, ainsi que la tuyauterie connexe, seront soumises à des essais conformément aux exigences relatives aux essais sous pression énoncées à l'article 8 de la norme CSA Z662-11.

Les joints circulaires des conduites, incluant les joints de raccordement soudés et les réparations, feront l'objet d'examens non destructifs. Aucun essai hydrostatique n'est prévu pour les joints de raccordement soudés.

L'eau utilisée pour effectuer les essais hydrostatiques sera pompée à partir de sources approuvées et, après les essais, elle sera rejetée le long de l'emprise conformément aux exigences réglementaires applicables.

3.3 CONSTRUCTION DES STATIONS DE POMPAGE

La présente rubrique décrit la construction des stations de pompage et des sous-stations électriques connexes. Soixante-douze stations de pompage seront construites dans le cadre du Projet.

3.3.1 Exécution de la construction

Une stratégie de construction est en cours d'élaboration pour les stations de pompage. Elle sera modifiée et mise à jour tout au long des phases de conception et de construction. Dans la mesure du possible, les composantes préfabriquées et modulaires seront assemblées à l'extérieur du chantier. Lorsque l'expertise et les ressources appropriées seront disponibles, des parties des travaux pourraient être confiées à des entrepreneurs locaux.

À l'étape actuelle de la conception préliminaire, la stratégie prévoit que la construction se déroulera de 2016 à 2018 (voir la figure 2-1, Calendrier de construction). Les travaux de construction seront exécutés tout au long de l'année, et certaines activités seront reportées à l'été afin de réduire les incidences environnementales potentielles.

La première partie inclura la construction d'environ la moitié des stations de pompage d'Hardisty jusqu'au terminal maritime de Cacouna. La deuxième partie inclura la construction des stations de pompage restantes afin de permettre le transport hydraulique du pétrole jusqu'au terminal maritime de Canaport d'Énergie Est. Des pompes et de l'équipement électrique seront installés afin d'obtenir le débit maximal à chaque station de pompage. La liste complète des stations de pompage est présentée dans la section 3 du volume 6, Renseignements spécifiques relatifs au site.

3.3.2 Activités de construction

Énergie Est utilisera des méthodes de construction conventionnelles et les meilleures pratiques de l'industrie dans le cadre de la construction des stations de pompage. Les activités de construction pour cette partie du Projet incluront ce qui suit :

- mobilisation du chantier
- nettoyage, nivelage et conservation du sol arable
- excavation et abattage à l'explosif, au besoin
- nivellement préliminaire de l'emplacement
- aménagement de routes d'accès, au besoin
- installation d'un entrepôt frigorifique modulaire
- installation de postes d'insertion et de retrait
- installation de l'équipement, comme les pompes et les moteurs
- fonçage de pieux et installation des structures de liaison, des structures d'acier, de la tuyauterie en surface et des vannes
- installation de la conduite souterraine et des puisards
- installation de l'équipement électrique, du filage et des bâtiments électriques
- installation des systèmes électriques, des systèmes de contrôle et des systèmes de sécurité
- achèvement de l'installation et inspection de l'équipement et des conduites
- END des soudures de connexion
- essais hydrostatiques des composantes préfabriquées
- nivellement final et clôturage
- ESPMS
- mise en service et démarrage
- nettoyage et remise en état des emplacements des installations de construction temporaires
- libération du chantier

La construction sera effectuée conformément aux spécifications, aux normes et aux pratiques d'exploitation de TransCanada et aux PPE du Projet, comme il est prévu dans la section 2 du volume 8 de l'ÉES, *Pump stations* (en anglais seulement).

3.3.3 Étapes de la construction

La construction des stations de pompage commencera par le nettoyage, l'excavation par abattage et le nivellement préliminaire, qui seront suivis par le fonçage de pieux et l'installation des services souterrains. Cette étape sera suivie par l'installation des structures de liaison pour les fondations des pompes et de l'équipement auxiliaire. Des structures en acier de construction déjà assemblées et des supports en acier de construction seront ensuite installés sur les structures de liaison afin d'accueillir la tuyauterie, les éléments électriques et les instruments reliant les pompes, les sas d'insertion et de retrait et l'équipement auxiliaire. Les pompes seront placées sur des fondations, la tuyauterie sera raccordée et les alignements seront effectués. Les bâtiments électriques modulaires seront installés sur des fondations et des chemins de câbles relieront l'équipement. Les câbles électriques et les câbles des instruments seront amenés jusqu'à l'équipement et branchés.

Dans la plupart des stations de pompage, les sous-stations électriques seront alimentées par le réseau électrique existant. Les travaux de génie civil relatifs aux sous-stations, incluant le fonçage des pieux et l'aménagement des fondations, seront terminés avant le début des travaux électriques sous haute tension. Des treillis seront installés et les transformateurs seront montés sur les fondations. Des câbles seront amenés jusqu'à une zone de basse tension dans le secteur du bâtiment électrique de la station de pompage et des systèmes de mise à la terre seront installés dans les zones de haute tension. Lorsque toutes les composantes de grande taille auront été installées, la zone de haute tension de la sous-station sera clôturée et recouverte de pierre désionisée. Le raccordement au réseau sera prévu avec les fournisseurs de services publics locaux une fois que l'installation du système sera terminée. Des génératrices au diesel seront nécessaires pendant la construction, jusqu'à ce que les sous-stations électriques soient mises en service.

Huit stations de pompage situées dans le nord de l'Ontario devront être dotées de turbines à gaz afin d'alimenter les pompes et de fournir de l'alimentation de secours. Cet équipement sera installé sur des fondations sur pieux pendant la construction des stations de pompage. Des transformateurs haute tension seront également installés sur des fondations sur pieux, et le câblage sera amené de la sous-station jusqu'au bâtiment électrique. La zone de haute tension sera clôturée et couverte de pierre désionisée. Le câblage à basse tension sera ensuite amené jusqu'au bâtiment électrique de la station de pompage et raccordé.

3.3.4 Nettoyage des conduites et essais sous pression

Des plans d'essais hydrostatiques seront élaborés pour les stations de pompage lors de la conception détaillée. Ces plans viseront à faire en sorte qu'il n'existe aucune défaillance importante susceptible de nuire à l'exploitation sécuritaire de l'oléoduc et à préparer les nouvelles stations de pompage en prévision de leur mise en service avant le remplissage des conduites.

Les stations de pompage seront construites conformément aux meilleures pratiques de l'industrie afin d'assurer la propreté des composantes et des conduites. Les composantes et les conduites seront remplies d'eau et soumises à des essais hydrostatiques conformément aux plans d'essais hydrostatiques et aux spécifications et codes applicables

Étant donné que les outils de nettoyage interne ne peuvent pas être utilisés dans les stations de pompage, des échantillons de l'eau ayant servi aux essais hydrostatiques seront prélevés afin de déterminer la propreté des conduites. Si des débris sont présents, les systèmes seront rincés jusqu'à ce que l'eau soit exempte de débris. L'eau utilisée dans le cadre des essais hydrostatiques sera obtenue des municipalités locales, transportée au site par citerne ou obtenue de sources variées appropriées et transportée par citerne ou au moyen d'une conduite temporaire.

Pendant les essais, l'eau pourrait être entreposée temporairement dans les systèmes de canalisation de l'installation et, après les essais, elle sera rejetée le long de l'emprise conformément aux exigences réglementaires applicables.

3.4 CONSTRUCTION DES TABLEAUX DE COMPTEURS ET DES STATIONS DE COMPTAGE

Des stations de comptage aux points de livraison seront installées aux terminaux des canalisations latérales de Montréal et de Lévis. Des tableaux de compteurs au point de réception seront requis au terminal de réservoirs de stockage d'Hardisty et à la station de pompage de Cromer. Des systèmes de télémessure pour le transfert de propriété seront par ailleurs requis aux terminaux de réservoirs et aux terminaux maritimes.

3.4.1 Exécution de la construction

Une stratégie de construction est en cours d'élaboration pour les stations de comptage et les tableaux de compteurs. Elle sera modifiée et mise à jour tout au long de la conception et de la construction.

Dans la mesure du possible, les composantes préfabriquées et modulaires seront assemblées à l'extérieur du chantier.

3.4.2 Activités de construction

Énergie Est utilisera des méthodes de construction conventionnelles et les meilleures pratiques de l'industrie dans le cadre de la construction des stations de comptage et des tableaux de compteurs.

Les activités de construction pour cette partie du Projet incluront ce qui suit :

- mobilisation du chantier
- levés

- nettoyage, nivelage et conservation du sol arable
- excavation et abattage à l'explosif, au besoin
- nivellement préliminaire de l'emplacement
- fonçage de pieux et installation des structures de liaison
- installation des bâtiments abritant la section et les instruments de comptage
- installation du revêtement des conduites et de l'acier
- installation des systèmes électriques, des systèmes de contrôle et des systèmes de sécurité
- exécution et essais non destructifs des soudures de connexion
- essais hydrostatiques
- nivellement final et clôturage
- ESPMS
- mise en service et démarrage
- nettoyage final et remise en état des emplacements des installations de construction temporaires
- libération du chantier

La construction sera effectuée conformément aux spécifications, aux normes et aux pratiques d'exploitation de TransCanada et aux PPE du Projet, comme il est prévu dans la section 3, Stations de pompage, la section 4, Terminaux de réservoirs, et la section 5, *Marine facilities*, du volume 8 de l'ÉES (en anglais seulement).

3.4.3 Étapes de la construction

La construction des stations de comptage commencera par des travaux de génie civil, soit l'essouchage, le nettoyage, l'abattage par explosif, au besoin, et le nivellement préliminaire, qui seront suivis par le fonçage de pieux et l'installation des services souterrains. Cette étape sera suivie par l'installation des structures de liaison pour les fondations des pompes et de l'équipement auxiliaire. Des structures en acier de construction déjà assemblées et des supports en acier de construction seront ensuite installés sur les structures de liaison afin d'accueillir la tuyauterie, les éléments électriques et les instruments.

Les bâtiments abritant la section de comptage, le bâtiment abritant les instruments et l'équipement auxiliaire seront ensuite installés. Cette étape sera suivie par l'installation des conduites et l'exécution des essais hydrostatiques.

Des bâtiments électriques modulaires seront installés sur des fondations et des chemins de câbles relieront l'équipement. Les câbles électriques et les câbles des

instruments seront amenés jusqu'à l'équipement et branchés. Les essais des composantes électriques et des instruments seront exécutés et les systèmes seront préparés en vue de leur mise en service.

3.4.4 Nettoyage des conduites et essais sous pression

Des plans d'essais hydrostatiques seront élaborés pour les stations de comptage aux points de livraison. Les plans d'essais hydrostatiques pour les tableaux de compteurs aux terminaux de réception d'Hardisty et de Cromer seront intégrés dans les plans élaborés pour les terminaux de réservoirs.

Étant donné que les outils de nettoyage interne ne peuvent pas être utilisés dans les stations de pompage et les tableaux de compteurs, des échantillons de l'eau ayant servi aux essais hydrostatiques seront prélevés afin de déterminer la propreté des conduites. Si des débris sont présents, les systèmes seront rincés jusqu'à ce que l'eau soit exempte de débris. L'eau utilisée dans le cadre des essais hydrostatiques sera obtenue des municipalités locales ou d'installations adjacentes.

Après les essais, l'eau sera rejetée à une installation adjacente dotée de capacités de gestion des eaux usées ou le long de l'emprise, conformément aux exigences réglementaires applicables.

3.5 CONSTRUCTION DES TERMINAUX DE RÉSERVOIRS

La présente section décrit la construction des quatre terminaux de réservoirs nécessaires pour le Projet.

3.5.1 Exécution de la construction

Une stratégie de construction est en cours d'élaboration pour les terminaux de réservoirs. Elle sera modifiée et mise à jour tout au long de la conception et de la construction.

Dans la mesure du possible, les composantes préfabriquées et modulaires seront assemblées à l'extérieur du chantier. Lorsque l'expertise et les ressources appropriées seront disponibles, des parties des travaux pourraient être confiées à des entrepreneurs locaux.

Afin d'avoir accès aux ressources nécessaires dans le cadre de l'exécution des travaux, Énergie Est fera affaire avec des entrepreneurs spécialisés, comme des entrepreneurs spécialisés dans le montage de réservoirs. De plus amples renseignements sur les terminaux de réservoirs se trouvent dans les sections 4 et 5 du volume 6.

3.5.2 Activités de construction

La construction des terminaux de réservoirs sera effectuée par étape afin de permettre une exécution sécuritaire, conformément à la stratégie de construction de ces installations. Il est prévu que la construction se poursuivra toute l'année. Certaines activités, comme le nettoyage et la préparation du site, pourraient être effectuées en été afin de réduire les incidences environnementales potentielles.

Énergie Est utilisera des méthodes de construction conventionnelles et les meilleures pratiques de l'industrie dans le cadre de la construction des terminaux de réservoirs. Les activités de construction incluront ce qui suit :

- mobilisation du chantier
- nettoyage, nivelage et conservation du sol arable
- excavation et abattage à l'explosif, au besoin
- installation des conduites souterraines
- nivellement final en vue de l'aménagement des emplacements des réservoirs et de l'enceinte de confinement secondaire dotée d'une membrane imperméable
- installation des réservoirs sur une fondation granulaire
- fonçage des pieux, installation des structures de liaison, montage des structures en acier et construction des collecteurs (conduites en surface) des réservoirs
- montage des bâtiments préfabriqués
- installation des pompes d'appoint et des moteurs
- installation des systèmes électriques, des systèmes de contrôle et des systèmes de sécurité
- exécution et vérification d'END
- essais hydrostatiques
- nivellement final et clôturage
- ESPMS
- mise en service et démarrage
- nettoyage et remise en état des emplacements des installations de construction temporaires
- libération du chantier

La construction sera effectuée conformément aux spécifications, aux normes et aux pratiques d'exploitation de TransCanada et aux PPE du Projet, comme il est prévu dans la section 3 du volume 8 de l'ÉES, *Tank terminals* (en anglais seulement).

3.5.3 Étapes de la construction

Les travaux de génie civil associés à la construction des terminaux de réservoirs commenceront par le nettoyage, l'essouchage, l'abattage par explosif et le nivellement préliminaire. Les matériaux de surface, dont le sol arable, seront conservés dans des aires désignées sur place et pourraient être utilisés dans la préparation finale de l'emplacement.

Des travaux d'excavation seront nécessaires pour procéder à la construction et à l'installation des routes des terminaux de réservoirs, des fondations des réservoirs et des pompes, des conduites et des câbles électriques souterrains, des bassins de rétention des eaux pluviales et des eaux d'incendie et des fondations des râteliers de conduites. Si l'abattage à l'explosif est nécessaire, des techniques de dynamitage contrôlé seront employées, en conformité avec les exigences de sécurité, les règlements et les permis fédéraux et provinciaux. Les matériaux d'excavation provenant de l'abattage à l'explosif seront broyés, empilés et, s'ils conviennent, utilisés comme base pour les aires de dépôt et les installations. S'ils ne conviennent pas, ils seront transportés jusqu'à un site d'élimination préapprouvé.

La construction des terminaux de réservoirs commencera par l'installation des pieux, des services souterrains et des fondations des réservoirs. Les réservoirs et les pompes seront posés sur des fondations, la tuyauterie, les éléments électriques et les instruments seront raccordés et les alignements seront effectués. De l'équipement de lutte contre les incendies sera installé à l'emplacement des réservoirs.

Des bâtiments électriques modulaires seront installés sur des fondations sur pieux et l'équipement électrique sera câblé. D'autres bâtiments modulaires abritant les systèmes de chauffage, les systèmes de ventilation et les systèmes mécaniques seront installés sur des fondations sur pieux et leurs raccordements électriques seront effectués.

3.5.4 Nettoyage des conduites et essais sous pression

Des plans d'essais hydrostatiques seront élaborés pour les terminaux de réservoirs lors de la conception détaillée. Ces plans viseront à faire en sorte qu'il n'existe aucune défaillance importante susceptible de nuire à l'exploitation sécuritaire de l'oléoduc et à préparer les nouveaux terminaux de réservoirs en prévision de leur mise en service avant le remplissage des conduites.

Les terminaux de réservoirs installés seront construits conformément aux meilleures pratiques de l'industrie afin d'assurer la propreté des composantes et des conduites. Les composantes, les conduites et les réservoirs seront remplis d'eau et soumis à des essais hydrostatiques conformément aux plans d'essais hydrostatiques et aux spécifications et codes applicables.

Étant donné que les outils de nettoyage interne ne peuvent pas être utilisés dans les terminaux de réservoirs, des échantillons de l'eau ayant servi aux essais hydrostatiques seront prélevés afin de déterminer la propreté des conduites. Si des débris sont présents, les systèmes seront rincés jusqu'à ce que l'eau soit exempte de débris. L'eau utilisée dans le cadre des essais hydrostatiques sera obtenue des municipalités locales, d'installations adjacentes ou de sources appropriées situées à proximité. L'eau sera pompée au moyen d'une conduite temporaire et, dans la mesure du possible, réutilisée dans le cadre d'autres essais.

Pendant les essais, l'eau pourrait être entreposée temporairement dans des bassins d'essais hydrostatiques et les systèmes de canalisation de l'installation et, après les essais, l'eau sera éliminée dans une installation adjacente dotée de capacités de gestion des eaux usées ou le long de l'emprise, conformément aux exigences réglementaires applicables.

3.6 CONSTRUCTION DES TERMINAUX MARITIMES

La présente section décrit la construction des terminaux maritimes d'Énergie Est de Canaport et de Cacouna.

3.6.1 Exécution de la construction

Une stratégie de construction est en cours d'élaboration pour les terminaux maritimes. Elle sera modifiée et mise à jour tout au long de la conception et de la construction.

En règle générale, la stratégie consistera à terminer chacun des chantiers le plus rapidement possible. Par exemple, les travaux dans la zone intertidale et les travaux de dragage seront parmi les premiers travaux effectués. Lorsque la construction des structures maritimes sera terminée, les installations et les systèmes en surface pourront être installés. Les travaux dans la zone intertidale et les travaux en haute terre devraient généralement être exécutés indépendamment des travaux de construction des structures maritimes.

Dans la mesure du possible, les composantes préfabriquées et modulaires seront assemblées à l'extérieur du chantier. Lorsque l'expertise et les ressources appropriées seront disponibles, des parties des travaux pourraient être confiées à des entrepreneurs locaux.

La majeure partie de la logistique maritime aura probablement trait à une usine en mer. Les travaux d'amélioration de l'infrastructure publique seront effectués sur terre. Les composantes les plus volumineuses des terminaux, comme les pieux, les bras de chargement, les défenses, l'acier d'armature, l'acier préfabriqué et le béton, seront soit transportées par bateau, par train ou par camion à des aires de rassemblement puis transportées par barge à l'endroit où elles doivent être installés.

3.6.2 Activités de construction

La construction des terminaux maritimes sera effectuée par étape et se poursuivra toute l'année. Toutefois, certaines activités seront assujetties à des restrictions saisonnières en raison de la vie marine et d'autres contraintes environnementales.

Des méthodes de construction extracôtière et les meilleures pratiques de l'industrie seront utilisées pour construire les terminaux maritimes. Les activités de construction incluront ce qui suit :

- mobilisation du chantier
- nettoyage, nivelage, remblayage et abattage à l'explosif (au besoin) afin d'effectuer le nivellement préliminaire de la zone intertidale
- aménagement de routes d'accès et des corridors des râteliers de conduites
- construction des installations temporaires de la zone intertidale et des aires de rassemblement en mer
- construction des structures de support de tuyau sur terre et des services souterrains
- installations des conduites terrestres
- dragage d'un bassin d'amarrage (Canaport seulement)
- installation des culées des chevalets
- installation des fondations de structures maritimes (pieux et caissons/batardeaux), incluant les treillis des structures et les superstructures
- installation des plateformes, des passerelles et des rampes des structures maritimes et des barres de retenue
- installation de l'équipement maritime (bras de chargement, défenses, crochets à ouverture rapide, etc.)
- montage des bâtiments
- installation des râteliers de conduites et des chemins de câbles
- installation des conduites extracôtières, des soufflantes à vapeur, des pompes d'assèchement, etc.
- installation d'un système de protection incendie, des systèmes électriques, des appareillages, des autres systèmes mécaniques et des autres pièces d'équipement
- essais hydrostatiques et branchements aux conduites
- nivelage final et clôturage de la zone intertidale
- ESPMS
- mise en service et démarrage

- nettoyage et remise en état des emplacements des installations de construction temporaires
- libération du chantier

La construction sera effectuée conformément aux spécifications, aux normes et aux pratiques d'exploitation de TransCanada et aux PPE du Projet, comme il est prévu dans la section 4 du volume 8 de l'ÉES, *Marine facilities* (en anglais seulement).

3.6.3 Étapes de la construction

L'étendue des travaux associés aux structures maritimes inclut de multiples activités :

- travaux dans la zone intertidale et sur les hautes terres
- pont sur chevalets
- boucles d'expansion et des poteaux d'amarrage
- plateformes de chargement et ducs d'albe d'accostage
- travées du pont sur chevalet
- structures de protection contre la glace (à Cacouna)
- dragage
- systèmes et équipement en surface

3.6.4 Nettoyage des conduites et essais sous pression

Des plans d'essais hydrostatiques seront élaborés pour les terminaux maritimes pendant la conception détaillée. Ces plans viseront à faire en sorte qu'il n'existe aucune défaillance importante susceptible de nuire à l'exploitation sécuritaire de l'oléoduc et à préparer les nouveaux terminaux maritimes en prévision de leur mise en service.

Les terminaux maritimes seront construits conformément aux meilleures pratiques de l'industrie afin d'assurer la propreté des composantes et des conduites. Les composantes et les conduites seront remplies d'eau et soumises à des essais hydrostatiques conformément aux plans d'essais hydrostatiques et aux spécifications et codes applicables.

Énergie Est ne prévoit pas utiliser d'outils de nettoyage interne pour les terminaux maritimes. Des échantillons de l'eau ayant servi aux essais hydrostatiques seront plutôt prélevés afin de déterminer la propreté des conduites. Si des débris sont présents, les systèmes seront rincés jusqu'à ce que l'eau soit exempte de débris. L'eau utilisée dans le cadre des essais hydrostatiques sera obtenue des municipalités locales, d'installations adjacentes ou de sources appropriées situées à proximité. L'eau sera pompée au moyen d'une conduite temporaire et, dans la mesure du possible, réutilisée dans le cadre d'autres essais.

Pendant les essais, l'eau pourrait être entreposée temporairement dans les systèmes de canalisation de l'installation ou des réservoirs de stockage temporaires. Après les

essais, l'eau sera éliminée dans une installation adjacente dotée de capacités de gestion des eaux usées ou le long de l'emprise, conformément aux exigences réglementaires applicables.

3.6.5 Dragage

Du dragage pourrait être nécessaire aux postes d'amarrage d'Énergie Est de Canaport afin d'obtenir la profondeur d'eau sous quille nécessaire. Le chenal d'accès et le cercle de giration des navires-citernes seront situés dans une zone suffisamment profonde pour assurer une navigation sécuritaire. Le dragage consistera à retirer des couches relativement minces de limon, de sable et, peut-être, de roche altérée. L'emplacement des postes d'amarrage sera modifié si de la roche dure est détectée à un niveau plus élevé que prévu.

En raison de la quantité de matériaux devant être enlevés et de leur nature, le dragage sera effectué mécaniquement. Deux méthodes principales de dragage sont envisagées :

- barge autoélévatrice ou flottante équipée d'une grue/benne preneuse ou d'une excavatrice hydraulique à longue portée/godet
- drague rétrocaveuse

La barge autoélévatrice ou flottante serait mise en place à l'aide de remorqueurs et ancrée au moyen de pieux. Les pieux sont des piles d'acier de grand diamètre qui peuvent être levées ou abaissées au besoin. Une fois que la profondeur de dragage requise a été atteinte, les pieux sont levés et la barge est déplacée à sa nouvelle position à l'aide de remorqueurs.

Les dragues rétrocaveuses sont généralement autopropulsées. Les deux méthodes utilisent des chalands à clapets autonomes ou des barges à déblais déplacées par des remorqueurs.

Énergie Est prévoit rejeter les déblais à un site de dépôt des déblais de dragage existant dans le port de Saint John, à Black Point, au nord-ouest des postes d'amarrage prévus. En utilisant un site de dépôt situé à proximité, moins de barges à déblais et de remorqueurs sont nécessaires pour transporter les déblais, ce qui accroît l'efficacité du dragage. Black Point est utilisé par le port de Saint John comme site de dépôt des déblais provenant des travaux de dragage d'entretien annuels du port.

Cacouna ne présente aucune restriction en ce qui a trait à la profondeur d'eau sous quille et le dragage n'est pas nécessaire.

4.0 EXPLOITATION

4.1 APERÇU

Cette section présente une description des processus, des procédures et des systèmes qui seront utilisés afin d'assurer une exploitation sécuritaire, fiable et efficace du Projet.

4.2 ENTENTE DE SERVICES D'EXPLOITATION

Énergie Est a l'intention de conclure avec TransCanada une entente de services d'exploitation dans le cadre du Projet. La portée et les autres détails de l'entente de services d'exploitation seront définis avant la date de mise en exploitation du Projet. En ce qui concerne le terminal maritime Canaport d'Énergie Est, une entente a été conclue avec une filiale de la Irving Oil Company Limited (Irving Oil).

4.3 NORMES D'EXPLOITATION ET DOCUMENTATION CONNEXE

TransCanada exploitera l'oléoduc et les installations connexes conformément à l'ensemble des exigences réglementaires, des conditions de permis et autres autorisations applicables, y compris :

- le *Règlement sur les pipelines terrestres* de l'Office national de l'énergie;
- la norme CSA Z662-11 *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*;
- la norme CSA Z246.1-13 *Gestion de la sûreté des installations liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel*.

Outre les exigences ci-dessus, le terminal maritime Canaport d'Énergie Est et le terminal maritime de Cacouna seront exploités conformément aux dispositions pertinentes des directives et publications réglementaires suivantes :

- *Loi sur la marine marchande du Canada* de 2001;
- *International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals*, 5^e édition, 2006.
- Règlements et directives applicables du Port de Saint John.

Pour obtenir d'autres renseignements et précisions sur les activités d'exploitation se rapportant au chargement des navires et au transport maritime, consulter le Volume 7, Section 5.4 : Opérations de navigation maritime.

4.4 SYSTÈMES DE GESTION DES ACTIFS ET DE PLANIFICATION DES IMMOBILISATIONS

Énergie Est utilisera le système de gestion des actifs de TransCanada, lequel comprend des processus, des procédures, des techniques et des outils qui offrent une approche intégrée, échelonnée et fondée sur les risques en matière de prise de décision, de conformité réglementaire et de gestion des installations pendant le cycle de vie de l'oléoduc. Le système de gestion des actifs inclut un programme de gestion de l'intégrité des oléoducs de TransCanada et un programme de gestion de l'intégrité et de la fiabilité des installations. Ces processus de gestion de l'intégrité comprennent les éléments suivants :

- collecte et interprétation des données;
- dépistage de menace;
- gestion des risques;
- planification;
- mesures préventives et d'atténuation pertinentes.

L'information recueillie dans le cadre de ces programmes relatifs à l'exploitation des actifs sert aux processus de gestion des immobilisations du Projet et influence la conception et la construction de nouveaux projets d'oléoduc.

Au moment de la mise en exploitation, le système de gestion des actifs de TransCanada permet d'établir la marche à suivre précise pour la mise en œuvre des programmes et l'adoption de mesures coordonnées de contrôle des risques, conçues pour assurer que tous les actifs sont exploités et gérés de manière à atteindre les buts et les objectifs suivants :

- minimiser les incidences en matière de sécurité sur le public et le personnel;
- minimiser la fréquence et les conséquences d'un incident relatif à l'oléoduc (dommages et défaillances potentiels);
- minimiser les effets sur l'environnement;
- protéger les oléoducs et les installations aménagés par des mesures de sécurité efficaces;
- assurer la conformité aux exigences réglementaires;
- maintenir la fiabilité du service;
- soutenir l'amélioration continue des programmes et processus de gestion des risques.

Par ailleurs, le programme de gestion de l'intégrité et les mesures de gestion de l'intégrité et de la fiabilité des installations s'accompagnent de processus visant à identifier, à évaluer et à gérer les menaces et les risques associés aux tronçons de canalisations et aux installations.

4.4.1 Programme de gestion de l'intégrité

Le processus de gestion des menaces du programme de gestion de l'intégrité permet de réaliser une analyse des risques relatifs aux tronçons d'oléoduc dont il est établi qu'ils pourraient être exposés à une menace. Les résultats de l'analyse des risques servent à déterminer les activités de gestion et/ou de contrôle des menaces aux activités d'exploitation, et à leur attribuer un ordre de priorité.

Les activités de gestion des menaces identifiées par le processus de gestion de l'intégrité de divers tronçons de l'oléoduc sont définies chaque année dans le plan d'entretien de l'oléoduc. Ces activités sont catégorisées en fonction des fins suivantes :

- surveiller les activités afin de dépister, d'évaluer et de gérer les menaces, y compris au moyen de patrouilles, de la détection de fuites, d'inspections de protection cathodique et de conditions d'exploitation;
- mettre en place des mesures préventives afin de prémunir contre la possibilité de dommages et de défaillances, comme la protection cathodique, l'installation de barrières physiques, un programme de sensibilisation du public et l'installation de panneaux de signalisation;
- élaborer des méthodes d'évaluation pour déterminer l'état réel de l'oléoduc, comme l'inspection interne, l'épreuve hydrostatique et l'évaluation directe;
- prendre des mesures de remédiation pour corriger un problème connu concernant l'état de l'oléoduc, comme l'application d'un revêtement ou la réparation de canalisation;
- adopter des mesures d'atténuation pour réduire les conséquences d'une défaillance, comme la réduction de la pression, le remplacement ou le déplacement d'une section d'oléoduc.

4.4.2 Gestion de l'intégrité et de la fiabilité des installations

Le processus de gestion des menaces du programme de gestion de l'intégrité et de la fiabilité des installations sert à identifier les menaces qui pèsent sur le matériel des installations, à réaliser une évaluation et une analyse des risques. Il permet en outre d'établir un ordre de priorité et d'éclairer la prise de décision en ce qui concerne les mesures d'atténuation ou correctives à prendre pour contrer les menaces définies. Les activités réalisées pour contrer les menaces relèvent du processus de planification de l'intégrité du système de gestion des actifs, elles figurent dans les procédures d'exploitation de TransCanada (TOP) et sont prises en charge dans le cadre des projets de gestion du matériel des installations.

Les activités de gestion des menaces identifiées au cours du processus de gestion de l'intégrité et de fiabilité des installations visant le matériel d'installation figurent dans

le plan d'entretien annuel ou font partie des projets d'immobilisations et des plans d'entretien généraux des usines. Ces activités peuvent servir aux fins suivantes :

- la surveillance afin de détecter de la présence de menaces, notamment par le truchement d'une inspection fondée sur les risques du matériel;
- des méthodes préventives pour contrer les risques de dommages et de défaillances, telles que l'entretien régulier et l'aménagement de barrières physiques;
- des méthodes d'évaluation pour déterminer l'état réel d'une installation, comme une inspection générale des bâtiments et du matériel, ainsi que l'inspection des appareils à pression et accessoires connexes;
- des mesures de remédiation pour corriger un problème connu de matériel, par exemple une révision complète du matériel ou sa réparation, la réparation de réservoir et le remplacement de matériel désuet;
- des mesures d'atténuation pour réduire les conséquences d'une défaillance, comme le confinement, la suppression d'un incendie, une commande automatique de sécurité intrinsèque, et des commandes de décharge.

4.5 SYSTÈME DE GESTION DE LA SANTÉ, DE LA SÉCURITÉ ET DE L'ENVIRONNEMENT

Énergie Est respectera ses responsabilités en ce qui a trait au rendement en matière de santé, de sécurité et d'environnement au travail (SSE) en ayant recours au cadre SSE de TransCanada et aux programmes de soutien en matière de sécurité et de protection de l'environnement. Le cadre SSE de TransCanada a été conçu et mis en place dans le but d'offrir une approche ordonnée et systématique en matière de gouvernance et de directives sur la santé, la sécurité et l'environnement de TransCanada. De plus, le système de gestion SSE est conforme aux normes de l'industrie et respecte les exigences de système de gestion énoncées dans le *Règlement sur les pipelines terrestres*.

Le cadre SSE contient des éléments précis qui visent les objectifs suivants :

- formuler un cadre de contrôle bien défini de gestion proactive des impacts et des risques en matière de santé, de sécurité et d'environnement;
- élaborer les programmes de protection exigés en vertu du *Règlement sur les pipelines terrestres* (programmes de protection de l'environnement et de gestion de la sécurité);
- définir les rôles et les responsabilités de chacun pour garantir la mise en place des ressources financières, humaines et organisationnelles appropriées aux fins de la planification, de la mise en oeuvre et du soutien du système de gestion de la santé, de la sécurité et de l'environnement et des programmes de protection connexes;
- faire respecter toutes les exigences réglementaires en vigueur et les normes de l'industrie pertinentes;

- faciliter l'élimination systématique des causes sous-jacentes ou profondes des incidents et des problèmes en matière de SSE;
- soutenir l'élaboration du programme de gestion de la sécurité de l'entreprise et garantir la mise en place et le maintien constant des processus et des méthodes pour prévenir les accidents de travail et les blessures du personnel;
- soutenir l'élaboration du plan de protection de l'environnement de manière à assurer la détection des risques pour l'environnement, leur atténuation et leur réduction au minimum pendant tout le cycle de vie des réseaux d'oléoduc.

Le cadre SSE vise :

- tous les employés à temps plein et à temps partiel;
- tous les entrepreneurs et les firmes d'experts-conseils de TransCanada;
- toutes les filiales à propriété exclusive de TransCanada et les entités qu'exploite l'entreprise au Canada, aux États-Unis et au Mexique.

4.6 PERFECTIONNEMENT DES EMPLOYÉS

Énergie Est fait appel aux programmes d'acquisition des compétences en vigueur de TransCanada et les modèles connexes, de manière à assurer l'acquisition des compétences et le perfectionnement des employés, qui auront ainsi les connaissances, les compétences et les aptitudes voulues pour la conduite des activités. Cela comprend entre autres :

- l'identification des compétences exigées pour les tâches à caractère technique;
- le perfectionnement et l'évaluation des compétences techniques;
- la satisfaction des exigences réglementaires et en matière de sécurité;
- l'harmonisation avec la culture ambiante.

Les exigences individuelles des employés sont consignées dans le système de gestion de l'apprentissage, un suivi est exercé et les résultats sont communiqués. La formation d'appoint obligatoire est programmée dans le cadre du système de gestion de l'apprentissage de façon à soutenir le respect des exigences prescrites et les attentes en matière de rendement.

Un examen annuel des programmes de formation réalisé de concert avec les chefs de service garantit que les possibilités d'amélioration sont recherchées, analysées, dotées en ressources et offertes au besoin. Par ailleurs, l'information sur les niveaux de compétence et les filières de perfectionnement des employés facilite la planification de la relève et des ressources humaines afin que le personnel soit bien formé et compétent pour l'exécution des tâches à accomplir.

4.6.1 Employés sur le terrain

Le programme de compétence dans les rôles sur le terrain fait en sorte que les exigences du rôle que doit exercer chaque employé sont cernées et réparties au moyen du système de gestion de la santé, de la sécurité et de l'environnement. La formation est offerte par diverses méthodes, y compris :

- l'examen des façons de procéder;
- la formation sur le Web;
- la formation offerte par du personnel d'instruction;
- la formation sur place.

4.6.2 Employés du Centre de contrôle des opérations (CCO)

Le programme de qualification des contrôleurs fait en sorte que les personnes qui agissent comme contrôleurs au CCO sont qualifiées et possèdent au minimum les compétences suivantes :

- accueil et intégration de nouveaux contrôleurs;
- formation sur la console;
- évaluation au poste de travail;
- essais avec le protocole d'exploitation et des mesures d'urgence;
- hydraulique des canalisations;
- visites sur place/sur le terrain;
- simulateur de formation des contrôleurs;
- formation en équipe.

À des fins de simulation, un modèle transitoire de système hydraulique d'oléoduc sera mis au point pour parfaire la formation des contrôleurs au cours de la phase de conception technique du Projet. Ce modèle sera configuré de manière à reproduire en temps réel le déroulement du Projet, notamment en ce qui concerne :

- la configuration des canalisations principales;
- la configuration du matériel des stations de pompage et des canalisations;
- les caractéristiques des fluides;
- d'autres données d'exploitation pertinentes.

4.7 MODALITÉS D'EXPLOITATION SUR LE TERRAIN

Énergie Est utilisera les procédures d'exploitation de TransCanada et les systèmes connexes afin de régir les activités d'exploitation régulières et occasionnelles sur le terrain et le travail d'entretien du Projet. Des procédures d'exploitation additionnelles pourraient être élaborées pour le matériel des nouvelles installations aménagées dans le cadre du Projet.

Les procédures d'exploitation de TransCanada servent les fins suivantes :

- établir et décrire les tâches à accomplir;
- déterminer la fréquence d'exécution des tâches;
- décrire les modalités d'exécution du travail, c'est-à-dire :
 - les ressources et les compétences requises;
 - le calendrier d'exécution;
 - les consignes de travail.

Les procédures d'exploitation de TransCanada sont consignées dans trois types de documents TOP :

- documents relatifs aux tâches qui concernent l'entretien des installations et du matériel de TransCanada;
- documents relatifs aux tâches qui décrivent les étapes à suivre pour des activités et des procédures précises définies dans un énoncé de travaux;
- documents relatifs aux tâches qui contiennent des formulaires à remplir et qui servent à consigner les tâches exécutées et les formalités observées.

Le système de gestion des documents électroniques de TransCanada permettra de gérer les procédures, les consignes de travail et les formulaires à utiliser dans le cadre des procédures d'exploitation de TransCanada. De pair avec le système de gestion des documents électroniques de TransCanada, le processus de gestion des tâches sert à orienter les activités sur le terrain et s'assurer qu'il dispose de la version à jour des procédures d'exploitation lorsqu'il est affecté aux actifs de la société sur le terrain.

Le processus de gestion des tâches vise à garantir l'exécution efficace et rapide du travail accompli sur les actifs du terrain, en conformité avec les exigences réglementaires, de sécurité, commerciales et d'exploitation du réseau. Il comporte notamment l'identification des tâches sur les actifs du terrain, leur planification, leur affectation et leur exécution. Le processus de gestion des tâches comprend également une analyse du rendement pour garantir l'exécution et l'amélioration continue des tâches en cours et du processus proprement dit.

L'applicabilité et les caractéristiques techniques des procédures d'exploitation feront l'objet d'un examen à intervalles réguliers, des modifications y seront apportées au besoin et de nouvelles procédures seront élaborées si nécessaire.

De nouvelles procédures d'exploitation et de nouveaux manuels d'exploitation seront élaborées pour l'exploitation des installations des terminaux maritimes de Cacouna et de Canaport Énergie Est (voir le Volume 7, section 5 : Opérations maritimes).

4.8 PROGRAMME DE SENSIBILISATION DU PUBLIC

Énergie Est utilisera le programme de sensibilisation du public de TransCanada dans le cadre du Projet, celui-ci étant conçu de façon à améliorer les connaissances sur la sécurité des oléoducs et à protéger le public, l'environnement et les installations de TransCanada. Le public, les entrepreneurs, les fournisseurs de services d'intervention d'urgence et les autorités publiques locales sont parties prenantes et sont informés sur la vie et le travail à proximité d'installations de TransCanada. Les activités de communication porteront tout spécialement sur la transmission des messages sur la sécurité relativement aux avis sur les interventions advenant un incident particulier ou des mesures d'évacuation.

Les principaux objectifs, les publics visés, les messages et les outils de participation du programme de sensibilisation du public (comme les annonces publiques, les cartes postales et des sites web) font l'objet d'une mise à jour et d'une évaluation à intervalles réguliers pour l'ensemble de l'entreprise.

Des messages ciblés et des documents de communication destinés au programme de sensibilisation du public pour le Projet d'Énergie Est seront élaborés et diffusés auprès de quatre groupes des parties prenantes :

- le public concerné (y compris les propriétaires fonciers);
- les opérateurs d'excavatrice et les entrepreneurs;
- les responsables des services d'urgence;
- les agents publics locaux.

Des plans annuels de sensibilisation du public sur une base régionale contiennent une description des objectifs locaux et des plans précis concernant les activités de sensibilisation du public dans les régions où TransCanada exerce ses activités. Ces plans se fondent sur les risques et sont propres aux régions et ils seront élaborés pour les besoins du Projet.

TransCanada identifiera les parties prenantes à joindre par son programme de sensibilisation du public au moyen de ses activités continues de participation de la collectivité et des communautés autochtones au Projet et sollicitera leur participation avant la mise en service du Projet et de manière continue selon les besoins. Une communication continue avec les parties prenantes permettra à TransCanada d'obtenir de l'information sur la sécurité et des menaces potentielles à l'égard de ses activités, des changements dans les coordonnées des parties prenantes clés et ultimement, elle servira à tenir informées toutes les parties concernées, qui pourront ainsi mieux travailler ensemble à garantir la sécurité de tous.

4.9 SYSTÈMES D'EXPLOITATION ET DE CONTRÔLE DES INSTALLATIONS

Les installations et les oléoducs du Projet feront l'objet d'une surveillance, d'un contrôle et d'une protection à l'aide d'un mécanisme à redondance qui comprend les éléments suivants :

- un système SCADA (d'acquisition et de contrôle des données) – un système global de surveillance du réseau d'oléoducs et de contrôle à distance des installations locales;
- des opérateurs de salle de contrôle formés et qualifiés – surveillent le transport des volumes de pétrole brut et utilisent des outils d'inspection interne;
- un système de contrôle des installations locales – permet de surveiller et de contrôler les installations locales (station de pompage, terminal, ou vanne de sectionnement);
- un système de commande de la pression et de protection contre la surpression;
- la détection de fuites.

Les installations du Projet seront contrôlées, surveillées et leur fonctionnement sera commandé à distance par des contrôleurs du CCO à l'aide du système SCADA. Pour obtenir une description des activités de contrôle, de surveillance et de fonctionnement propres aux terminaux maritimes, y compris le chargement des navires, consulter la section 5 : Opérations maritimes.

Du personnel sera en service au CCO 24 heures sur 24, 7 jours par semaine. En collaboration avec le CCO, le personnel compétent sur le terrain se chargera au besoin des opérations locales, des activités d'inspection, de l'entretien et des mesures d'urgence.

4.10 SYSTÈME DE TÉLÉSURVEILLANCE ET D'ACQUISITION DE DONNÉES

Le système de télésurveillance et d'acquisition de données appelé SCADA relie les détecteurs et les systèmes de contrôle des installations du Projet au CCO et il se compose de serveurs, d'écrans et de matériel de communication. La communication par le SCADA entre le CCO et les installations du Projet se fait par diverses méthodes, dont :

- des câbles de cuivre ou de fibre optique enfouis sous terre;
- par lien satellite;
- par tour de communication cellulaire.

Le système SCADA permet aux contrôleurs du CCO de surveiller un large flot de données provenant de l'oléoduc et de toutes les installations, y compris les données suivantes:

- les pompes et le matériel connexe qui acheminent le pétrole à destination et en provenance des terminaux de réservoirs;
- le niveau des réservoirs, les réservoirs de collecte, les pompes de surpression et les pompes de collecte de toutes les installations;
- les compteurs de télémessure pour le transfert de propriété aux terminaux d'amorce et de livraison applicables;
- la pression, la température et le débit de service de toutes les stations de pompage intermédiaires;
- la pression et la température de service de toutes les vannes de sectionnement de canalisation principale;
- les alarmes et leur état.

Le système SCADA permet d'enregistrer ces mesures à des fins de référence et d'analyse futures.

Le système SCADA permet également aux contrôleurs du CCO de commander à distance les installations du Projet, c'est-à-dire :

- régler la pression des stations de pompage;
- lancer et arrêter les pompes;
- ouvrir et fermer les vannes qui libèrent, maintiennent et arrêtent le débit du pétrole dans l'oléoduc.

Les procédures d'exploitation régissent l'intervention des contrôleurs du CCO pour contrôler le fonctionnement de l'oléoduc. Ces procédures d'exploitation comprennent les activités suivantes :

- l'amorçage et l'arrêt du débit dans les canalisations;
- la marche à suivre pour passer à une alimentation d'appoint;
- l'intervention advenant le déclenchement d'une alarme d'une station de pompage;
- les mesures d'urgence (y compris les plans de confinement).

Des paramètres d'exploitation seront programmés dans le système SCADA et les systèmes de contrôle des installations locales afin de garantir le fonctionnement de l'oléoduc selon les limites de pression fixées et de protéger l'oléoduc contre la surpression.

Dès que le système de contrôle d'une installation détecte un fonctionnement hors des valeurs préétablies, le système SCADA alerte les contrôleurs du CCO. Les

procédures d'exploitation régissent la marche à suivre des contrôleurs pour réagir à ces alarmes, la priorité étant de veiller à la sécurité et à l'intégrité continues de l'oléoduc et des installations connexes.

Le système de communication du Projet sera configuré avec plusieurs redondances de façon à réduire minimalement la perte de communication entre le CCO et les installations du Projet. Advenant un bris de communication dans le système SCADA ou entre le CCO et une installation distante du Projet, le système de contrôle local se mettra automatiquement en mode de sécurité pour protéger l'oléoduc.

Le système SCADA est configuré de manière à offrir une redondance. Cela signifie qu'advenant la défaillance du serveur principal, un deuxième serveur entrera en service et exécutera toutes les fonctions du SCADA sans que cela n'ait d'incidence sur le déroulement normal des activités.

4.11 SYSTÈME DE SUIVI DES LOTS

Les contrôleurs du CCO feront appel à un système de suivi des lots, qui sera alimenté par les données du système SCADA et permettra de surveiller le transport de volumes spécifiques de pétrole brut aux installations du Projet, ainsi que le déplacement des outils d'inspection interne. Le système de suivi des lots offrira une interface avec la programmation du transport de liquides et les systèmes comptables de manière à assurer le déroulement des activités en temps opportun, cette information étant produite et tenue à des fins comptables.

4.12 STRATÉGIE DE DÉTECTION DES FUITES

Énergie Est adoptera une stratégie de détection des fuites conforme aux exigences des publications normatives et réglementaires CSA Z662-11, CFR 49 Part 149, et API 1130, et la Société utilisera la méthode en temps réel et la méthode en temps différé.

Les méthodes de détection des fuites en temps réel aideront les contrôleurs du CCO à détecter les anomalies hydrauliques dans les oléoducs en service, ce qui comprendra les éléments suivants :

- un système de détection des fuites selon un modèle transitoire en temps réel (système primaire);
- un système de détection des fuites selon la balance volumétrique modifiée (système secondaire);
- un affichage SCADA qui rend compte des principaux débits, du niveau de pression des liquides et d'autres données de détection

Les méthodes de détection de fuites en temps réel s'accompagneront de méthodes en temps différé et serviront à aviser le contrôleur du CCO de fuites potentielles. La stratégie comprendra les méthodes de détection de fuites de l'oléoduc en temps différé que voici :

- l'utilisation d'outils d'inspection interne;
- des rapports de patrouille aérienne et au sol, ainsi que des rapports de fuite de pétrole ou d'odeur de pétrole de tierces parties.

Par ailleurs, la stratégie de détection des fuites aux terminaux de réservoirs du Projet Énergie Est feront appel à des méthodes en temps réel et en temps différé, y compris :

- une combinaison de confinement secondaire et de surveillance interstitielle des réservoirs souterrains et des canalisations d'évacuation pour les réservoirs en surface;
- systèmes de sondage automatique et continu de réservoirs pour tous les réservoirs de terminal;
- un affichage SCADA qui rend compte des principaux débits, du niveau de pression des liquides et d'autres données de détection
- vérifications programmées de l'équilibre d'une installation, selon la méthode de l'équilibre dans la canalisation qui se fonde sur le volume corrigé à tous les points d'injection, de livraison, ainsi que du niveau de liquide dans les réservoirs;
- surveillance visuelle et vérifications d'entretien programmées.

Si une alarme est déclenchée (relativement au système de détection des fuites) et indique la possibilité d'une fuite, le contrôleur du CCO dispose en tout d'un délai de 10 minutes pour en établir la cause de manière probante et déterminer qu'il ne s'agit pas d'une fuite au moyen des consignes établies. Si le contrôleur ne peut éliminer la possibilité d'une fuite, l'arrêt du débit dans l'oléoduc est immédiatement déclenchée. Si des indications supplémentaires d'une fuite potentielle sont signalées à tout moment pendant ce laps de temps initial de 10 minutes, l'alimentation de l'oléoduc est immédiatement arrêtée (et il n'est pas tenu compte du reste du délai de diagnostic de 10 minutes).

Selon l'information de configuration actuelle (et sous réserve d'autres perfectionnements apportés ultérieurement à la conception), la coupure d'alimentation de l'oléoduc, y compris l'arrêt des pompes et la fermeture des vannes de sectionnement pour isoler un tronçon, devrait se faire dans les 12 minutes suivant le déclenchement de la procédure d'arrêt. L'intervention d'urgence serait immédiatement déclenchée par l'entremise du système de gestion des situations d'urgence de TransCanada et comprendrait l'envoi du personnel sur le terrain.

4.12.1 Systèmes de détection des fuites en temps réel

Le modèle de détection de fuites transitoires en temps réel et le système de détection de fuites par modification de l'équilibre dans la canalisation fonctionnent en parallèle et sont donc des systèmes redondants. Ces deux systèmes reposent sur les principes de conservation de la masse. Ils permettent de mesurer la quantité de pétrole qui s'écoule à l'intérieur et à l'extérieur de chaque tronçon d'oléoduc et de calculer les variations dans la quantité de pétrole qui se trouve dans ce tronçon de la canalisation, de manière à prendre en compte tout le pétrole qui y circule. Le débit de pétrole dans un tronçon de canalisation est égal au débit de sortie, auquel s'ajoute le changement de la quantité de pétrole dans ce tronçon.

Le modèle de détection de fuites transitoires en temps réel et le système de détection des fuites par modification de l'équilibre volumétrique dans la canalisation diffèrent dans la façon dont le calcul est effectué en ce qui concerne la quantité de pétrole dans chaque tronçon d'oléoduc. La méthode de détection de fuites transitoires en temps réel accomplit cette tâche au moyen d'un modèle hydraulique perfectionné de calcul de la pression et de la température du pétrole dans l'ensemble de l'oléoduc. Le système de modification de l'équilibre volumétrique repose sur un modèle hydraulique linéaire pour calculer ces mêmes valeurs de pression et de température. Les deux systèmes disposent de possibilités de calcul qui dépassent les recommandations de la norme CSA Z662-11 et sont assortis de périodes uniformisées de 2 minutes, 15 minutes, 1 heure et 2 heures. Les valeurs de déclenchement de l'alarme de chaque fenêtre de calcul seront optimisées encore davantage pendant la phase d'exploitation du Projet. Selon l'évaluation théorique standard de l'industrie, qui repose sur la norme API 1149, les fenêtres de calcul de deux heures devraient offrir un degré d'exactitude du seuil de déclenchement de l'ordre de 1,5 à 2 %, selon la longueur du tronçon d'oléoduc pour lequel le calcul de l'équilibre volumétrique est effectué.

Ces systèmes alertent les contrôleurs du CCO de tout problème susceptible de survenir par le truchement du système SCADA et sont des compléments au système de surveillance à distance continu (24/24) assuré par les contrôleurs du CCO.

Tous les systèmes de détections de fuites en temps réel sont conçus pour être tolérants aux pannes et assurer un fonctionnement ininterrompu malgré la perte d'instrument ou de matériel ou encore d'un autre genre d'incident, comme un bris de communication avec la station de pompage.

4.12.2 Détection des fuites en temps différé

Les méthodes de détection des fuites en temps différé servent de compléments aux dispositifs de détection des fuites en temps réel, car il s'agit d'autres méthodes autonomes de détection des fuites.

Une inspection interne réalisée pour vérifier l'intégrité de l'oléoduc aura lieu tous les trois ans et elle permettra de recueillir d'autres données sur les fuites possibles dans l'oléoduc.

Des patrouilles aériennes et au sol permettent de surveiller à intervalles périodiques les installations, les emprises d'oléoduc, et les environs et de détecter les risques et les menaces de fuites ou d'autres activités ou situations ayant une incidence sur le bon fonctionnement de l'oléoduc. Il y aura au moins 26 patrouilles aériennes par année et elles auront lieu à un intervalle d'au plus trois semaines. Les observations de pétrole ou d'odeur suspecte par des tiers sont signalées à TransCanada grâce au programme de sensibilisation du public et offrent un autre niveau de surveillance du Projet.

4.13 SYSTÈME D'ARRÊT D'URGENCE

Le Projet fera appel à un système d'arrêt d'urgence (SAU) pour protéger les installations advenant une situation anormale susceptible de causer des dommages aux installations ou qui pourrait provoquer une fuite ou un déversement accidentels. Le SAU peut servir à arrêter les équipements et le matériel suivants :

- une pompe;
- une station de pompage, un terminal de réservoirs, un terminal maritime et une installation de distribution;
- un oléoduc complet.

Le SAU peut être activé à partir d'une installation, selon les conditions de fonctionnement par les moyens suivants :

- des boutons-poussoirs de service présents dans toutes les installations;
- un automate programmable (PLC) sur le terrain incorporé dans les systèmes de contrôle locaux;
- le déclenchement à distance à partir du CCO, par l'entremise du système SCADA.

Si le PLC détermine que les paramètres de fonctionnement usuels d'une installation ne sont pas respectés, notamment lors d'une coupure de communications, il déclenchera automatiquement le SAU, ce qui coupera l'installation du réseau global de l'oléoduc et entraînera, si la situation le commande, un arrêt d'urgence dans l'ensemble du réseau. L'activation du SAU déclenchera une alarme au CCO, où un contrôleur vérifiera ce qui a provoqué le déclenchement de l'alarme et déterminera si d'autres mesures correctives sont nécessaires.

Si le SAU est activé, le personnel sur le terrain devrait rechercher la cause de son activation à l'installation concernée et désactiver le SAU après la vérification. Le CCO ne pourra désactiver le SAU et relancer l'appareil, l'installation ou l'oléoduc concernés avant que la cause du déclenchement du SAU n'ait fait l'objet d'une

enquête sur place et que le personnel de l'installation en cause ne désactive directement le SAU.

Advenant l'interruption de l'alimentation électrique d'une station de pompage, ou d'une installation de réception ou de livraison, le SAU demeurera activé pendant le fonctionnement du groupe électrogène de secours et l'emploi des génératrices diesel d'appoint. Une panne de courant dans les installations se traduira par la mise en mode de sécurité de l'installation, qui sera alors isolée de l'oléoduc, si nécessaire.

4.14 PROCÉDURES D'INTERVENTION D'URGENCE DU CENTRE DE CONTRÔLE DES OPÉRATIONS

Les politiques et procédures en vigueur de TransCanada seront utilisées par Énergie Est et modifiées, au besoin, pour les activités d'exploitation du Projet, y compris les procédures d'intervention d'urgence du CCO. Les modifications apportées aux procédures d'urgence et aux directives de travail pour le Projet seront finalisées avant le lancement des opérations, de façon à permettre au personnel de recevoir la formation pertinente du programme de qualification des contrôleurs.

Voici des exemples de points qui seront abordés dans les procédures d'urgence :

- mesures à prendre en cas de déclenchement d'une alarme du système de détection des fuites;
- autres situations où une fuite possible est observée;
- autres situations d'urgence, y compris :
 - une alerte à la bombe;
 - des troubles publics;
 - un incendie ou une explosion;
 - une catastrophe naturelle.

Dans l'éventualité où une procédure de coupure d'urgence était enclenchée, les installations du Projet seraient isolées conformément au plan d'isolation du CCO de TransCanada et le plan d'intervention d'urgence d'Énergie Est serait enclenché par le même CCO.

4.15 SYSTÈME DE GESTION DES URGENCES

Les installations du Projet seront intégrées au système de gestion des urgences existant de TransCanada et toutes les autres consignes d'exploitation connexes. TransCanada assumera la responsabilité de la gestion des urgences du Projet. Pour plus de renseignements sur le système de gestion des urgences de TransCanada et des aspects plus précis du Projet, voir la Section 6, Procédures d'intervention en cas d'urgence.

5.0 ACTIVITÉS MARITIMES

La présente section donne un aperçu des activités maritimes au terminal maritime de Cacouna et au terminal maritime Énergie Est Canaport.

Elle inclut également :

- un bref aperçu du cadre réglementaire et des normes de l'industrie relatifs à la navigation et aux opérations maritimes dans les eaux canadiennes, y compris une description du *Processus d'examen technique des terminaux maritimes et des sites de transbordement (TERMPOL)* entrepris par Énergie Est visant les installations des deux terminaux maritimes;
- une description des éléments de navigation maritime des pétroliers particuliers à chaque terminal maritime;
- un aperçu des opérations de terminal maritime, y compris le chargement des pétroliers et la prévention des déversements.

Les terminaux maritimes comporteront des installations pour le chargement du pétrole brut dans les pétroliers à partir des réservoirs côtiers. Deux terminaux maritimes seront construits, un près de Cacouna (Québec) et l'autre au terminus de l'oléoduc du Projet, près de Saint John (Nouveau-Brunswick). Même si les deux terminaux maritimes seront situés dans des provinces différentes et affectés par des conditions environnementales différentes, bon nombre des philosophies de contrôle et d'exploitation sont les mêmes.

Le terminal maritime de Cacouna sera exploité par TransCanada au nom d'Énergie Est. Le terminal maritime Énergie Est Canaport sera exploité par Irving Oil Limited au nom d'Énergie Est.

Des mesures de sécurité et de protection de l'environnement ont été intégrées à la conception des terminaux maritimes afin de réduire le potentiel et le risque d'incidents. Pour en savoir davantage sur ces mesures, voir le Volume 6, Section 6.2 : La sécurité et la protection de l'environnement.

5.1 CADRE DE RÉGLEMENTATION AU SUJET DE LA NAVIGATION

La conception et l'exploitation du terminal maritime de Cacouna et du terminal maritime Énergie Est Canaport respectent le cadre de réglementation approprié, décrit dans les paragraphes suivants.

Le transport maritime dans les eaux canadiennes est permis et réglementé en vertu de la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada* (la Loi de 2001) et de la législation connexe administrée par Transports Canada et la Garde côtière canadienne.

La Loi de 2001 chapeaute les activités maritimes dans les eaux canadiennes et comprend un grand nombre de règlements. Pour consulter les règlements et les ordonnances en vertu de la Loi de 2001 et les lois et règlements connexes, visiter le site Web de Transports Canada¹.

Conjointement avec la *Loi sur la prévention de la pollution des eaux arctiques* et les conventions et normes internationales élaborées par l'Organisation maritime internationale (l'OMI), ces règlements et normes construisent le cadre de réglementation pour :

- la sécurité maritime;
- la prévention de la pollution;
- l'exécution;
- la préparation aux situations de déversement pétrolier.

Pour en savoir davantage sur les installations de manutention des hydrocarbures et l'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures, consultez la section 5.1.6., Exigences relatives aux installations de manutention d'hydrocarbures.

5.1.1 Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada

La Loi de 2001 est la législation principale régissant la sécurité du transport maritime et la navigation de plaisance ainsi que la protection de l'environnement marin. Elle s'applique aux navires canadiens dans toutes les eaux et à tous les navires qui naviguent dans les eaux canadiennes. La Loi de 2001 « favorise la croissance durable de l'industrie du transport maritime sans compromettre la sécurité »².

La Loi a pour objet³ :

- de protéger la santé et le bien-être de ceux qui participent au transport et au commerce maritimes, notamment l'équipage;
- de promouvoir la sécurité du transport maritime et de la navigation de plaisance;
- de protéger le milieu marin contre les dommages causés par les activités de navigation et de transport maritimes;
- de développer des outils de réglementation qui encouragent des activités de transport et de commerce maritimes viables, efficaces et économiques;
- de promouvoir l'efficacité du réseau de transport maritime;
- d'élaborer des outils de réglementation qui favorisent des activités de navigation de plaisance viables, efficaces et économiques dans les eaux canadiennes;

1. <https://www.tc.gc.ca/fra/lois-reglements/lois-2001ch26.htm>

2. Extrait du site Web de Transports Canada. (Voir la note 1.)

3. Extrait de la Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada.

- de s'assurer que le Canada remplisse ses obligations internationales découlant d'accords bilatéraux et multilatéraux en matière de navigation et de transport maritimes;
- d'encourager l'harmonisation des pratiques maritimes;
- d'établir un programme efficace d'inspection et d'exécution de la loi pour le transport maritime.

5.1.2 Réglementation des navires

En plus de la Loi de 2001, le transport maritime est assujéti à des conventions internationales, notamment :

- la Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires (MARPOL) (1973), qui a été conçue pour réduire la pollution de l'environnement marin par des navires, causée par des accidents ou liée à leur exploitation et qui prévoit la réglementation sur le rejet d'eaux de ballast;
- le Code international de gestion de la sécurité (Code ISM), élaboré par l'OMI et devenu obligatoire en 1994 à la suite de l'adoption du chapitre IX de la Convention internationale pour la sauvegarde de la vie humaine en mer (SOLAS). Sa mise en œuvre est devenue obligatoire pour tous les pétroliers et les navires transporteurs de produits chimiques (ainsi que pour les navires transporteurs de gaz liquéfié et les vraquiers de plus de 500 tonnes brutes) le 1^{er} juillet 1998. Un élément clé du Code ISM prévoit que les sociétés doivent élaborer, mettre en œuvre et conserver un système de gestion de la sécurité vérifiable pour obtenir un Certificat de gestion de la sécurité (un CGS) pour le navire.

5.1.3 Loi sur le pilotage

Le gouvernement canadien (Transports Canada) a adopté la *Loi sur le pilotage* en 1972. Le mandat des Administrations de pilotage est de mettre sur pied, d'exploiter, d'entretenir et de gérer, pour la sécurité de la navigation, un service de pilotage efficace dans leur région. En vertu de la *Loi sur le pilotage*, chaque Administration peut :

- établir des zones de pilotage obligatoire;
- déterminer les catégories de navires assujétiés au pilotage obligatoire;
- administrer et réglementer les brevets et certificats de pilotage;
- contrôler les tarifs.

La *Loi sur le pilotage* crée quatre administrations, chacune s'occupant de la réglementation et de la responsabilité pour les régions suivantes :

- Atlantique;
- Pacifique;
- Grands Lacs;
- Laurentides.

Le mandat de l'Administration de pilotage des Laurentides (l'APL) comprend le fleuve Saint-Laurent. La Corporation des pilotes du Bas-Saint-Laurent (la CPBSL) offre des services de pilotage à l'APL dans la circonscription n° 2 du fleuve Saint-Laurent, qui comprend les eaux que les pétroliers traverseront pour se rendre au terminal maritime de Cacouna. La zone de pilotage obligatoire vise la partie du fleuve située entre Les Escoumins et Québec.

La zone de l'Administration de pilotage de l'Atlantique comprend toutes les eaux canadiennes situées dans les provinces de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick, de l'Île-du-Prince-Édouard et de Terre-Neuve, et les eaux limitrophes. Située au Nouveau-Brunswick, la ville de Saint John se trouve dans une des 17 zones de pilotage obligatoire de l'Administration de pilotage de l'Atlantique.

5.1.4 Loi maritime du Canada

Les Administrations portuaires canadiennes ont été créées en vertu de la *Loi maritime du Canada* pour exploiter des ports particuliers au nom du gouvernement du Canada. La Loi nommait 19 ports importants sur le plan économique.

L'administration portuaire désignée la plus près de Cacouna est située à près de 100 milles marins, soit l'Administration portuaire de Québec, suivi par l'Administration portuaire de Sept-Îles (sur le fleuve Saint-Laurent) et l'Administration portuaire du Saguenay (sur la rivière Saguenay). Bien que Gros-Cacouna possède déjà un port, il ne constitue pas une administration portuaire désignée et ses opérations sont administrées directement par Transports Canada.

En 1999, le ministre des Transports a constitué l'Administration portuaire de Saint John (l'APSJ) et en a fait une des administrations portuaires désignées en vertu de la *Loi maritime du Canada*. Le terminal maritime Énergie Est Canaport se trouvera dans le territoire désigné de l'APSJ.

5.1.4.1 Port de Gros-Cacouna

Le Port de Gros-Cacouna est le seul port ouvert en tout temps et facilement accessible sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, entre Lévis et Rimouski. Sous la compétence de Transports Canada, qui administre le port et en fait la promotion, le bureau du directeur du port de Gros-Cacouna en gère les activités quotidiennes. Les Services de communications et de trafic maritimes (les SCTM) de Les Escoumins surveillent et assurent la gestion du trafic des navires au port ainsi que les exigences relatives au pilotage établies par l'APL et administrées par la CPBSL.

Au cours d'une année normale, 120 navires polyvalents visitent le port, y compris des vraquiers, des navires de pêche, des remorqueurs, la Garde côtière et la GRC, le zodiaque de recherche et sauvetage de Rivière-du-Loup, et les navires gouvernementaux d'Environnement Canada et du ministère des Ressources naturelles et de la faune du Québec. Le bateau d'évacuation de l'Île Verte est aussi mis à l'eau

au port. Il n'est pas inhabituel que des embarcations de plaisance y trouvent refuge lorsque les conditions météorologiques sont mauvaises.

5.1.4.2 Administration portuaire de Saint John

Le terminal maritime de Canaport se trouvera sous la compétence de Port Saint John, qui est le plus grand port du Nouveau-Brunswick et traite surtout du vrac et des marchandises diverses, comme les produits du pétrole et le gaz naturel liquéfié (GNL), la potasse, le sel et d'autres cargaisons en vrac. Port Saint John est aussi le seul terminal à conteneurs du Nouveau-Brunswick et il compte sur des activités croissantes dans le secteur des paquebots de croisière.

Les limites de Port Saint John (soit ses limites réglementaires) vont jusqu'à la baie de Fundy, de l'île Partridge à l'ouest jusqu'à Musquash Harbour, et au sud jusqu'au cap Spencer, situé aux coordonnées 45 08' 03"N, 65 54' 37"O. Le port comprend le système d'amarrage en un point unique du terminal Irving Canaport et le terminal Canaport GNL.

Les aires de mouillage et d'embarquement des pilotes désignées de Port Saint John se trouvent également dans les limites de l'avant-port. Pour connaître les limites de l'APSJ, voir la Figure 5-1.

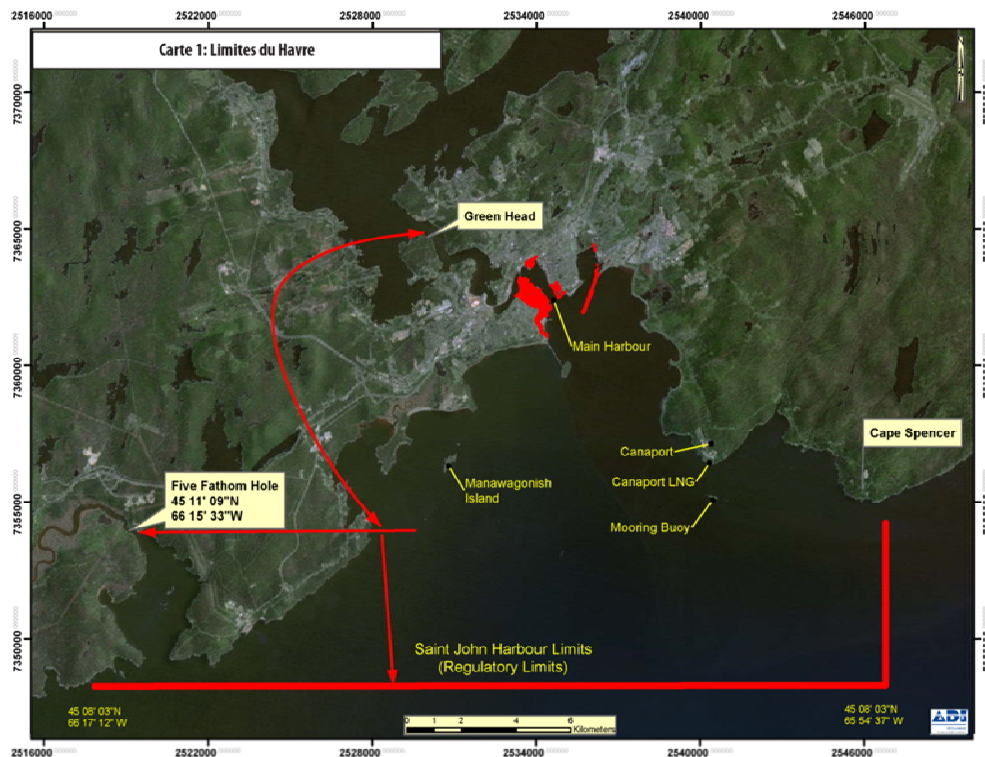


Figure 5-1 : Limites de l'Administration portuaire de Saint John⁴

⁴ Tirée du Plan d'utilisation des sols de l'Administration portuaire de Saint John, Port Saint John.

L'APSJ publie des pratiques et procédures détaillées à l'intention des navires, notamment à propos :

- des stations d'embarquement des pilotes;
- des dispositions en cas de gros temps;
- des remorqueurs;
- des restrictions visant la navigation.

5.1.5 Règlement sur les services de trafic maritime

En vertu de la Loi de 2001, le *Règlement sur les zones de services de trafic maritime* définit les services de trafic maritime (les STM) fournis par les SCTM de la Garde côtière canadienne, qui comprennent les communications au sujet de la sécurité maritime et la gestion des déplacements des navires. Les centres locaux des SCTM surveillent les fréquences de détresse, diffusent de l'information au sujet des conditions météorologiques et des avis au sujet des activités maritimes, et coordonnent le déplacement des navires dans les zones de STM.

Cacouna est située dans la zone de STM de Les Escoumins. Cette zone dessert les eaux navigables du fleuve Saint-Laurent de la pointe ouest de l'île d'Anticosti à l'île Blanche et au Fjord du Saguenay en aval à partir du Port de Saguenay. Le centre des SCTM des Escoumins coordonne également les déplacements des navires dans les aires d'embarquement et de débarquement des pilotes. Se reporter à la Figure 5-2 portant sur le centre des SCTM et les points d'appel (indiqués par les cercles jaunes) le long du fleuve Saint-Laurent.

La région de la baie de Fundy se trouve dans la zone STM de la baie de Fundy. En 2014, le bureau des SCTM de Saint John a été fermé et les STM seront fournis par le bureau des SCTM de Shannon Hill à Dartmouth (Nouvelle-Écosse). Pour la zone de STM de Fundy, consultez la Figure 5-3.

5.1.6 Exigences relatives aux installations de manutention d'hydrocarbures

Chacun des terminaux maritimes sera une installation de manutention d'hydrocarbures (IMH), au sens de l'article 2 de la Loi de 2001. Chaque terminal doit donc se conformer à des exigences en matière de planification et de prévention des déversements pétroliers. Les règlements et normes suivants s'appliquent aux exigences relatives aux interventions en cas de déversement d'hydrocarbures dans les IMH :

- Règlement sur les organismes d'intervention et les installations de manutention d'hydrocarbures, DORS/95-405
- Normes sur les installations de manutention d'hydrocarbures 1995 (TP 12402)
- Règlement sur les ententes en matière d'intervention environnementale, DORS/2008-275
- Règlement sur les rapports relatifs au rejet de polluants, DORS/95-351

Les exigences relatives aux IMH sont évaluées dans le cadre des études de TERMPOL. La présente étude décrit les mesures de planification et de prévention que les deux terminaux mettront en œuvre à titre d'IMH. Pour connaître les procédures de planification des mesures d'urgence, voir la Section 6 : Préparation et intervention en cas d'urgence.

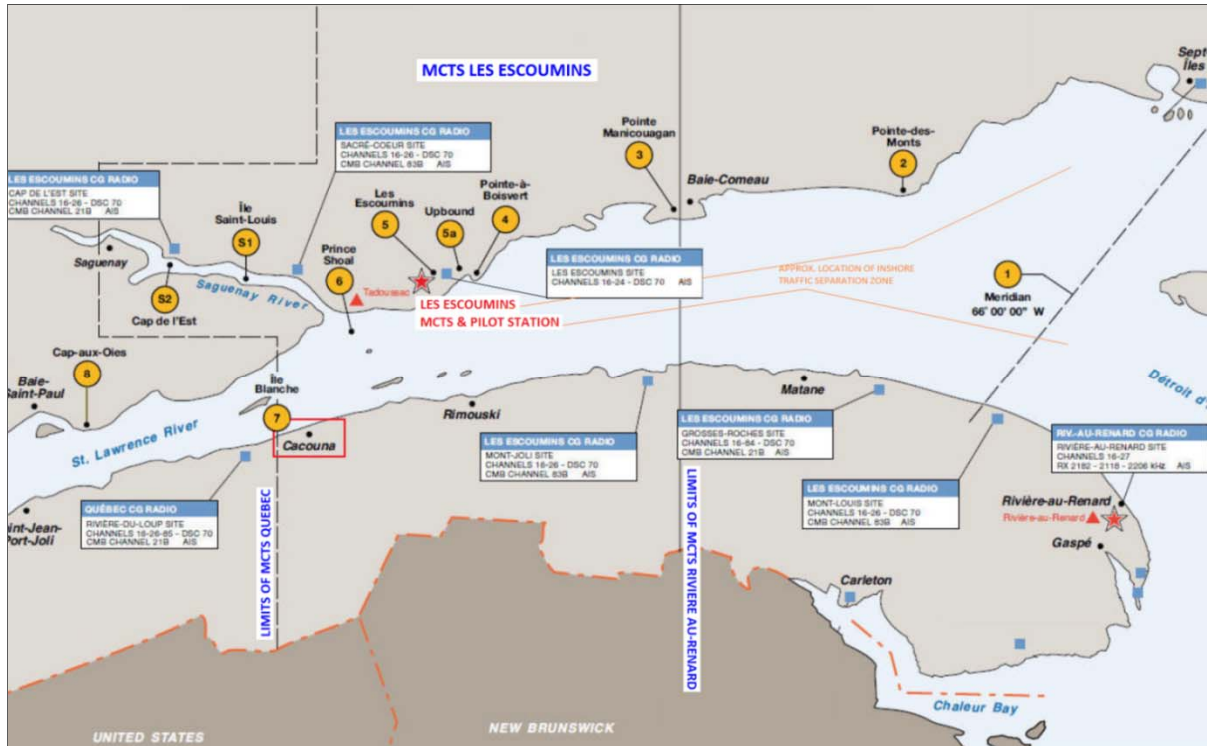


Figure 5-2 : Régions des SCTM – Fleuve Saint-Laurent

5.1.7 Sécurité du terminal

Le *Règlement sur la sûreté du transport maritime* (RSTM) fournit un cadre pour détecter les menaces à la sécurité et prendre des mesures pour prévenir les incidents pouvant toucher les navires, leurs installations et l'infrastructure connexe. Le règlement s'applique aux navires immatriculés au Canada à l'intérieur d'une certaine zone, aux navires battant pavillon étranger et aux installations maritimes qui les reçoivent.

Le RSTM contient des lignes directrices au sujet du personnel des installations maritimes, de la planification sécuritaire et des mesures de contrôle et de surveillance de l'accès ainsi que des détails sur l'évaluation de la sécurité et le contenu du plan de sûreté de l'installation maritime (le PSIM). Transports Canada, avec l'autorisation du ministre des Transports, effectuera une évaluation de la sûreté des installations maritimes avant la mise en service des terminaux. Les éléments suivants seront pris en compte :



Figure 5-3 : Limites relatives aux Services de communications et de trafic maritimes –
Trafic dans la baie de Fundy

- la sûreté matérielle (contrôles d'accès, les clôtures et les barrières);
- l'intégrité structurale (le caractère adéquat de la construction en fonction de l'environnement);
- les systèmes de protection du personnel;
- les procédures opérationnelles (qui pourraient avoir une incidence sur la sûreté);
- les systèmes de radio et de télécommunication;
- l'infrastructure de soutien des transports pertinente.

Énergie Est effectuera une évaluation de la vulnérabilité pour le terminal maritime de Cacouna conformément au RSTM et élaborera un PSIM à l'intention de

Transports Canada, dans lequel elle présentera les conclusions de l'évaluation de la sûreté de Transports Canada et mentionnera les vulnérabilités connues à ce moment. Le PSIM fournira également de la documentation sur les mesures et procédures de sécurité de TransCanada, y compris les protocoles d'intervention. Puisqu'un plan de sûreté est déjà en place pour les installations de Canaport près du terminal maritime Énergie Est Canaport, il sera modifié afin de couvrir le nouveau terminal maritime.

5.1.8 Normes de Transports Canada

Transports Canada publie un certain nombre de lignes directrices, notamment les documents suivants :

- TP 14335 : *Navigation hivernale sur le Fleuve et le Golfe du Saint-Laurent*;
- TP 743F : *Processus d'examen termpol*;
- TP 13617F : *Guide d'application du règlement sur le contrôle et la gestion de l'eau de ballast du Canada*;
- TP 14471 : *Systèmes d'intervention environnementale : La gestion du Régime de préparation et d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin du Canada*.

L'élaboration de la conception du terminal maritime et son exploitation proposée ont tenu compte de ces lignes directrices.

5.1.9 Consultation au sujet de l'augmentation du trafic maritime

Énergie Est a consulté les utilisateurs des plans d'eau, y compris les communautés autochtones, au sujet de l'augmentation du trafic maritime sur le fleuve Saint-Laurent, près de Cacouna, jusqu'au début du golfe du Saint-Laurent ou dans la baie de Fundy. Des résumés de la participation des communautés qui comprennent des renvois au trafic maritime associé au Projet se trouvent au Volume 9, Section 4 : Résultats du programme de consultation et au Volume 11, Annexe Vol 11-2 à Vol 11-26. Un résumé des préoccupations soulevés lors du processus d'examen de TERMPOL sera fourni sous forme de mise à jour vers la fin de l'année 2014.

5.2 LIGNES DIRECTRICES DE L'INDUSTRIE

L'OMI est chargé de l'élaboration de diverses conventions internationales portant sur le transport maritime. La section suivante définit le rôle de l'OMI et des conventions internationales portant sur les terminaux de navigation et maritimes, y compris les lignes directrices importantes de l'industrie adoptées au sujet des spécifications, de la conception et de l'exploitation d'un terminal pétrolier maritime.

5.2.1 Organisation maritime internationale

L'OMI est l'organisme spécialisé des Nations Unies chargé de la sécurité et de la sûreté de la navigation et de la prévention de la pollution maritime par les navires.

Les conventions et normes internationales élaborées par l'OMI, en concertation avec ses membres, visent à promouvoir la coopération pour réduire la pollution et le risque d'incidents partout dans le monde.

Le Canada est signataire de l'OMI et a donc accepté de se conformer aux exigences de conventions particulières en les intégrant à sa législation nationale (la Loi de 2001). Parmi les conventions internationales, trois sont particulièrement importantes pour le transport maritime :

- MARPOL, qui a été conçue pour réduire la pollution de l'environnement marin par des navires pour des raisons accidentelles ou liées à leur exploitation;
- SOLAS, qui prévoit des exigences sur les normes minimales de sécurité et d'exploitation des navires (p. ex., la détection des incendies et l'extinction, les engins de sauvetage, les communications radio et la dotation en personnel);
- la Convention internationale sur la responsabilité civile pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures, qui prévoit un cadre pour veiller à ce qu'une compensation adéquate soit disponible lorsque des dommages dus à la pollution par les hydrocarbures sont causés par des incidents maritimes impliquant des pétroliers.

5.2.2 Oil Companies International Marine Forum

Le Oil Companies International Marine Forum (l'OCIMF) est une association volontaire de sociétés pétrolières ayant un intérêt dans le domaine du transport et des terminaux des produits pétroliers et gaziers. L'OCIMF a été constitué en 1970 et il a reçu le statut d'organisme consultatif de l'OMI en 1971. L'OCIMF est auteur et coauteur de nombreuses lignes directrices au sujet de la sécurité, notamment :

- International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals (ISGOTT), en concertation avec l'International Chamber of Shipping et l'Association internationale des ports;
- Design and Construction Specification for Marine Loading Arms Third Edition;
- Mooring Equipment Guidelines Third Edition;
- Ship Inspection Report Program (SIRE).

5.3 TERMPOL

Dans les années 1970, un comité de Transports Canada se penchant sur les questions de pollution maritime a reconnu le besoin d'adopter une méthode normalisée de mesurer les risques pour la navigation associés à l'emplacement et à l'exploitation de terminaux maritimes pour les grands pétroliers. Les objectifs fixés par ce comité ont mené à la publication de la première édition du Code TERMPOL en 1977. Le Code TERMPOL 2001 est actuellement revu et sera mis à jour par Transports Canada. La nouvelle édition est attendue en 2014.

L'objectif du Code TERMPOL est de reconnaître les éléments d'un projet de terminal pétrolier proposé pouvant présenter un risque de déversement pétrolier et, lorsque possible, permettre la mise en œuvre de mesures de conception ou de mesures de sécurité d'exploitation afin d'éliminer ou de réduire les risques liés à un site particulier. Le Code TERMPOL comprend de nombreuses études qui devraient être entreprises afin de procéder à un examen approfondi des questions de sécurité de la navigation et des procédures d'exploitation.

Par conséquent, le processus d'examen TERMPOL vient compléter le processus de l'ONE en offrant un forum pour un examen détaillé par des experts des questions de navigation et d'exploitation des navires ainsi que du potentiel d'incidences ayant des effets négatifs sur l'environnement dans le cas peu probable qu'un accident surviendrait, dans le cadre de l'Évaluation environnementale et socioéconomique effectuée pour la présente soumission.

Énergie Est a entrepris des processus d'examen TERMPOL distincts pour le terminal maritime Énergie Est Canaport et le terminal maritime de Cacouna. Énergie Est présentera le rapport du comité d'examen TERMPOL et suivra ses recommandations, qu'elle intégrera dans les procédures et guides d'exploitation qui seront rédigés avant le début des activités des terminaux maritimes.

5.3.1 Portée des études

Le processus d'examen TERMPOL élaboré par Transports Canada comporte cinq étapes (voir le Tableau 5-1). Les deux premières étapes portent sur la formation du comité d'examen TERMPOL, la définition de la portée des études requises et la prise de décision au sujet de la façon dont le promoteur et le comité d'examen TERMPOL interagissent et du moment où ils le feront.

Tableau 5-1 : Planification des activités d'examen TERMPOL

	Étape	Activité
1.	Formation du comité d'examen TERMPOL (processus d'examen technique des systèmes des terminaux portuaires et des sites de transbordement)	<ul style="list-style-type: none">• Examen initial des grandes lignes du Projet proposé• Première discussion des études requises• Identification des ressources ministérielles disponibles
2.	Rencontre entre le comité d'examen TERMPOL et le promoteur ou les représentants du promoteur	<ul style="list-style-type: none">• Entente sur la portée et l'ampleur des études requises• Identification des sources de renseignements ministérielles à la disposition du promoteur ou des représentants du promoteur• Entente sur le format des études TERMPOL du promoteur• Établissement des réseaux de communication administratifs• Entente sur un calendrier de réunions (au besoin)

Tableau 5-1 : Planification des activités d'examen TERMPOL (suite)

	Étape	Activité
3.	Réception des études TERMPOL du promoteur par le président du comité d'examen TERMPOL	<ul style="list-style-type: none"> Distribution des études TERMPOL du promoteur au comité d'examen TERMPOL
4.	Mise en œuvre du processus d'examen par le comité d'examen TERMPOL	<ul style="list-style-type: none"> Identification, par le comité d'examen TERMPOL, des lacunes au niveau des données et des renseignements fournis (au besoin) Rencontre entre le comité d'examen TERMPOL et les représentants du promoteur (au besoin) Demande d'expertise, au besoin, par le comité d'examen TERMPOL, sur des questions soulevées par les études TERMPOL du promoteur
5.	Remise du rapport du comité d'examen TERMPOL à TCSM	<ul style="list-style-type: none"> Approbation du rapport du comité d'examen TERMPOL par TCSM avec autorisation des autres ministères

La troisième étape et les étapes suivantes constituent la revue par le comité d'examen TERMPOL de la soumission du promoteur. Les étapes 1 et 2 ont été réalisées pour les deux terminaux maritimes. L'étape 3 est en cours et elle devrait se terminer en 2014.

Le Code TERMPOL exige la prise en compte d'un grand nombre de sujets, classés selon les aspects techniques ou d'ingénierie et les aspects socio-environnementaux de la navigation, y compris l'atténuation des risques. Les demandes visant le terminal maritime de Cacouna et le terminal maritime Énergie Est Canaport ne documenteront que les aspects techniques ou d'ingénierie des deux terminaux maritimes, y compris le risque. Les conséquences socio-environnementales détaillées de la navigation du Projet sont évaluées dans la présente demande grâce à l'Évaluation environnementale et socio-économique. Le format proposé pour le TERMPOL a fait l'objet de discussions avec le comité d'examen TERMPOL et a été confirmé pour les deux terminaux maritimes.

Pour connaître les études TERMPOL qui seront effectuées pour les terminaux maritimes, voir le Tableau 5-2.

Tableau 5-2 : Études TERMPOL d'Énergie Est

Numéro de l'étude	Description	À réaliser	
		Terminal maritime de Cacouna d'Énergie Est	Terminal maritime de Canaport d'Énergie Est
3.1	Introduction	○	○
3.2	Étude sur les provenances, les destinations et l'intensité du trafic maritime	○	○
3.3	Étude sur les ressources halieutiques	○ ¹	○ ¹
3.4	Étude sur les exercices au large et les activités de l'industrie pétrolière extracôtière	○ ²	○ ²

Tableau 5-2 : Études TERMPOL d'Énergie Est (suite)

Numéro de l'étude	Description	À réaliser	
		Terminal maritime de Cacouna d'Énergie Est	Terminal maritime de Canaport d'Énergie Est
3.5	Étude sur l'analyse de la route, les caractéristiques des approches et la navigabilité	O	O
3.6	Étude spéciale relative au dégagement sous la quille	O	O
3.7	Étude sur la durée des passages et les retards	O	O
3.8	Étude des données d'accidents	O	O
3.9	Caractéristiques du navire	O	O
3.10	Plans de site et données techniques	O	O
3.11	Systèmes de transfert et de transbordement de cargaisons	O	O
3.12	Chenaux, manœuvres et mouillage	O	O
3.13	Procédures et dispositions relatives à l'amarrage	O	O
3.14	Dispositions et procédures relatives à l'amarrage sur un seul point	S.O.	S.O.
3.15	Analyse générale des risques	O ¹	O ¹
3.16	Livret d'information portuaire	O ³	O ³
3.17	Manuel d'exploitation du terminal	O ³	O ³
3.18	Plan d'intervention d'urgence	O ³	O ³
3.19	Exigences relatives aux installations de manutention des hydrocarbures	O	O
3.20	Substances liquides dangereuses et nocives	S.O.	S.O.
Notes :			
1. Ces études recourent la soumission.			
2. L'information tirée d'une étude antérieure peut être utilisée.			
3. Seul un aperçu est nécessaire.			

Les 18 études à réaliser (en excluant les études 3.14 et 3.20 dans le Tableau 5-2) seront regroupées par terminal maritime en cinq volumes :

- Volume 1 : Introduction et ingénierie;
- Volume 2 : Études sur la navigation, l'amarrage et l'amarrage en un point unique;
- Volume 3 : Incidences sur le trafic maritime et les ressources halieutiques;
- Volume 4 : Analyses du risque et des accidents;
- Volume : Guides d'opérations.

Afin d'impliquer le comité d'examen TERMPOL au développement des études requises dans le cadre du processus TERMPOL et pour bénéficier de l'expérience et des conseils du comité, il a été convenu au début du processus TERMPOL de soumettre les volumes mentionnés ci-dessus sous forme d'ébauche tout au long du déroulement des études.

Les Volumes 1 et 2 pour les deux terminaux maritimes ont été soumis sous forme d'ébauche aux comités d'examen TERMPOL en avril et en juillet 2014 respectivement. Une ébauche du Volume 3 pour les deux terminaux maritimes a été

soumise. Des ébauches des Volumes 4 et 5 seront soumis au comité d'examen TERMPOL au plus tard en novembre 2014. Après la finalisation de toutes les études, la documentation complète TERMPOL pour les deux terminaux maritimes sera soumise à la région de Québec (pour Cacouna) et à la région des Maritimes (pour Canaport) des comités d'examen TERMPOL au plus tard à la fin de 2014.

5.3.2 Réalisation de l'étude

Une grande partie de l'information dans les études TERMPOL a déjà été évaluée et établie et est reflétée dans la présente demande et l'Évaluation environnementale et socioéconomique connexe. Pour connaître les relations et recoupements entre les processus, voir la Figure 5-4.

Pour un résumé des éléments importants des études TERMPOL pour les deux terminaux maritimes, se reporter à Annexe Vol 7-4 : Aperçu des présentations TERMPOL.

La conception des terminaux maritimes Énergie Est et des systèmes et procédures opérationnels tient compte de l'ensemble des recommandations internationales, de Transports Canada et du comité d'examen TERMPOL ainsi que des conventions, normes, lignes directrices et exigences de l'OCIMF.

5.4 OPÉRATIONS DE NAVIGATION MARITIME

La section suivante décrit les opérations de navigation maritime routinières et les procédures de navigation qui auront lieu dans les deux terminaux maritimes. D'après les estimations provisoires, le nombre prévu d'escales de pétroliers au terminal maritime de Cacouna s'élèvera à 175 par année. La flotte devrait contenir 38 pétroliers de catégorie Aframax et 137 pétroliers de catégorie Suezmax, ce qui donne une escale à tous les 2,1 jours.

D'après les estimations provisoires, le nombre prévu d'escales de pétroliers au terminal maritime de Canaport s'élèvera à 115 par année. La flotte devrait contenir 96 pétroliers de catégorie Suezmax et 19 pétroliers de catégorie TGTB, ce qui donne une escale à tous les 3,2 jours.

Aucune des installations n'est unique ou inhabituelle. D'autres terminaux maritimes manutentionnant du pétrole brut exercent actuellement des activités le long du fleuve Saint-Laurent et dans la baie de Fundy et des pétroliers de catégories jusqu'à Suezmax et VLCC visitent ces terminaux, respectivement. En raison de ce trafic maritime courant, les opérations de navigation de ces types de navires et de terminaux maritimes sont bien comprises par les capitaines, les pilotes locaux, les opérateurs de remorqueurs et d'autres organisations de soutien qui contribuent à assurer la navigation et l'opération sécuritaire des terminaux maritimes et navires de manutention du pétrole brut.

La présente section décrit premièrement les types de pétroliers qui visiteront les deux terminaux maritimes, deuxièmement la route de navigation jusqu'aux terminaux maritimes à partir du point de pilotage, et ensuite les activités d'arrivée et de départ, y compris les opérations en cas de gros temps.

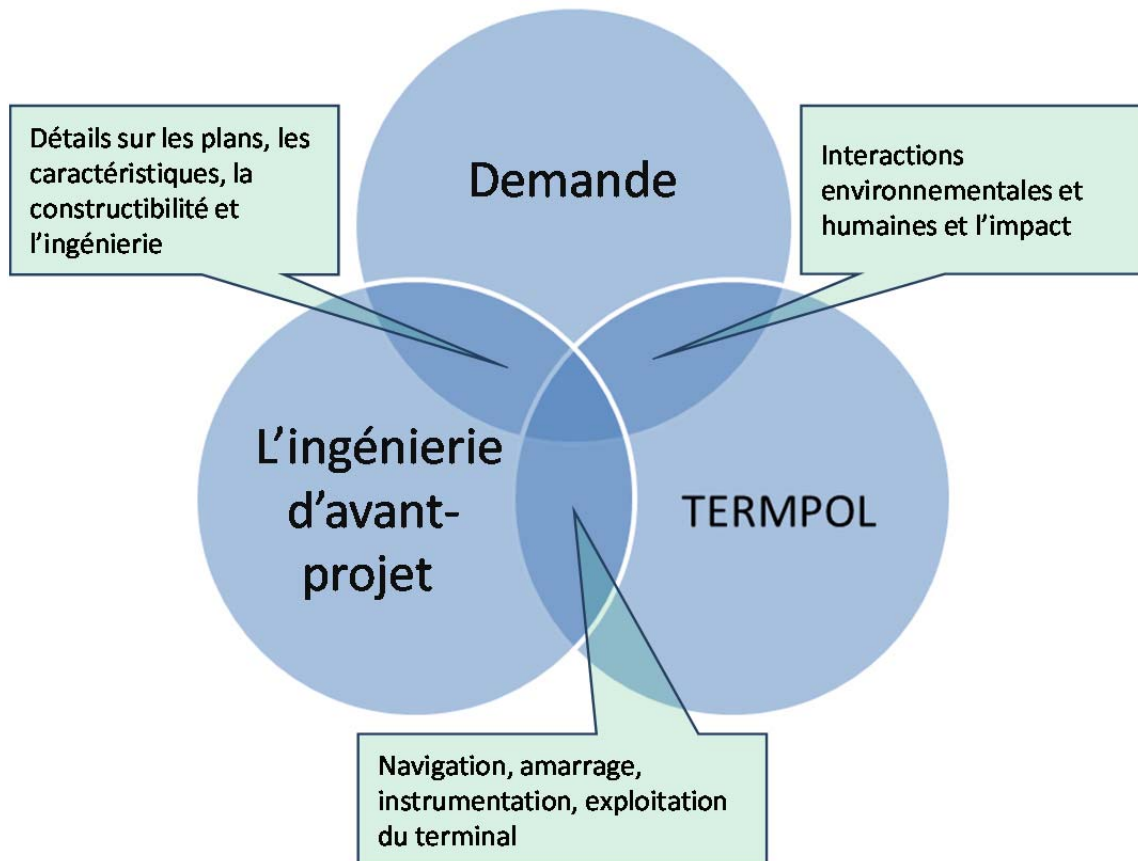


Figure 5-4 : TERMPOL – Recoupement entre la demande, l'ingénierie de base et la conception

5.4.1 Pétroliers

Aucun des terminaux maritimes n'aura une flotte de pétroliers dédiés. Les propriétaires des navires sont responsables à tout moment de la maintenance et du rendement de leurs navires. Cependant, Énergie Est appuyera Transports Canada afin de s'assurer que tous les pétroliers qui visitent les deux terminaux maritimes du Projet répondent aux normes de sécurité de catégorie mondiale et exercent leurs activités en respectant l'environnement.

Les dimensions particulières des pétroliers peuvent varier dans une même catégorie. Toutefois, les données représentatives ont été définies en fonction des exigences de la catégorie et de la flotte qui se présentera probablement à chaque terminal maritime. Le terminal maritime de Cacouna a été conçu pour accueillir de façon sécuritaire des

navires de la catégorie Aframax jusqu'à des navires de la catégorie Suezmax. Le terminal maritime Canaport a été conçu pour accueillir de façon sécuritaire des navires de la catégorie Aframax jusqu'à des navires de la catégorie VLCC.

Pour connaître les caractéristiques typiques de chaque pétrolier, voir le Tableau 5-3.

Tableau 5-3 : Caractéristiques typiques des pétroliers

Paramètre	Catégorie du navire		
	Terminal maritime de Cacouna et terminal maritime Énergie Est Canaport		Terminal maritime Énergie Est Canaport seulement
	Aframax ¹	Suezmax ¹	VLCC ²
Port en lourd (tonnes)	100 000	162 400	320 000
Longueur hors tout (m)	243,5	280,5	340
Longueur entre perpendiculaires (m)	234,9	270	327
Largeur (m)	42,0	50	60
Creux sur quille (m)	21,3	23,0	31
Tirant d'eau lorsque chargé (m)	14,2	17,5	23,0
Tirant d'eau du ballast (m)	7,2	7,8	10,0
Type de coque	Double	Double	Double
Capacité (barils)	700 000	1,1 million	2,2 millions
Notes :			
1. Les valeurs indiquées sont représentatives de la taille moyenne de ces catégories de navires.			
2. Les valeurs indiquées sont représentatives de la taille maximale de cette catégorie de navires.			

5.4.1.1 Sécurité des pétroliers et gestion environnementale

Le Code international de gestion de la sécurité (ISM), SOLAS et MARPOL, élaborés par l'OMI et décrits à la section 5.2.1 : Organisation maritime internationale, précisent diverses exigences pour les pétroliers qui ont une incidence particulière sur la sécurité et l'environnement.

Tous les pétroliers qui se présentent à un des terminaux maritimes devront avoir les systèmes suivants :

- Système d'extinction par gaz inerte : Pour protéger les citernes à cargaisons contre les explosions en réduisant le contenu en oxygène sous le seuil permettant la combustion.
- Doubles coques : Aux termes du MARPOL, depuis 2010, tous les pétroliers faisant du commerce international doivent avoir des doubles coques. La cargaison se trouve à l'intérieur de la coque porteuse et l'espace entre la coque porteuse et le carénage sert au ballast séparé. L'espace de chargement est protégé sur les côtés et dans le bas par les doubles coques. S'il survient un accident, comme une collision ou un échouage, le carénage et l'espace entre les coques absorbent

l'énergie de la collision et aident à éviter que le produit soit déchargé de la coque porteuse. De plus, les pétroliers doivent avoir au moins une cloison longitudinale.

- Ballast séparé : Tous les pétroliers vides doivent charger du ballast pour maintenir la sécurité et la stabilité en mer. Le ballast est habituellement chargé dans l'espace séparé entre la coque porteuse et le carénage d'un pétrolier à doubles coques; il est donc séparé des liquides dans la citerne à cargaisons.
- Redondance : Les pétroliers doivent avoir une redondance (c'est-à-dire une source d'alimentation de réserve) pour les éléments essentiels du système de commande afin de prévenir les accidents causés par la défaillance du système de commande primaire. Cette exigence s'applique également à l'équipement de navigation crucial. Les pétroliers doivent aussi avoir leurs propres systèmes de distillation de l'eau, de traitement des eaux d'égouts et de compaction des déchets à bord.
- Électronique : L'équipement de navigation embarqué comprend de l'équipement électronique comme des systèmes de détection et télémétrie par radioélectricité (RADAR), des systèmes de localisation globale (GPS) et d'autres systèmes de navigation pour assurer le passage sécuritaire dans l'océan et les ports partout dans le monde. Le Système électronique de visualisation des cartes marines (SEVCM) permet d'obtenir un aperçu de la navigation. Le Système d'identification automatique (SIA) et les systèmes d'évitement des collisions par ordinateur (comme les aides de pointage radar automatique [ARPA]) permettent aux officiers de navigation d'identifier les navires qui s'approchent de façon précise et d'établir rapidement le cap et la vitesse nécessaires pour éviter la collision.
- SIA : Le SIA identifie un navire par voie électronique à l'aide des données transmises aux stations littorales par radiotéléphonie. L'OMI a rendu obligatoire l'adoption des exigences pour les navires de plus de 300 tonnes brutes avant 2003. Le SIA est requis pour échanger automatiquement des renseignements (y compris l'identité du navire, son type, sa position, son cap, sa vitesse, l'état de sa navigation et d'autres renseignements pertinents pour assurer la sécurité) avec d'autres navires, des stations littorales et des avions.
- Systèmes d'extinction des incendies : Tous les pétroliers doivent avoir des systèmes d'extinction des incendies (eau, mousse et autres systèmes chimiques) approuvés par les sociétés de classification et les autorités de réglementation. Les pétroliers doivent avoir un plan en cas d'incendie et tous les membres du personnel doivent être formés pour la lutte contre l'incendie.
- Équipement de secours : Tous les pétroliers doivent être équipés d'équipement de sauvetage comme des canots et des radeaux de sauvetage et des vestes et appareils de sauvetage personnels. Chaque pétrolier doit avoir un système de remorquage en cas d'urgence pouvant être déployé si le pétrolier doit être remorqué.
- Remorquage et escorte en cas d'urgence : Les règlements de l'OMI (SOLAS II-1/3-4 au sujet des arrangements de remorquage des pétroliers en cas d'urgence) prévoient depuis 1996 que tous les nouveaux pétroliers de plus de

20 000 tonnes port en lourd devaient avoir des accessoires de remorquage en cas d'urgence (de tels accessoires devaient être installés sur les pétroliers existants avant janvier 1999).

L'échange et le rejet d'eau de ballast aux terminaux maritimes et dans les eaux canadiennes sont régis en vertu du *Règlement sur le contrôle et la gestion de l'eau de ballast* (pris en application de la Loi de 2001).

Ces exigences seront appliquées par l'intermédiaire du processus de contrôle des pétroliers qui sera mis en œuvre dans chaque terminal maritime (voir la section 5.4.1.2 : Contrôle des pétroliers).

5.4.1.2 Contrôle des pétroliers

Un programme d'acceptation des pétroliers (le PAP) sera mis en œuvre par Énergie Est dans chaque terminal maritime afin de veiller à ce que les pétroliers qui doivent accoster répondent aux normes du secteur en matière de sécurité et de protection de l'environnement, se conforment aux limites de chaque terminal et répondent aux exigences énumérées à la section 5.4.1.1 : Sécurité des pétroliers et gestion environnementale. Ce programme d'évaluation et d'inspection est appelé un contrôle. L'objectif du programme de contrôle est d'augmenter la sécurité maritime et de réduire la possibilité de pollution accidentelle. L'OCIMF publie le Ship Inspection Report Program (SIRE), qui donne des indications sur le contenu et l'application du programme d'inspection des pétroliers.

Aux termes du SIRE, il y a une cascade de division de la responsabilité pour veiller au respect de la réglementation applicable. Il incombe au chargeur de contrôler le propriétaire du navire avant de le choisir. Les pétroliers choisis seront ensuite contrôlés par Énergie Est afin de veiller à ce qu'ils soient compatibles avec l'aménagement du terminal, ses installations et son équipement.

Un PAP détaillé sera élaboré avant la mise en service des terminaux maritimes. L'objectif du PAP est de veiller à ce que les activités des pétroliers ne mettent pas en danger le personnel, le public ou l'environnement. Pour atteindre cet objectif, le PAP exigera que les pétroliers :

- soient compatibles avec l'infrastructure du terminal (soit sa taille, ses lignes d'amarrage, le tirant d'eau);
- soient configurés adéquatement pour le transfert sécuritaire de la cargaison;
- n'aient aucune lacune en cours détectée à l'inspection pouvant avoir une incidence sur la sécurité;
- répondent aux exigences de l'ISM;
- adoptent des exigences de cote glace (Cacouna) pour les navires de la catégorie des pétroliers et l'équipement de sauvetage;

- aient une entente avec un organisme d'intervention agréé;
- répondent aux normes de la Convention internationale de 1978 sur les normes de formation des gens de mer, de délivrance des brevets et de veille (la Convention STCW).

Ces exigences sont appelées le précontrôle. Chaque fois qu'un pétrolier doit se rendre à l'un des terminaux maritimes, une inspection matérielle du pétrolier sera faite dans le cadre du PAP. De plus, une liste de vérification avant l'arrivée sera remplie conjointement avec le capitaine du navire et le capitaine d'amarrage ou de chargement du terminal. Le non-respect de la liste de vérification avant l'arrivée peut causer des retards ou un refus d'accostage et de transfert de la cargaison. Le capitaine de chargement embarquera dans le pétrolier et mènera une inspection matérielle pour veiller au respect des exigences de l'ISGOTT.

Les pétroliers ne seront pas acceptés à l'un ou l'autre des terminaux maritimes s'ils ne reçoivent pas l'approbation d'Énergie Est aux termes du PAP.

5.4.1.3 Responsabilité en matière de pollution par les navires et indemnisation

Comme il est indiqué à la Section 5.1 : Cadre de réglementation au sujet de la navigation et la Section 5.2 : Lignes directrices de l'industrie, un cadre réglementaire global régit les activités maritimes dans les eaux canadiennes. Les activités maritimes associées au trafic des navires en provenance ou à destination des terminaux maritimes du Projet sont la responsabilité du propriétaire et de l'exploitant du navire, y compris la responsabilité pour les accidents ou les défaillances.

En cas d'accident ou de défaillance impliquant un navire qui donne lieu au déversement de pétrole persistants dans l'environnement maritime, la responsabilité financière pour les activités d'intervention, de nettoyage et de remédiation du déversement maritime et l'indemnisation des tiers pour les dommages raisonnables subis doit être assumée par les propriétaires des navires conformément à la *Loi sur la responsabilité en matière maritime* (LRMM). La LRMM établit le cadre traitant la responsabilité et l'indemnisation en matière maritime au Canada, et tient également compte de la participation du Canada aux conventions internationales administrées par les Fonds internationaux d'indemnisation pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures et à la Convention internationale sur la responsabilité civile. Le principe absolu de ces conventions est de « faire payer les pollueurs », ce qui garantit que les propriétaires des pétroliers demeurent responsables des coûts raisonnables associés à l'atténuation de la pollution au moyen de pétrole et sont tenus d'indemniser les réclamations établies et prouvées par des tiers qui résultent du déversement d'hydrocarbures persistants dans l'environnement.

Un certain nombre de fonds existent pour offrir une indemnisation aux parties qui ont procédé aux activités d'intervention et de nettoyage et une indemnisation de tiers pour les dommages subis en raison d'un incident. Le premier niveau de financement pour les activités d'intervention et de nettoyage maritime et d'indemnisation de tiers

provient des assurances d'indemnisation et de protection du propriétaire du navire. Cette assurance est habituellement offerte par le *International Group of P&I Clubs*, constitué de groupes de propriétaires de navires qui offrent de l'assurance à d'autres propriétaires de navires et affréteurs pour les dommages de tiers subis dans le cours de leur exploitation commerciale. La garantie d'assurance par l'entremise de ces clubs est habituellement plafonnée et varie en fonction de la taille du navire. La garantie maximale présentement disponible est d'environ 140 millions de dollars canadiens⁵.

Le deuxième niveau de financement est disponible par l'entremise du Fonds international d'indemnisation pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures (FIPOL) (173 millions de dollars canadiens) et le Protocole portant création d'un Fonds complémentaire (830 millions de dollars canadiens) si l'assurance du propriétaire du navire était inadéquate pour financer un effort d'intervention. Le Fonds FIPOL est financé au moyen de droits versés par les entités qui reçoivent certains types de pétrole dans les ports des états membres et est disponible pour tous les incidents de navires contenant des hydrocarbures persistants.

Le troisième niveau de financement disponible si les deux premiers niveaux ne sont pas suffisants est la Caisse d'indemnisation des dommages dus à la pollution par les hydrocarbures causée par les navires qui offre du financement pour des déversements provenant de navires dans les eaux canadiennes⁶. Environ 160 millions de dollars canadiens sont disponibles pour financer des efforts d'intervention.

D'après les sources de financement mentionnées ci-dessus, environ 1,3 milliard de dollars canadiens sont disponibles pour financer des activités d'intervention et de nettoyage, de même que des indemnisations de tiers pour les dommages subis en cas de déversement de pétrole dans l'environnement maritime en provenance d'un navire.

5.4.2 Description de la route vers le terminal maritime de Cacouna

Les sections suivantes décrivent les principaux aspects de l'approche et des procédures de navigation pour le terminal maritime de Cacouna. Pour connaître les principaux composants de l'approche de navigation, voir le Tableau 5-4.

5. Transport Canada, 2013. Indemnisation pour les coûts d'intervention. Site Web : <http://www.tc.gc.ca/fra/securitemaritime/epe-sie-regime-indemnisation-314.htm>. Consulté en mai 2014.

6. Transport Canada, 2013. Plans d'indemnisation des dommages dus à la pollution causée par les navires. Site Web : <http://www.tc.gc.ca/fra/securitemaritime/epe-sie-regime-fonds-1119.htm>. Consulté en mai 2014.

Tableau 5-4 : Aspects de l'approche de navigation du terminal maritime de Cacouna

Paramètre	
Route	Voir les Figure 5-5, Figure 5-6 et Figure 5-7 et l'Annexe 7-5.
Centre des SCTM	Les Escoumins – dessert les eaux navigables du fleuve Saint-Laurent de la pointe ouest de l'île d'Anticosti à l'île Blanche et au Fjord du Saguenay, en aval à partir du Port de Saguenay. Ce centre coordonne également les déplacements des navires dans les aires d'embarquement et de débarquement utilisées par la station de pilotage des Escoumins.
Station de pilotage	CPBSL aux Escoumins (circonscription n° 2). La réglementation en vigueur pour cette circonscription stipule que le pilotage obligatoire est requis pour : <ul style="list-style-type: none"> • tout navire immatriculé au Canada, naviguant dans la circonscription n° 2, dont la longueur est de plus de 80 m et le tonnage brut de plus de 3 300 tonnes; • tout navire non immatriculé au Canada et dont la longueur est de plus de 35 m.
Embarquement des pilotes	La station d'embarquement des pilotes est illustrée à la Figure 5-5.
Aires de mouillage	<ul style="list-style-type: none"> • Îles Razades sur la rive sud du fleuve • Un mille marin à l'ouest du terminal
Dangers pour la navigation / limites de profondeur	Embouchure de la rivière Saguenay (hauts-fonds de l'île Rouge et du Haut-fond Prince) – présence de forts courants de marée et de remous à la renverse de la marée, accompagnés de fréquentes conditions de brouillards.
Navigation hivernale	Glace et embruns verglaçants. On s'attend à ce que les pétroliers naviguent de façon sécuritaire pendant la saison hivernale, en prenant des mesures de précaution comme l'ajout d'un pilote des glaces ou d'un conseiller en navigation dans les glaces.

5.4.2.1 Route de navigation

Le terminal maritime de Cacouna sera situé au nord-est du Port de Gros-Cacouna, sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, une route de navigation très fréquentée. Pour connaître la route de navigation des pétroliers qui se rendent au terminal maritime de Cacouna, voir la Figure 5-5, Figure 5-6, Figure 5-7 et l'Annexe, Vol 7-5.

Pour se rendre dans la région de Gros-Cacouna, les pétroliers doivent emprunter le fleuve Saint-Laurent. À partir du golfe du Saint-Laurent, les pétroliers entrent dans la zone de navigation côtière, qui est un dispositif de séparation du trafic à l'approche des Escoumins. Les navires entrants (ou remontants) sont acheminés au nord de la zone de séparation alors que les navires sortants sont acheminés au sud de la zone. Le dispositif de séparation du trafic comprend des points de franchissement, c.-à d. des étendues d'eau où il est permis de traverser la zone de navigation côtière, mais toute intention de traverser cette zone doit être signalée au Centre des SCTM de Les Escoumins.

Les pétroliers qui se dirigent vers le terminal maritime de Cacouna se rapporteront au point d'appel 4A, qui est situé à 18 milles marins de la station de pilotage des Escoumins. Le Centre des SCTM des Escoumins demandera l'heure prévue pour l'arrivée (ETA) du pétrolier à la station d'embarquement des pilotes. Le Centre des SCTM indiquera aussi au capitaine du pétrolier le côté par lequel le pilote doit embarquer et la vitesse que doit maintenir le pétrolier au moment de l'embarquement. Il est d'usage courant pour les pétroliers de suivre une route de navigation qui se

trouve au milieu du dispositif de séparation du trafic pour se rendre au point d'embarquement.

À partir du point d'appel 4A, le pétrolier navigue du côté nord du dispositif de séparation du trafic, en route vers le point d'appel 5A (voir la Figure 5-5) et la station d'embarquement des pilotes qui est parallèle à la ligne de rivage. La distance entre la rive et le pétrolier ne doit pas dépasser 1 mille marin.

Au point d'appel 5A, le pétrolier entrera dans la zone de prudence (voir la Figure 5-5). Le traversier en opération entre Les Escoumins et Trois-Pistoles (sur la rive sud) navigue dans cette zone. Le Centre des SCTM informera le pétrolier des opérations des traversiers dans cette zone ainsi que de tout autre trafic maritime provenant de la station de pilotage.

Lorsque les pilotes sont à bord, le pétrolier navigue sous la conduite du pilote vers la rive sud du fleuve Saint-Laurent. Les procédures normales exigent que deux pilotes soient affectés à un pétrolier de catégorie Suezmax en tout temps, l'un d'eux étant responsable des manœuvres d'arrimage. La zone rouge sur la Figure 5-7 illustre la zone de prudence volontaire établie par Parcs Canada dans le parc marin du Saguenay-Saint-Laurent, où la vitesse maximale d'un navire est de 10 nœuds. Le pilote et le capitaine détermineront s'ils souhaitent naviguer dans cette zone de limitation de la vitesse ou s'ils préfèrent contourner cette zone à la pleine vitesse de manœuvre.

Le pétrolier amorcera son approche de la zone du terminal au moment de traverser le confluent de la rivière Saguenay. À cet endroit, la direction des courants de marée est en angle de la route de navigation du pétrolier. On rencontre des eaux moins profondes à l'extrémité sud-ouest de l'Île Verte (voir les Figure 5-7 et Figure 5-8); c'est pourquoi cette zone doit être évitée. Un dégagement suffisant sous la quille pour les plus gros navires, comme les pétroliers de catégorie Suezmax, est disponible jusqu'au terminal maritime de Cacouna et à proximité des zones d'accostage du terminal.

Les deux aires de mouillage suivantes sont disponibles si un pétrolier ne peut accoster au terminal maritime de Cacouna :

- l'aire de mouillage des îles Razades située sur la rive sud du fleuve (à l'extérieur de la zone de pilotage obligatoire);
- l'aire de mouillage située à environ 1 mille marin à l'ouest du terminal.

D'autres aires de mouillage pour les pétroliers qui se rendront au terminal maritime de Cacouna sont présentement à l'étude dans le cadre du processus d'examen TERMPOL.

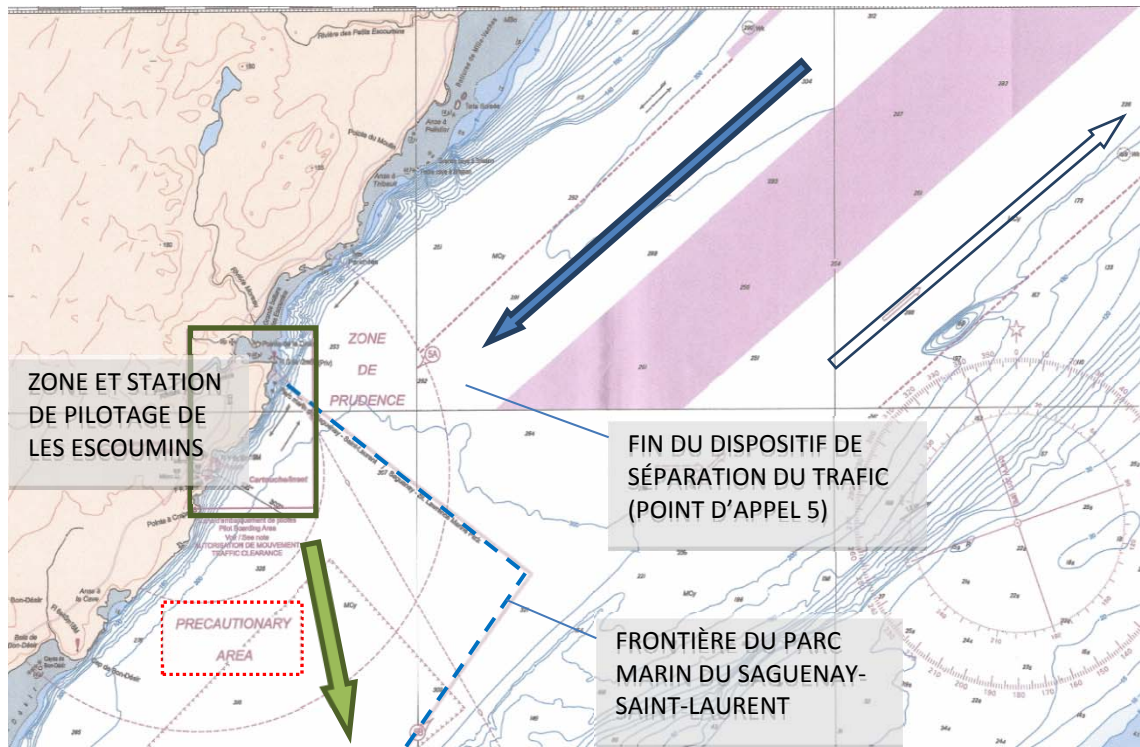


Figure 5-5 : Route de navigation vers le terminal maritime de Cacouna – Embarquement des pilotes

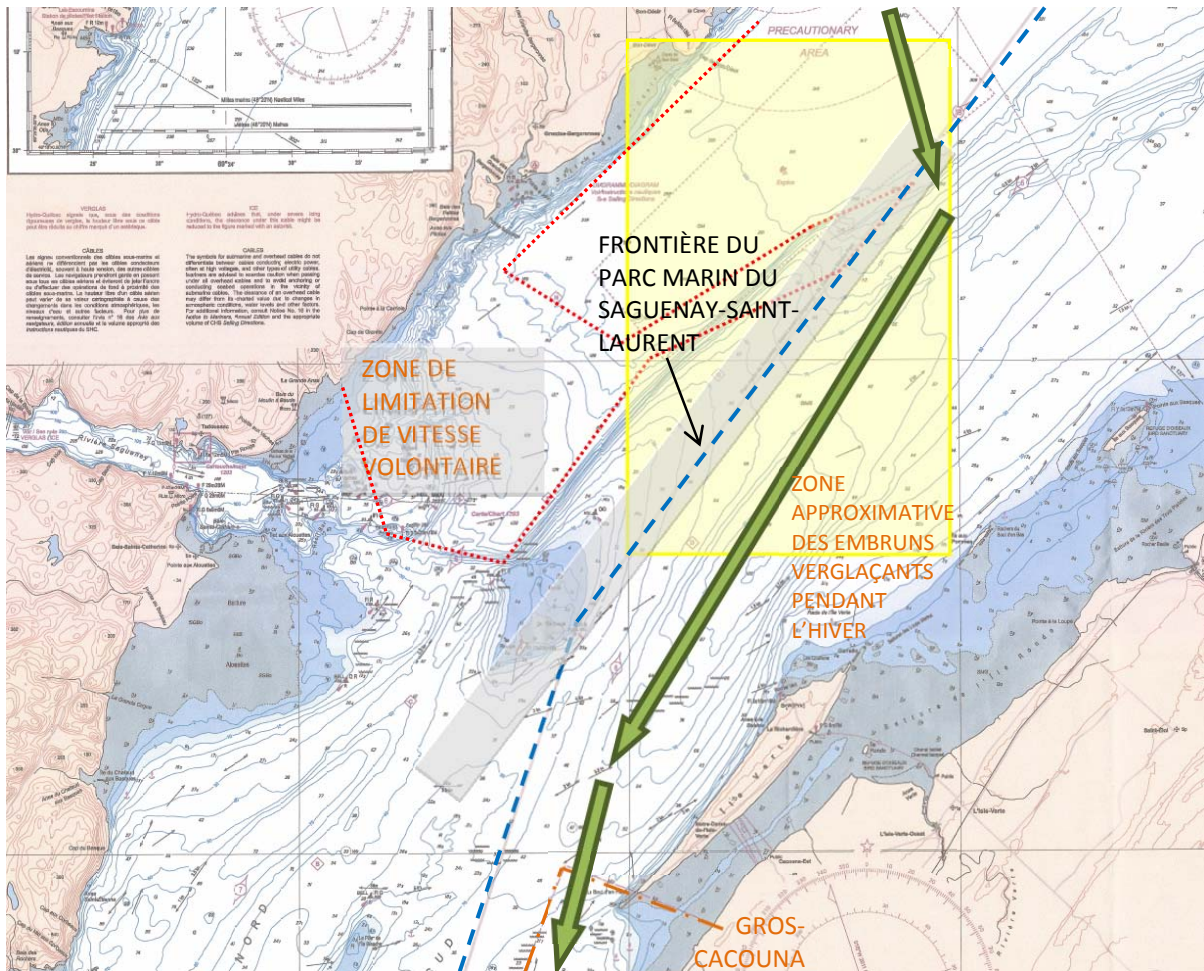


Figure 5-6 : Route de navigation vers le terminal maritime de Cacouna – De la station de pilotage à Gros-Cacouna

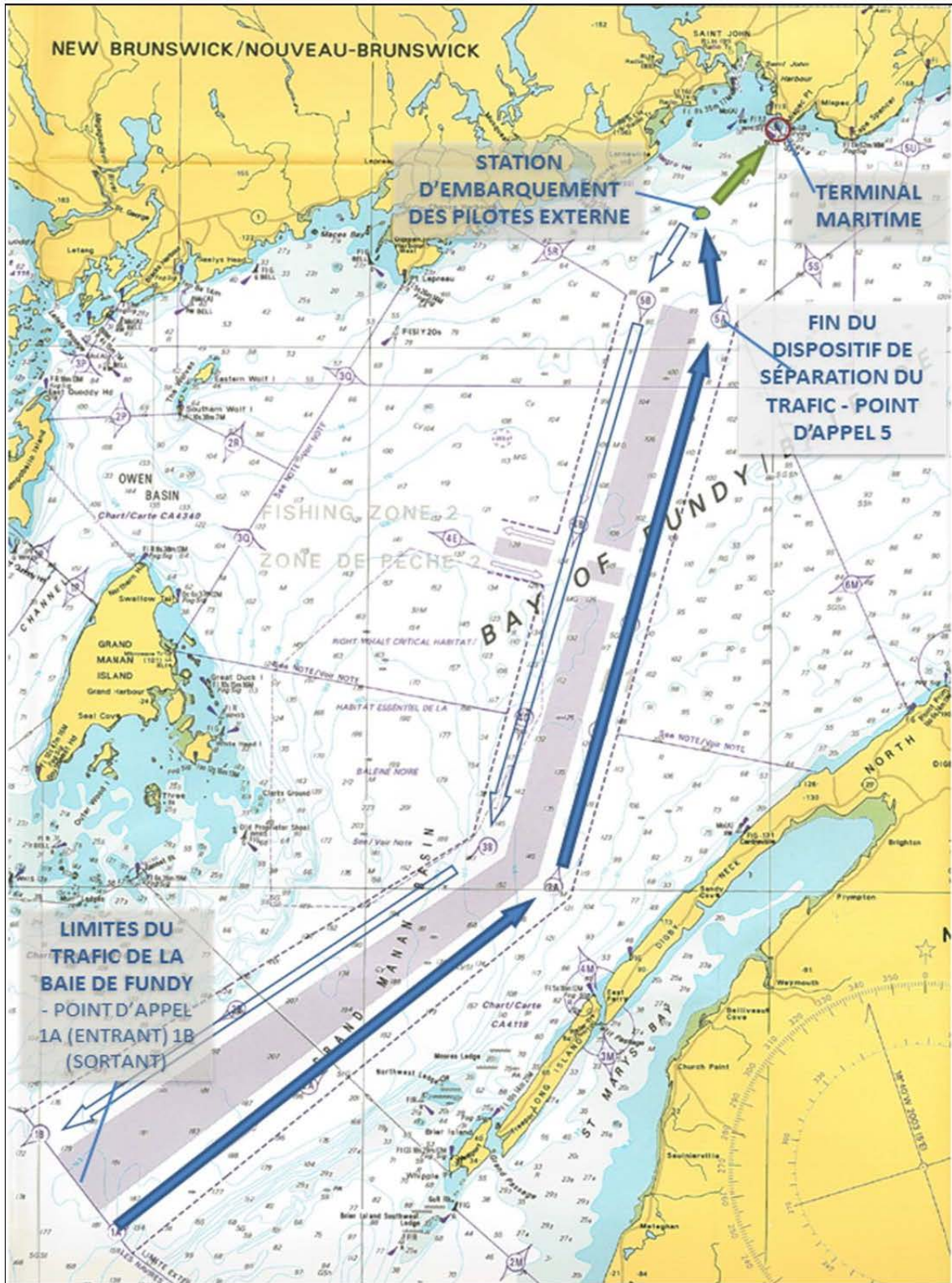


Figure 5-8 : Route de navigation vers le terminal maritime Énergie Est Canaport

5.4.2.2 Dangers pour la navigation

Les dangers bathymétriques pour la navigation sont minimales vu le tirant d'eau relativement fort et le large corridor de navigation du fleuve Saint-Laurent, combinés à l'existence du dispositif de séparation du trafic et des services de pilotage pour les gros navires.

Les dangers pour la navigation les plus importants le long du fleuve Saint-Laurent, entre le golfe Saint-Laurent et le port de Cacouna, sont afférents aux limites de profondeur d'eau et à la présence d'îles et de bancs de sable près du chenal maritime. Des limites de profondeur d'eau existent à deux endroits entre l'île Rouge et le port de Cacouna. Dans la zone située près de l'embouchure de la rivière Saguenay (hauts-fonds de l'île Rouge et du Haut-fond Prince), à l'extrémité nord-est de l'île Blanche et à l'extrémité sud-ouest de l'Île Verte, on note la présence de forts courants de marée et de remous accompagnés de fréquentes conditions de brouillard. Les aides à la navigation modernes ont réduit de façon significative les risques associés aux dangers pour la navigation.

La présence de glace pendant les mois d'hiver constitue un autre danger pour la navigation. Pour plus de renseignements concernant la présence de glace, consulter la section 5.4.2.4 : Navigation hivernale.

5.4.2.3 Aides à la navigation

La Garde côtière canadienne a été mandatée pour fournir des aides à la navigation grâce à son Programme d'aides à la navigation. Ce programme fournit des aides fixes, flottantes et électroniques afin d'assurer la sécurité des navigateurs et de faciliter le mouvement expéditif du trafic maritime. Ceci comprend des systèmes et des dispositifs installés à l'extérieur des navires afin d'aider les navigateurs à déterminer leur position et leur cap, pour avertir de la présence de dangers ou d'obstacles et pour indiquer la meilleure route à emprunter.

Les navires qui se rendent au terminal maritime de Cacouna devront suivre le réseau établi d'aides à la navigation le long du fleuve Saint-Laurent qui sont indiquées sur les cartes de navigation ou cartes marines, dans le Livre des feux, des bouées et des signaux de brume – Côte de l'Atlantique 2009⁷ et dans le manuel Aides Radio à la Navigation Maritime (ARNM) 2013. Il est à noter que les aides flottantes varient en fonction de la saison (de l'été à l'hiver) et que les bouées de surface de dragage ne sont pas installées en permanence.

Énergie Est considérera apporter des améliorations et des ajouts aux aides à la navigation existantes pour le terminal maritime de Cacouna en fonction des résultats du processus d'examen TERMPOL.

7. Publié par la Garde côtière canadienne, NOTMAR (Avis aux navigateurs) – Le golfe et le fleuve Saint-Laurent jusqu'à Montréal.

Les exemples d'ajouts potentiels qu'Énergie Est pourrait entreprendre sont :

- ajout d'une balise radar (racon) à l'extrémité sud-ouest de l'Île Verte pour permettre la détermination exacte et les mesures de la distance (le profil bas des battures n'est pas toujours décelable par le radar du navire);
- installation d'un feu à secteurs sur le terminal indiquant le contour de la zone de profondeur de 20 m;
- installation d'un feu d'approche finale pour aider le pilote responsable des manœuvres d'arrimage.

5.4.2.4 Navigation hivernale

La présence de glace est fréquente sur le fleuve Saint-Laurent entre janvier et mars. Les différentes structures de glace incluent les floes (masse à surface plate de glace flottante), les crêtes de glace (formation de glace accumulée sur les rives) et les glaces empilées (glace déposée sur de la glace). À proximité du terminal maritime de Cacouna, les plus grandes concentrations de glace sont prévues dans les mois de janvier et février, avec une couverture de glace dépassant 90 %.

En termes de navigation, la fin de la saison hivernale pour le pilotage entre Les Escoumins et la ville de Québec est définie comme suit :

- lorsque les floes dangereux (capables de bloquer le chenal maritime) situés à l'ouest du pont de l'Île d'Orléans sont disparus;
- lorsque la partie du chenal maritime située entre le pont de Québec et Cap-Brûlé est en eau libre (définie comme une couverture de glace inférieure à 10 %) ⁸ après le passage des floes.

La Garde côtière canadienne publie des bulletins sur les glaces comportant des données provenant du Service canadien des glaces (SCG); ces bulletins décrivent l'état général de la glace sur le fleuve Saint-Laurent et fournissent un aperçu des différents types de glaces et de leur concentration. La Garde côtière canadienne assume aussi la responsabilité du déglacage dans les principaux chenaux du fleuve Saint-Laurent afin de s'assurer que les navires puissent circuler en toute sécurité dans les eaux couvertes de glace.

Les pétroliers qui se rendent au terminal maritime de Cacouna doivent naviguer de façon sécuritaire pendant la saison des glaces, en prenant les mesures de précaution suivantes :

- une vitesse de navigation plus lente dans certaines sections du fleuve Saint-Laurent;
- un plus grand recours aux services d'assistance d'un remorqueur et de gestion des glaces;

8. Guide d'interprétation des glaces de la Garde côtière.

- un pilote supplémentaire à bord;
- l'allocation de plus de temps pour les opérations d'accostage et de mouillage.

C'est une pratique courante sur le fleuve Saint-Laurent pendant la saison des glaces pour les pétroliers, comme ceux qui se rendront au terminal maritime de Cacouna, d'employer un pilote des glaces (aussi appelé conseiller en navigation dans les glaces). Ce sont habituellement des pilotes ou des marins qui connaissent très bien la navigation dans les conditions de glace sur le fleuve Saint-Laurent. Plusieurs sont des anciens pilotes de la Corporation des pilotes du Bas-Saint-Laurent (CPBSL) ou des pilotes CPBSL à la retraite. De façon générale, le pétrolier embarquera le pilote des glaces à Terre-Neuve ou en Nouvelle-Écosse. Celui-ci aidera le capitaine du pétrolier à naviguer sur le fleuve Saint-Laurent entre le golfe et la station d'embarquement des pilotes située aux Escoumins. Le pilote des glaces n'a pas le contrôle du pétrolier (comme c'est le cas pour les pilotes de la CPBSL qui embarquent aux Escoumins); il est là pour conseiller le capitaine du bateau sur la meilleure route à prendre en fonction des bulletins sur les glaces de la Garde côtière canadienne.

Outre de la glace, on peut aussi trouver des embruns verglaçants pendant les mois d'hiver dans la zone indiquée en jaune sur la Figure 5-7. Des vents forts prédominants en provenance de la rivière Saguenay et soufflant de l'ouest au nord-ouest créent de courtes mers agitées qui pourraient affecter l'épaulement tribord d'un pétrolier entrant. Le brouillard en suspension peut créer une accumulation de glace sur le gaillard du navire.

5.4.2.5 Opérations maritimes actuelles

Le fleuve Saint-Laurent est une voie maritime très fréquentée avec un commerce maritime annuel dépassant 180 millions de tonnes⁹. Il y a de nombreux terminaux de vrac liquide (huile maritime, pétrole), de vrac solide et de marchandises diverses le long du fleuve.

Le nombre total de déplacements de navires (trafic maritime déclaré seulement) en 2013 s'est établi à environ 4 500 dans les environs de Les Escoumins sur le fleuve Saint-Laurent (tel que déclaré par les STM et les SIA). De ces déplacements, plus de 1 100 étaient des déplacements de pétroliers de tailles allant jusqu'aux navires de catégorie Suezmax dont la destination était en amont de Cacouna sur le fleuve. Parmi les déplacements de navires sur le fleuve Saint-Laurent près de Les Escoumins, une majorité d'environ 65 % transportait des liquides et du vrac solide (pétroliers et transporteurs). Le prochain type de navire faisant le plus de déplacements est un transporteur de marchandises générales (y compris les transporteurs de conteneurs). Les données sur le trafic maritime ont également indiqué que la majorité des navires transitent le long de la rive nord du fleuve Saint-Laurent.

9. Du site Web Réseaux Grands Lacs Voie maritime du Saint-Laurent.

Comme il est indiqué ci-dessus, des pétroliers de catégorie Suezmax se rendent déjà à des sites plus en amont du site proposé pour le terminal maritime de Cacouna, comme le site d'Ultramar et le site du Port de Québec. Les opérations de navigation des pétroliers de catégorie Suezmax et le transport du pétrole et des produits pétroliers sont bien compris et mis en pratique par les capitaines, les pilotes locaux, les opérateurs de remorqueurs et d'autres organisations de soutien qui contribuent à assurer la navigation et l'opération sécuritaire du terminal maritime de Cacouna.

Pendant les mois d'été, des bateaux d'excursion pour l'observation des baleines sont présents dans le fleuve Saint-Laurent, près des Escoumins et dans la zone de Gros-Cacouna.

Selon Transports Canada, la province de Québec compte cinq administrations portuaires : Montréal, Québec, Saguenay, Sept-Îles et Trois-Rivières. Ces cinq organismes publics correspondent aux grandes installations portuaires. D'autres installations maritimes publiques en dehors de ces administrations portuaires reçoivent également du trafic maritime commercial : Gros-Cacouna, Sorel, Rimouski, Baie-Comeau, Matane, Gaspé et Cap-aux-Meules. Des installations maritimes privées, comme celles de Port-Cartier et de Baie-Comeau, contribuent également à la circulation des bateaux dans le fleuve Saint-Laurent.

D'après les estimations actuelles de trafic maritime vers le terminal maritime de Cacouna et de trafic maritime futur le long du fleuve Saint-Laurent, il est prévu que les activités maritimes associées au terminal maritime de Cacouna représenteront 7 % du trafic maritime déclaré global, principalement à l'extérieur des zones de trafic de transit au nord de l'île Rouge, et 24 % du trafic de transit de pétroliers.

5.4.2.6 Conditions météorologiques et océanographiques

Les conditions météorologiques et océanographiques, généralement appelées météoceans, sont décrites dans le Volume 4 de l'Évaluation environnementale et socio-économique effectuée pour la présente soumission. Les sections suivantes donnent un aperçu des conditions environnementales spécifiques à la navigation et aux opérations d'un terminal maritime.

L'amplitude normale de la marée à proximité de Cacouna est de 3,7 m, allant jusqu'à 5 m pour une grande marée. Les marées sont semi-diurnes, ce qui signifie qu'il y a deux cycles complets de marée par jour (deux marées hautes et deux marées basses)¹⁰. La vitesse maximale du courant de jusant peut aller jusqu'à 1,5 nœud et la vitesse du courant de marée montante peut aller jusqu'à 1 nœud¹¹. Ces valeurs sont soutenues par le modèle numérique hydrodynamique 2-D qui a été développé pour le

10. Service hydrographique du Canada (SHC), station 3125, Cacouna.

11. Document du MPO intitulé *Atlas des courants de marée : Estuaires du Saint-Laurent du Cap de Bon-Désir à Saint-Siméon*.

présent Projet; ce modèle indique des vitesses de pointe de courant de marée montante de 1,8 nœud et des vitesses de pointe de courant de jusant de 1,7 nœud. Ce sont des courants significatifs en termes de navigation et la marée doit être prise en considération par tous les navires circulant dans le fleuve, notamment pour l'accostage et le mouillage.

À partir des données de vent allant de 1994 à 2013 enregistrées par la station de l'île Rouge d'Environnement Canada, la vitesse omnidirectionnelle des vents sur une période de 50 ans a été établie à 30 m/s (58,3 nœuds) au terminal maritime de Cacouna, et la vitesse extrême des vents sur une période de 100 ans a été déterminée à 31,1 m/s (60,5 nœuds). Les vents du nord-est sont les plus fréquents, particulièrement au printemps et en été. En automne, les vents du nord-ouest deviennent plus fréquents et plus forts, accompagnés par des bourrasques de neige vers la fin de l'automne et pendant l'hiver. Le vent a des répercussions significatives sur l'accostage et le mouillage des navires, et particulièrement sur les charges exercées sur les lignes d'amarre du navire.

Comme aucune donnée à long terme sur les vagues n'est disponible au terminal maritime de Cacouna, les caractéristiques de la vague ont été estimées en se fondant sur les données provenant d'un modèle spectral de vagues. Des vagues d'une hauteur significative allant jusqu'à 3,8 m ont été prédites sous des conditions de tempête extrêmes, ce qui pourrait entraver la sécurité de la navigation ou de l'accostage. Pour plus de détails concernant les limites opérationnelles du terminal en fonction de la hauteur des vagues et des conditions ne permettant pas aux pétroliers d'approcher du terminal, consulter la section 5.4.4.4, limites opérationnelles du terminal. Des prédictions sur la hauteur de la crête d'une vague ont aussi été utilisées pour concevoir les ouvrages maritimes afin de s'assurer que l'installation puisse résister aux conditions de tempête extrêmes.

Des conditions de visibilité réduite se produisent sur le fleuve Saint-Laurent et peuvent avoir des répercussions sur la navigation. Selon la pratique courante¹², une limite de visibilité de 1 mille marin (= 1,8 km) représente la limite minimale au-dessous de laquelle les manœuvres sécuritaires sont entravées. L'Information recueillie et analysée en 2005 (Sandwell pour Gros-Cacouna) indique que le pourcentage du temps où la visibilité est inférieure à 1 mille marin (c.-à-d. que les opérations sont entravées) varie entre 5 et 10 % de janvier à mars; ce pourcentage descend à 5 % ou moins de mars à juillet, et descend au-dessous de 5 % de juillet à la fin de l'automne et le début de l'hiver, avec une exception au mois d'août où la visibilité adéquate est prédite à 85 % du temps seulement, soit une perte potentielle d'exploitation de 15 %. Ceci s'explique par la présence de vents du sud-ouest qui

12. Il s'agit d'une norme acceptée par les pilotes de l'Atlantique.

apportent de l'air chaud humide pendant les mois plus chauds de l'été, produisant un épais brouillard sur une surface étendue.

5.4.3 Description de la route de navigation vers le terminal maritime Énergie Est Canaport

Les sections suivantes décrivent les principaux aspects de l'approche et des procédures de navigation pour le terminal maritime Énergie Est Canaport. Pour un résumé des aspects de l'approche de navigation, voir le Tableau 5-5.

Tableau 5-5 : Aspects de l'approche de navigation du terminal maritime Énergie Est Canaport

Paramètre	Description
Route	Voir la Figure 5-8, Figure 5-9 et l'Annexe Vol 7-6.
Centre des SCTM	Saint John au Nouveau-Brunswick ¹ . STM dans la baie de Fundy.
Station de pilotage	Administration de pilotage de l'Atlantique (APA) à Saint John. Le pilotage obligatoire est requis pour : <ul style="list-style-type: none"> • les navires immatriculés au Canada et dont le tonnage brut est de plus de 1 500 tonnes; • tout navire qui n'est pas immatriculé au Canada, incluant les grues flottantes; • toute combinaison de remorqueur et de navire remorqué si plus d'une unité est remorquée.
Embarquement des pilotes	45° 09' 03"N, 66° 04' 50"O 45° 10' 48"N, 66° 03' 42"O
Aires de mouillage	Les zones A, B et D situées à l'intérieur des limites de l'APSJ; voir la Figure 5-9.
Dangers pour la navigation / limites de profondeur	Opérations maritimes actuelles au SPMS de Canaport et au terminal de gaz naturel liquéfié de Canaport.
Navigation hivernale	Neige, pluie et vents forts, visibilité réduite.
Note :	
1. Le Centre des SCTM de Saint John a été relocalisé à Halifax, en Nouvelle-Écosse, en 2014.	

5.4.3.1 Route de navigation

Le terminal maritime Énergie Est Canaport sera situé sur la rive ouest de la baie de Fundy, au sud-est de Port Saint John et au sud de Mispic Point. L'emplacement du terminal maritime sera situé à l'ouest du système d'amarrage en un point unique (SPMS) Canaport d'Irving Oil et de l'installation du terminal de gaz naturel liquéfié de Canaport. Pour la route de navigation des pétroliers qui se rendent au terminal maritime Énergie Est Canaport, voir la

Figure 5-8 et l'Annexe Vol 7-6. Pour les détails de la route de navigation entre la station d'embarquement des pilotes et le terminal, y compris les aires de mouillage et la compétence de l'administration portuaire, voir la Figure 5-9.

Les navires entrants empruntent le chenal sud-est alors que les navires sortants empruntent le chenal nord-ouest.

La profondeur de l'eau dans la baie de Fundy est constante et considérable le long du dispositif de séparation du trafic jusqu'à la zone côtière située à l'est de Saint John. Le contour de 30 m est à environ 1 km de la zone extracôtière, à proximité du terminal maritime Énergie Est Canaport. Les profondeurs actuelles des points d'accostage se situent entre 25 et 30 m. En fonction de la conception finale, un dragage pourrait être nécessaire dans les zones d'accostage afin de fournir un dégagement suffisant sous la quille pour les très gros transporteurs de brut.

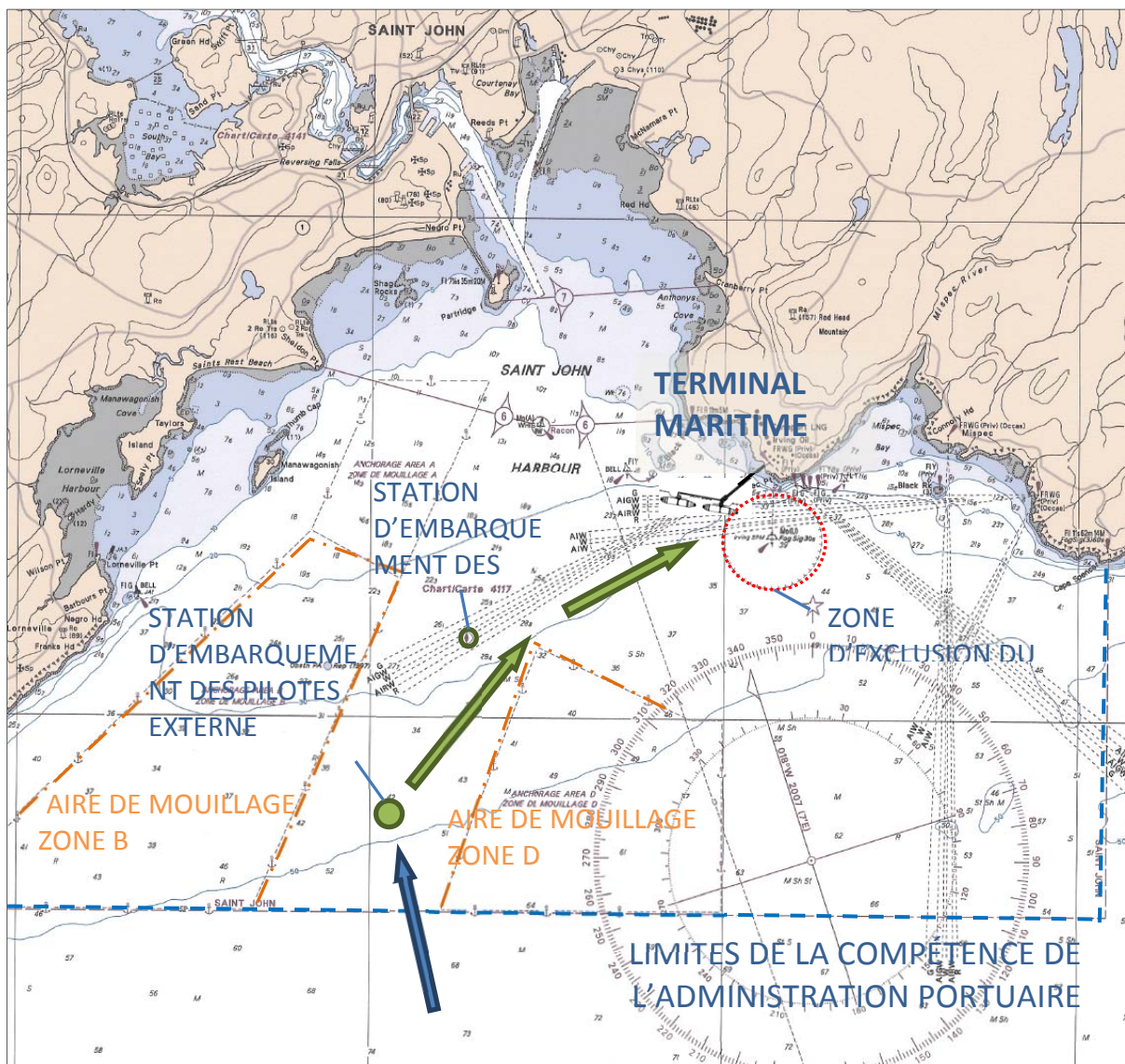


Figure 5-9 : Détails de la route de navigation de la station d'embarquement des pilotes au terminal maritime Énergie Est Canaport

5.4.3.2 Dangers pour la navigation

Compte tenu du tirant d'eau relativement grand et du large corridor de navigation de la baie de Fundy, combinés avec le dispositif de séparation du trafic et les services de pilotage pour les gros navires, les dangers bathymétriques pour la navigation sont minimes.

Une amplitude de marée significative et les courants qui en résultent dans la baie de Fundy peuvent être considérés comme des dangers pour la navigation puisque les profondeurs de l'eau peuvent varier jusqu'à 9 m au moment d'une marée. Il existe aussi un danger saisonnier résultant des conditions de crue nivale (d'avril à juin) où la fonte des neiges produit des courants fluviaux dans la rivière Saint-Jean. Cependant, les répercussions sur la sécurité de la navigation sont très limitées en raison de la présence de Port Saint John.

Des mesures de précaution seront prises afin d'assurer la sécurité du trafic maritime actuel vers les installations du terminal GNL existant de Canaport et du système d'amarrage en un point unique d'Irving Oil. Les deux installations sont situées à Mispec Point et une zone d'exclusion est définie pour ces deux emplacements (voir la section 5.4.3.5 : Opérations maritimes actuelles). Les pétroliers naviguant dans ces eaux doivent être au courant de ces installations afin d'éviter toute interférence ou risque de collision.

5.4.3.3 Aides à la navigation

Les navires qui se rendent au terminal maritime Énergie Est Canaport devront suivre le réseau établi d'aides à la navigation dans la baie de Fundy qui sont indiquées sur les cartes de navigation ou cartes marines, dans le Livre des feux, des bouées et des signaux de brume – Côte de l'Atlantique 2009¹³ et dans le manuel Aides Radio à la Navigation Maritime (ARNM) 2013. Les aides flottantes varient en fonction de la saison (de l'été à l'hiver); on se référera donc aux plus récents avis aux navigateurs de la GCC qui seront publiés tout au cours du Projet.

Des améliorations et des ajouts aux aides à la navigation existantes pour le terminal maritime Énergie Est Canaport seront effectués à la suite des résultats des simulations de navigation en temps réel et des avis publiés par l'Administration de pilotage des Laurentides (APL) et le Centre des SCTM. Les exemples d'ajouts potentiels qu'Énergie Est pourrait entreprendre sont :

- la délimitation avec une bouée de la limite de dragage de l'extrémité ouest de la zone d'accostage (petits fonds);
- l'installation de feux de positions appropriés sur le terminal.

13. Publié par la Garde côtière canadienne, NOTMAR (Avis aux navigateurs) – Le golfe et le fleuve Saint-Laurent jusqu'à Montréal.

5.4.3.4 Navigation hivernale

L'hiver est généralement défini comme la période allant du mois de décembre au mois de mars dans la région de Saint John. En plus des conditions normales hivernales de neige, de pluie et de forts vents, la baie de Fundy connaît une « fumée de vapeur », c.-à-d. une vapeur froide qui s'étend depuis la surface de l'eau jusqu'à une hauteur de 30 m, réduisant ainsi la visibilité. Pendant ces mois de froid intense, les propriétaires des pétroliers sont responsables de la maintenance de leurs équipements afin de les protéger contre la prise de la glace (treuils d'amarrage, matériel de levage flexible de cargaison, monte-charge des coupées, lignes d'eau et systèmes de lutte contre l'incendie). La baie de Fundy ne gèle pas et ne présente aucune problématique de glace de mer.

5.4.3.5 Opérations maritimes actuelles

Le Port de Saint John, le plus grand port de l'Est canadien, traite chaque année plus de 31 millions de tonnes de marchandises. En 2012, 26,5 millions de tonnes de vrac liquide (pétrole, gaz naturel liquéfié, molasses) ont transité par le port¹⁴. Des pétroliers semblables à ceux requis pour le terminal maritime Énergie Est Canaport naviguent actuellement aux alentours de Saint John.

Le nombre total de déplacements de navires (trafic maritime déclaré seulement) en 2013 s'est établi à environ 2 600 à l'entrée et à la sortie des limites extérieures du Port (tel que déclaré par les SIA, l'APA et les SCTM). De ces déplacements, plus de 1 000 étaient des déplacements de pétroliers de tailles allant jusqu'aux pétroliers de catégorie TGTB dont la destination était Canaport et le Port de Saint John.

Parmi les déplacements de navires pilotés seulement, les pétroliers représentaient plus de 60 % de tous les déplacements pilotés dans la zone de pilotage obligatoire de Saint John; les navires à conteneurs à destination du port intérieur sont les types de navires les plus importants; les bateaux de croisière représentant 8 % du trafic. Il faut noter cependant que le traversier Princess of Acadia (entre Digby et Saint John) ne figure pas dans les statistiques étant donné que le capitaine du traversier est un pilote breveté. Ce traversier a traversé le Port de Saint John plus de 950 fois en 2013, ce qui représente 36 % du trafic total de cette région.

Canaport GNL est un terminal de gaz naturel liquéfié de réception et de regazéification situé juste à l'est de Mispic Point, au sud-est de Saint John, et ce terminal est en exploitation depuis 2009. Le terminal est identifié dans la dernière réglementation du Règlement de l'APA. Le terminal de GNL Canaport est conçu pour recevoir des navires de taille aussi gros que le méthanier QMAX, la plus grande classe de méthaniers dans le monde. La longueur typique d'un navire de ce type est similaire à un superpétrolier moderne (TGTB) (environ 340 m), quoiqu'un méthanier

14. Information tirée du site Web de Port Saint John.

QMAX n'ait qu'un tirant d'eau de 12 m en comparaison à 23 m pour un superpétrolier moderne (TGTB). À la fin de la construction du terminal de gaz naturel liquéfié Canaport, on avait planifié de recevoir entre 80 et 120 méthaniers; en 2012, le terminal n'a reçu que 15 navires et au cours des 6 premiers mois de 2013, il n'a reçu que 7 navires. Une soumission est présentement en cours pour modifier le terminal de GNL en un terminal à usage multiple, ce qui augmenterait vraisemblablement le nombre de navires se rendant à ce terminal au nombre plus près du nombre maximal planifié. Le terminal de GNL Canaport est doté d'une zone permanente d'exclusion de navigation, qui s'étend sur une distance de 90 m vers le large à partir du point central de la zone d'accostage lorsqu'il n'y pas de méthaniers le long du terminal. Lorsqu'il y a un navire le long du terminal, la zone d'exclusion s'étend à 620 m à partir du centre du terminal et cette exclusion demeure en vigueur tant que le navire n'est pas parti.

Irving Oil a un système d'amarrage en un point unique (SPMS) situé à environ 1,3 km immédiatement au sud de Mispic Point. Un SPMS est une bouée de chargement ancrée dans une zone extracôtière. Cette bouée agit comme un dispositif d'amarrage et un raccord sous-marin pour le chargement et le déchargement des produits liquides sur les pétroliers. Le système d'amarrage en un point unique (SPMS) d'Irving Oil permet d'importer un flux de matière première du pétrole brut pour soutenir les opérations d'affinage d'Irving Oil. Les renseignements de l'APA indiquent que 47 superpétroliers modernes (TGTB) se sont rendus au SPMS en 2012 et 18 dans les 6 premiers mois de 2013.

Le SPMS a une zone d'exclusion en vigueur lorsqu'un transporteur de pétrole brut ou un navire similaire participe aux opérations à la bouée; cette zone d'exclusion est définie par un cercle d'évitage d'un rayon de 925 m centré sur la bouée, tenant compte du cercle d'évitage de la longueur maximale du pétrolier en incluant un remorqueur et une touline. Tous les pétroliers naviguant dans la zone d'exclusion doivent demeurer à l'écart des opérations et aucun engin de pêche, filet ou bouée ne doit se trouver dans la zone durant les opérations.

D'après les estimations actuelles de trafic maritime vers le terminal maritime Énergie Est Canaport et de trafic maritime futur dans les limites du Port de Saint John, il est prévu que les activités maritimes associées au terminal maritime Énergie Est Canaport représenteront 8 % du trafic maritime déclaré global et 19 % du trafic de pétroliers.

5.4.3.6 Conditions métrologiques et océanographiques

La section suivante fournit des données sur les conditions environnementales de la baie de Fundy et la région de Saint John, particulièrement en ce qui a trait à la navigation des pétroliers et aux opérations du terminal maritime Énergie Est Canaport. On peut trouver plus de renseignements sur les conditions métrologiques et

océanographiques dans le Volume 4 de l'Évaluation environnementale et socio-économique.

Les marées de la baie de Fundy sont parmi les plus grandes du monde, ayant lieu sur une base semi-diurne (c.-à-d. deux marées hautes et deux marées basses par jour). L'amplitude normale de la marée à proximité du terminal maritime Énergie Est Canaport est de 7,7 m, allant jusqu'à près de 9 m au moment des grandes marées. La probabilité d'une onde de tempête, soit une hausse anormale du niveau de l'eau résultant de conditions de tempête, se produisant en même temps qu'une grande marée est très faible. En conséquence, l'onde de tempête ne contribue pas de façon appréciable aux niveaux d'eau extrêmes.

En raison des fortes marées, la vitesse du courant et sa direction sont d'un intérêt particulier dans la région du terminal maritime Énergie Est Canaport. Un modèle numérique hydrodynamique a été développé afin de mieux comprendre les schémas de courant à proximité de Saint John. Le modèle hydrodynamique numérique nous donne une compréhension spatiale des schémas de courant que l'on ne peut obtenir par la simple cueillette de données des instruments qui ont été précédemment déployés dans la baie de Fundy. Le modèle a prédit des vitesses maximales de courant de 2 nœuds dans une direction qui est influencée de façon prédominante par la bathymétrie locale et la marée. Afin de vérifier la direction et la vitesse du courant prédits par le modèle numérique, d'autres données ont été collectées dans la proximité immédiate du terminal maritime Énergie Est Canaport. Un courantomètre a été installé pendant le premier trimestre de 2014 dont les lectures ont confirmé l'exactitude du modèle numérique et, en conséquence, l'orientation adéquate choisie pour les points d'accostage du terminal maritime Énergie Est Canaport.

Le vent a des répercussions significatives sur l'accostage et le mouillage des navires, et particulièrement sur les charges exercées sur les lignes d'amarre du navire. Vu l'emplacement abrité à l'intérieur de la baie de Fundy, les vents à Saint John proviennent de façon prédominante de l'ouest. Toutefois, ces conditions sont assujetties aux fluctuations saisonnières. Pendant les mois d'hiver (de décembre à février), les vents proviennent principalement du nord-ouest et ont une force de plus de 35 nœuds. Pendant les mois d'été (de juin à août), la direction des vents change et ces derniers proviennent de l'embouchure de la baie de Fundy. Ils soufflent alors du sud-ouest à une vitesse pouvant aller jusqu'à 25 nœuds. Selon les calculs effectués, les vents extrêmes (sur une période de 100 ans) soufflaient à une vitesse d'environ 56 nœuds, ce qui correspond à une violente tempête avec de très hautes mers sur l'échelle de Beaufort.

Les vagues à Saint John proviennent principalement du sud-ouest et se propagent de la baie de Fundy vers Saint John. Les vents peuvent entraver la sécurité de la navigation ou de l'accostage, principalement dans une baie ouverte. Au moment d'un événement pluvio-hydrologique (sur une période de 100 ans), des vagues atteignant une hauteur de 4,3 m sont prédites à proximité de Saint John. Le terminal maritime

aura des limites opérationnelles en fonction des vitesses du vent et de la hauteur des vagues, et certaines conditions ne permettront pas aux pétroliers d'approcher le terminal (voir la section 5.4.4.4 : Limites opérationnelles du terminal).

Des prédictions sur la hauteur de la crête d'une vague ont aussi été utilisées pour concevoir les ouvrages maritimes afin de s'assurer que le terminal maritime Énergie Est Canaport puisse résister aux conditions de tempête extrêmes.

La région de Saint John connaît une importante quantité de brouillard, particulièrement pendant les mois d'été lorsque les écarts entre la température de la mer et la température de l'air sont les plus grands. Chaque année, on observe en moyenne des conditions de brouillard 25 % du temps, cette moyenne pouvant aller jusqu'à 36 % au mois de juillet. Le brouillard est plus fréquent pendant la nuit et tôt le matin, se dissipant la plupart du temps vers 14 h. Les répercussions du brouillard sur la sécurité de la navigation doivent donc être prises en compte dans les activités associées au terminal maritime Énergie Est Canaport.

Le terminal maritime Énergie Est Canaport aura des limites opérationnelles en fonction des conditions de visibilité, tel que décrit dans la section 5.4.4.4 : Limites opérationnelles du terminal. En dernier ressort, les opérations d'approche seront interrompues en raison des problèmes de visibilité à la discrétion du pilote et du capitaine. La limite opérationnelle en fonction de la visibilité sera précisée à la suite de la mise en service du terminal maritime, lorsque l'on aura acquis de l'expérience et que les aides pour la navigation auront été suffisamment validées.

5.4.4 Arrivées et départs

Les systèmes et les procédures utilisés à l'approche finale d'un pétrolier à l'un des deux terminaux maritimes et au moment de son arrivée aux points d'accostage sont très similaires d'un terminal à l'autre. La section suivante fournit une description de haut niveau des navires d'aide, des procédures d'exploitation, d'accostage et de mouillage pour les deux terminaux.

À leur arrivée au terminal maritime, les pétroliers seront pris en charge par le pilote local qui possède une vaste expérience des conditions locales et du pilotage d'un pétrolier dans ces conditions spécifiques. Dans les deux cas, les pétroliers bénéficieront de l'assistance d'un remorqueur. Un système d'assistance à l'accostage sera utilisé afin d'aider à l'accostage sécuritaire des navires (voir le Volume 6, Section 6.3.3. – « Systèmes de surveillance de l'amarrage »).

Dans le fleuve Saint-Laurent, les pétroliers arrivent généralement au point d'accostage en faisant face à la direction du courant (en amont ou en aval, selon l'état de la marée et l'heure d'arrivée). Au terminal maritime Énergie Est Canaport, le pétrolier arrivera du sud-ouest et avec l'assistance d'un remorqueur, virera près de la

zone d'exclusion du SPMS actuel pour accoster avec la proue faisant face à la direction du courant (étalant le courant).

À Cacouna, pendant la saison des glaces, les pétroliers pourront accoster en amont de sorte que la proue fera face aux floes prédominants et permettra le déploiement de lignes d'amarre supplémentaires à partir du gaillard. Sous ces conditions, le pétrolier au départ naviguera en amont vers la zone de virage avant de naviguer en aval.

5.4.4.1 Accostage et mouillage

Les pétroliers s'approcheront du point d'accostage de manière contrôlée et avec l'aide d'un remorqueur, tel que décrit ci-dessus, et sous la supervision d'un pilote local et possiblement d'un capitaine d'amarrage. Tout le personnel affecté à l'accostage, au mouillage et à l'appareillage sera formé et expérimenté et aura des rôles et responsabilités clairement définis. Tous les systèmes des terminaux maritimes sont conçus de façon à assurer la sécurité des navires de façon prioritaire, et de nombreux dispositifs de sécurité sont en place afin de minimiser les risques, en plus des procédures de sécurité clairement définies. En outre, des exigences opérationnelles qui seront confirmées grâce au processus d'examen TERMPOLE seront mises en place afin de permettre aux pétroliers d'accoster ou de transférer leurs produits sous certaines conditions environnementales seulement. Si ces paramètres ne sont pas respectés, le responsable du point d'accostage mettra fin aux opérations, exigera que le pétrolier quitte le point d'accostage et ne permettra pas à un autre pétrolier d'approcher du point d'accostage. Pour des détails supplémentaires au sujet du système de surveillance météorologique, voir le Volume 6, Section 6.3.3. « Systèmes de surveillance de l'amarrage ».

Plus particulièrement, les terminaux maritimes seront munis d'un système d'assistance à l'accostage pour aider à l'accostage des pétroliers. Le but du système d'assistance à l'accostage est de mesurer en temps réel la vitesse d'approche, la distance à la structure et l'angle d'approche du pétrolier à une distance de plus de 300 m du point d'accostage. Cette information est fournie en temps réel au pilote qui est à bord du pétrolier et au responsable du point d'accostage, et elle sera affichée sur un tableau facilement visible sur le point d'accostage afin d'aider à la sécurité de la navigation et à la manœuvre du pétrolier jusqu'au point d'accostage.

Un filin porte-amarre sera relié à chacune des lignes d'amarre du pétrolier; un préposé à la manutention de ligne actionnera alors un cabestan pour enrouler la ligne dans le crochet d'amarrage à ouverture rapide. Lorsque la ligne d'amarre est sécurisée, un treuil situé sur le pont du pétrolier tend la ligne. Lorsque la ligne d'amarre est enroulée sur le crochet, le personnel du navire doit la maintenir pendant l'accostage du navire. Un système de surveillance de la charge au crochet d'amarrage fournira un affichage en temps réel de la charge des amarres lorsque le navire sera à l'accostage. Le système fournit des données sur la charge des amarres dès que les lignes sont attachées à chacun des crochets et permet au responsable du point d'accostage et à l'équipe d'amarrage du navire de prendre les mesures appropriées en

cas de détection de condition de surtension. Le système déclenchera également une alarme à l'édifice des installations local si la tension de la ligne dépasse le seuil limite. L'utilisation d'un système d'assistance à l'accostage et d'un système de surveillance de la charge au crochet d'amarrage réduit considérablement les risques de dommages au point d'accostage et au pétrolier, et minimise les risques d'un incident en matière de sécurité, comme une collision de navires ou la rupture des lignes d'amarre.

Les amplitudes de marée dans le fleuve Saint-Laurent et particulièrement dans la baie de Fundy sont assez grandes, ce qui nécessite une charge régulière des lignes d'amarre au moment des opérations de chargement lorsque la marée monte ou descend. Selon que le pétrolier arrive sur une marée montante ou descendante, la charge des amarres pourrait devenir lâche lorsque la marée monte, ou dépasser la charge maximale de la ligne lorsque la marée descend. Les deux scénarios sont indésirables. Le système d'assistance à l'accostage déclenchera une alarme lorsque la charge des amarres descendra sous une valeur minimale, indiquant des conditions de relâchement à l'édifice des installations local.

5.4.4.2 Assistance d'un remorqueur

Pour les pétroliers de la taille prévue lors de la conception du terminal maritime de Cacouna et du terminal maritime Énergie Est Canaport, il est d'usage d'utiliser un minimum de deux remorqueurs pour virer et accoster un pétrolier lesté et pour procéder aux procédures de départ d'un pétrolier chargé. Les exigences de remorquage pour chaque terminal maritime seront revues au moment du processus d'examen TERMPOL, mais la décision finale reviendra au capitaine et au pilote de chaque navire.

Les pratiques et procédures du Port de Saint John exigent que tous les navires qui entrent dans la compétence de l'administration portuaire pour la première fois utilisent le service d'un ou de plusieurs remorqueurs. En se fondant sur l'information actuelle de conception pour le terminal maritime Énergie Est Canaport, le premier remorqueur rejoindra le pétrolier entrant avant qu'il ne traverse la route du traversier de Saint John-Digby, à moins qu'il y ait des navires à l'ancre dans l'aire de mouillage D. Dans ce cas, le premier remorqueur rejoindra le pétrolier à la station d'embarquement des pilotes. Des remorqueurs supplémentaires rejoindront le pétrolier à son approche finale vers le terminal et le bassin d'évitage. Au moment des départs, les remorqueurs feront la même chose mais selon le trajet inverse. Les remorqueurs seront libérés par le pilote en fonction des conditions de navigation existantes.

En se fondant sur l'information actuelle de conception pour le terminal maritime de Cacouna, en dehors de la saison des glaces, un remorqueur rejoindra le pétrolier entrant lorsqu'il approchera l'Île Verte. Deux remorqueurs supplémentaires rejoindront le pétrolier au moment de son approche finale vers le terminal et le bassin

d'évitage. Pendant la saison des glaces, alors que l'on s'attend à la présence de glaces au terminal, il est probable que quatre remorqueurs seront requis pour rejoindre le pétrolier à la station d'embarquement des pilotes. Dans le cas de concentrations importantes de glace aux environs du terminal, les remorqueurs peuvent être utilisés pour libérer le point d'accostage avant l'arrivée du navire et un remorqueur peut garder le point d'accostage exempt de glace au moment des manœuvres d'accostage.

5.4.4.3 Procédures de gros temps

L'estuaire du Saint-Laurent et le fleuve Saint-Laurent, de même que la baie de Fundy, sont relativement à l'abri de conditions de gros temps, quoique de telles conditions peuvent se produire, en particulier pendant les mois d'hiver. Dans l'éventualité de conditions de gros temps, lorsque le pétrolier approche la point d'embarquement des pilotes ou le terminal maritime, des limites opérationnelles relatives aux conditions de gros temps seront mises en place afin d'assurer la sécurité du navire, du personnel et du terminal maritime. Si les conditions de la météocean dépassent ces limites, qui seront examinées au moment du processus d'examen TERMPOL, il sera exigé que le pétrolier retarde son arrivée ou attende au mouillage jusqu'à ce que les conditions météorologiques s'améliorent.

5.4.4.4 Limites opérationnelles du terminal

Les limites opérationnelles du terminal ont été évaluées lors des simulations passerelle en temps réel et au cours de discussions avec des pilotes locaux. Ces limites seront précisées lors de la conception détaillée et de l'exploitation, alors que l'on aura une meilleure compréhension des opérations des installations du site et des interactions environnementales.

5.4.4.5 Prévisions météorologiques

Environnement Canada émet des prévisions maritimes et des avertissements de temps violents qui couvrent les deux régions.

Lorsque les terminaux maritimes seront mis en service et opérationnels, la station de surveillance de l'environnement maritime installée sur les points d'accostage transmettra des données en temps réel (la vitesse et la direction du courant, du vent et des vagues, la température de l'eau, la pression atmosphérique, l'humidité et la visibilité) au responsable du point d'accostage. Conjointement avec les avertissements météorologiques émis par la GCC et Environnement Canada (Service météorologique), ces données permettront au responsable du point d'accostage d'autoriser ou de refuser l'accès d'un pétrolier au terminal maritime, de limiter ou d'interrompre les opérations de chargement, ou d'ordonner au pétrolier de quitter le point d'accostage, en se fondant sur les prévisions environnementales. Les données environnementales en temps réel permettent de prendre des décisions éclairées en matière de sécurité pour le pétrolier, le terminal et le personnel avant qu'une situation

critique ne survienne, ce qui réduit considérablement le risque d'un incident qui pourrait résulter en un déversement de pétrole.

À l'heure actuelle, deux fois par jour, Irving Oil reçoit des prévisions météorologiques qui l'aident à gérer les opérations d'accostage et les départs vers le terminal de GNL de Canaport et le SPMS de Canaport. Ces prévisions seront utilisées à l'avenir pour le terminal maritime Énergie Est Canaport, et des prévisions similaires seront produites pour le terminal maritime de Cacouna.

5.4.4.6 Conditions de glace

Le terminal maritime de Cacouna sera assujéti à des conditions de glace épaisse pendant l'hiver. Pour être en mesure de maintenir les opérations du terminal en présence de la glace, on doit gérer les conditions de glace au point d'accostage (la glace doit être brisée et dégagée) avant l'arrivée des pétroliers et particulièrement avant les départs, surtout lorsque les vents soufflent du nord et du nord-ouest. Même si les remorqueurs seront en mesure de gérer efficacement les conditions de glace, les brise-glace de la GCC seront également disponibles suivant un avis approprié pour agir en tant qu'auxiliaires à la gestion des glaces au besoin, et plus spécifiquement dans des conditions de glace épaisse.

La conception du terminal maritime de Cacouna inclura des structures de protection contre la glace afin de détourner les floes des pétroliers qui sont à l'accostage. Des points d'amarrage du côté de la zone extracôtère des structures de protection contre la glace et des ducs-d'albe extérieurs aideront les remorqueurs à conserver leur position durant les opérations de dégagement des glaces.

Les conditions de glace ne sont pas présentes dans la baie de Fundy près de Saint John.

5.5 OPÉRATIONS DES TERMINAUX MARITIMES

Les terminaux maritimes seront surveillés et exploités par du personnel qualifié, et seront munis de systèmes d'automatisation intégrée et de systèmes de détection des fuites. Des données sur les opérations de chargement portuaire et les systèmes de récupération de vapeur seront recueillies et évaluées localement par le terminal maritime et à distance par le centre de contrôle des opérations (CCO) à Calgary en Alberta afin de s'assurer d'une exploitation sécuritaire et fiable.

Un système de communication radio en continu en trois points sera mis en place pour soutenir les opérations de chargement portuaire entre le pétrolier, le responsable du point d'accostage au terminal maritime et le CCO. Dans l'éventualité où le personnel ne serait pas en mesure de répondre à une condition anormale, des systèmes automatisés déclencheront un arrêt d'urgence.

TransCanada exploitera le terminal maritime de Cacouna pour le compte d'Énergie Est. Irving Oil Limited exploitera le terminal maritime Énergie Est Canaport pour le compte d'Énergie Est. Irving Oil exploite des terminaux maritimes à Saint John de même que dans d'autres régions de l'est du Canada et du nord-est des États-Unis depuis 1959, y compris le système d'amarrage en un point unique Canaport de Irving depuis 1970. Irving Oil dispose d'une expérience locale spécifique au site et a de l'expérience dans la manipulation des superpétroliers modernes (TGTB) et des déchargements du pétrole brut. Elle possède également un centre de contrôle local et un personnel formé et expérimenté en opérations maritimes.

5.5.1 Transfert des cargaisons

Après qu'un pétrolier ait amarré de façon sécuritaire au poste de chargement, un responsable du point d'accostage, aussi appelé « personne ayant autorité », tiendra une réunion de sécurité clé avec la personne ayant autorité sur le navire, conformément aux lignes directrices de l'ISGOTT. Cette discussion portera sur les éléments clés du transfert prévu des cargaisons avec un accent sur les points suivants :

- prévention de la pollution;
- revue des procédures normales de chargement;
- procédures d'arrêt d'urgence;
- autres exigences d'intervention en cas d'urgence conformes aux normes de l'industrie.

Le rôle de chaque individu dans le processus de chargement du pétrolier sera revu et approuvé au préalable afin d'assurer des opérations de chargement sécuritaires. Toutes les conditions définies et discutées pendant la réunion de sécurité clé et documentées dans la liste de vérifications navire-terre seront respectées pendant toute la durée du transfert des cargaisons. La liste de vérifications navire-terre est habituellement mise à jour à toutes les 12 heures, conformément aux lignes directrices de l'ISGOTT.

Une équipe qualifiée connectera les bras de chargement du terminal maritime à la traverse de chargement du navire. Les bras de chargement sont à commande hydraulique afin de permettre une connexion et une déconnexion rapide. Après que les bras de chargement aient été connectés, le responsable du pétrolier et du point d'accostage s'assurant qu'un branchement sécuritaire est possible sur confirmation du personnel local du terminal maritime et que des conditions sécuritaires sont en place, les conditions permissives seront initiées par le personnel local du terminal maritime, lesquelles signaleront au CCO que les activités de chargement initiales peuvent commencer. Le CCO ne pourra pas commencer les activités de chargement avant que les conditions permissives ne soient établies par le personnel local du terminal maritime, confirmées par une communication radio trilatérale.

Le versement du pétrole commence à un faible débit de chargement afin de permettre au pétrolier et au personnel local du terminal maritime de confirmer qu'il n'y a pas de fuites dans le système de transfert des cargaisons. La réconciliation initiale du volume sera faite par le personnel local du terminal maritime et le navire, pendant que le suivi est fait par le CCO au moyen du système SCADA. Lorsque le personnel local du terminal maritime, le CCO et le navire ont convenu qu'il n'y a pas de différences dans les volumes transférés, le débit sera augmenté par le CCO.

Au moment du chargement, le CCO, le personnel local du terminal maritime et l'équipage du pétrolier surveilleront les débits et les pressions, et valideront les quantités transférées (système de vérification et réconciliation). Si le personnel local du terminal maritime ou le CCO déterminent qu'une condition non sécuritaire existe ou qu'un incident pourrait se produire ou se produit, un accès sera donné à des boutons pression d'arrêt d'urgence ou à un interface homme-machine, ou au système SCADA, respectivement, afin d'initier un arrêt d'urgence des activités de chargement.

Les communications seront toujours maintenues entre le pétrolier, le terminal maritime et le CCO au moyen de communication radio. Dans l'éventualité d'une condition anormale d'exploitation, comme une perte de communication, une perte de confinement ou d'autres problèmes de sécurité observés au chargement des cargaisons, le personnel du terminal maritime et le personnel du pétrolier interviendront immédiatement afin d'arrêter le débit de pétrole à l'aide des boutons pressions d'arrêt d'urgence et en prenant les mesures immédiates afin d'atténuer le problème, tel que convenu à la réunion de sécurité clé.

Tous les pétroliers qui chargent au point d'accostage seront munis à leur bord d'un système d'extinction par gaz inerte. Le système d'extinction par gaz inerte compense l'insuffisance d'oxygène par un gaz inerte dans les citernes de charge du navire pendant le déchargement, ce qui minimise ainsi le risque d'une explosion dans les citernes de charge. Le système d'extinction par gaz inerte est utilisé et maintenu par le personnel du navire conformément aux exigences de l'industrie. Pendant les opérations de chargement, les vapeurs, incluant les gaz inertes, des citernes de charge des navires sont recueillies par deux bras de récupération des vapeurs situés de chaque côté des bras de chargement de liquide. Ces vapeurs passeront à travers des arrête-flammes anti-détonation et des souffleurs situés sur la plate-forme auxiliaire qui fournissent la force motrice pour pousser ces vapeurs vers la rive où ils sont incinérés par les chambres de combustion des vapeurs. Dans l'éventualité de la détection d'une condition anormale dans le système de gestion des vapeurs, un arrêt d'urgence automatique sera déclenché.

En plus des procédures et des installations mentionnées ci-dessus, d'autres systèmes de contrôle technique conçus dans le but de faciliter le transfert sécuritaire des cargaisons seront installés à chacun des terminaux maritimes. Ces systèmes incluent :

- Une caméra de surveillance de la zone du pétrolier et du terminal afin d'aider le responsable du point d'accostage et les autres membres du personnel à surveiller les conditions de chargement.
- Un système d'arrêt d'urgence automatique activé à distance pour permettre au personnel du point d'accostage ou de la zone des battures de déclencher un arrêt du chargement afin d'arrêter le versement du pétrole dans le cas d'un incident.
- Des alarmes de « dépassement de course » du bras de chargement qui seront activées dans l'éventualité où les bras de chargement seraient allongés au-delà des limites normales en raison de vents ou de courants excessifs, ou des effets d'un navire contrebordier sur le pétrolier accosté au point d'accostage. Ceci permet au personnel du terminal d'arrêter le chargement et d'isoler le système de chargement avant que les bras de chargement soient étirés au-delà de leur « limite de tolérance ».
- Des sondes de charge des amarres dotées d'alarmes pour avertir le personnel du terminal lorsque la charge des amarres est plus grande que la limite de tolérance. Ceci aidera à prévenir ou à atténuer les défaillances du système de lignes d'amarre en permettant aux responsables du terminal de prendre des mesures correctives dans le cas d'une alarme.

Pendant le chargement, le responsable du point d'accostage, conjointement avec le personnel de la batture, sera responsable du chargement sécuritaire des navires. Un plan de formation conforme aux exigences de l'industrie sera développé avant le chargement du premier pétrolier et tout le personnel du terminal sera formé de façon appropriée et qualifié dans tous les aspects des opérations normales et d'urgence.

Les principales composantes du système de transfert des cargaisons du terminal, comme les conduites et les bras de chargement, de même que les composantes du système d'accostage, comme les structures d'amarrage et de duc-d'albe de réception, seront conçues et maintenues conformément aux normes et pratiques de l'industrie.

5.5.2 Système d'arrêt d'urgence

Les terminaux maritimes ont un système d'arrêt d'urgence automatique conçu pour minimiser les conséquences d'une circonstance non sécuritaire, comme la rupture des lignes d'amarre du pétrolier, un incendie confirmé, un niveau élevé dans le réservoir collecteur, une défaillance du contrôleur programmable et une interruption de l'alimentation électrique. Le système comprend des vannes SAU et des boutons-poussoirs connexes dans les emplacements critiques. Pour plus de renseignements sur les emplacements et l'activation du système SAU, voir le Volume 6, Section 6.3.2 « Système d'arrêt d'urgence ».

5.5.3 Prévention des déversements

Il existe divers moyens de minimiser les risques associés au déversement d'un pétrolier en déplacement ou aux opérations de chargement au terminal maritime. Pour

plus de détails concernant les mesures de sécurité du pétrolier, incluant les doubles coques et la redondance dans les systèmes critiques, reportez-vous à la section 5.4.1.1 : Sécurité des pétroliers et gestion environnementale.

Les études et les procédures d'exploitation relatives à la navigation et au dégagement sous la quille qui ont été réalisées et qui doivent être confirmées par le processus d'examen TERMPOL valideront la navigabilité des routes de navigation des navires mentionnées ci-dessus. En outre, cette information a été prise en compte dans la conception des terminaux maritimes, réduisant ainsi le risque de déversement d'un pétrolier s'échouant ou entrant en collision avec d'autres navires.

Les études et les systèmes relatifs à l'accostage et au mouillage, comme le système d'assistance à l'accostage et le système de surveillance de la charge au crochet d'amarrage, réduisent considérablement le risque de dommages au point d'accostage et au pétrolier pouvant causer un déversement.

La conception et les spécifications des systèmes comme le système d'arrêt d'urgence automatique sur les bras de chargement réduisent les risques de déversement au moment des opérations de chargement. Les dispositions opérationnelles et de conception, comme l'emmagasinage des bras de chargement exempts de pétrole, des alarmes de dépassement de course du bras de chargement et des zones de confinement secondaires, contribuent à la prévention des déversements. L'utilisation de personnel formé de façon appropriée et qualifié au terminal maritime, de même que le développement et la mise en place de procédures appropriées et d'autres processus centrés sur l'intervention humaine, constituent des éléments clés d'un système de prévention des déversements pour les terminaux maritimes.

5.5.4 Intervention en cas de déversement

Un plan d'intervention en cas de déversement et de confinement sera développé pour chacun des terminaux maritimes avant leur mise en service, conformément à la réglementation des IMH. Le fleuve Saint-Laurent et le Port de Saint John ont tous deux institués des plans d'intervention et des procédures en cas de déversement. Les procédures d'intervention en cas de déversement et de confinement pour les terminaux maritimes seront reliées à ces plans.

Les deux terminaux maritimes auront une entente en vigueur avec un organisme d'intervention agréé pour assurer une capacité de soutien supplémentaire en cas d'incident. Atlantic Emergency Response Team (ALERT), Inc. est l'organisme d'intervention agréé pour le Port de Saint John et la SIMEC est l'organisme d'intervention agréé pour le fleuve Saint-Laurent.

Au terminal maritime de Cacouna, le déploiement du navire d'intervention en cas de déversements sera fait à partir d'une cale de halage située à l'intérieur du Port de

Gros-Cacouna. L'équipement sera entreposé sur place dans la zone des battures du terminal maritime.

Au terminal maritime Énergie Est Canaport, un navire d'intervention en cas de déversements sera situé sur la plate-forme auxiliaire située immédiatement à l'arrière de la plate-forme de chargement de la zone d'accostage 1.

Pour plus de renseignements sur les mesures d'urgence et l'intervention en cas de déversement, voir la Section 6, « Préparation et intervention en cas d'urgence ».

Pour les pétroliers entrant ou sortant du terminal maritime Énergie Est Canaport ou du terminal maritime de Cacouna, les exploitants ou les propriétaires du navire demeurent les seuls responsables et justiciables en cas d'intervention d'urgence associée à leurs navires respectifs, conformément à la Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada. L'intervention en cas d'urgence appropriée serait également entreprise par l'organisme d'intervention agréé, tel que mentionné ci-dessus.

5.5.5 Services auxiliaires du terminal maritime

Dans le cadre du processus du PAP, les navires identifiés par les expéditeurs seront informés qu'aucun de ces deux terminaux maritimes ne recevra de déchets liquides ou solides et que des dispositions de rechange seront requises si de tels services sont requis.

6.0 PRÉPARATION ET INTERVENTION EN CAS D'URGENCE

Les sociétés élaborent et mettent en œuvre des plans et des programmes de préparation et d'intervention en cas d'urgence afin de s'assurer qu'elles disposent de capacités et de ressources suffisantes pour répondre aux situations d'urgence éventuelles, y compris dans le cas peu probable d'un déversement ou d'un rejet. Énergie Est utilisera le système de gestion d'interventions d'urgence (SGIU) existant de TransCanada et élaborera des plans d'interventions d'urgence (PIU), expressément pour le Projet conformément au SGIU de TransCanada. Ces PIU spécifiques au Projet démontrent la détermination d'Énergie Est à se préparer aux situations d'urgence ainsi que sa capacité à réagir aux déversements de pétrole et à mettre en œuvre des mesures d'atténuation.

Énergie Est élaborera des PIU pour les installations suivantes :

- oléoduc et stations de pompage;
- parcs de réservoirs;
- terminaux maritimes.

Les PIU concernant le transport maritime seront la responsabilité des propriétaires et exploitants des navires et des autorités d'intervention agréées, comme la Société d'intervention maritime Est du Canada Ltée (SIMEC) et l'Atlantic Emergency Response Team (ALERT) Inc. Les navires devront respecter les exigences du programme d'acceptation des navires-citernes d'Énergie Est, la réglementation canadienne et les conventions internationales afin de pouvoir accoster.

Énergie Est élaborera des PIU en consultation avec les organismes d'intervention en cas d'urgence locaux, provinciaux et fédéraux ainsi qu'avec les groupes autochtones locaux. Les PIU pour les terminaux maritimes de Cacouna et de Canaport d'Energy East respecteront les exigences de la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada*, qui stipule que les installations de manutention des hydrocarbures sont tenues d'avoir un plan de prévention de la pollution par les hydrocarbures et un plan d'urgence contre la pollution par les hydrocarbures. Énergie Est déposera les PIU définitifs auprès de l'Office et les remettra aux organismes d'intervention en cas d'urgence concernés, au besoin, avant la mise en service du Projet.

6.1 CADRE RÉGLEMENTAIRE

En plus d'être mis en œuvre conformément au SGIU de TransCanada, chaque PIU propre au Projet respectera ou dépassera les exigences réglementaires applicables, y compris celles énoncées dans le tableau 6-1.

Tableau 6-1 : Exigences réglementaires applicables

Sujet	Organisme de réglementation ou de surveillance	Document réglementaire/d'orientation
Préparation et intervention d'urgence en cas de déversement sur terre	Office national de l'énergie (ONE)	<i>Règlement sur les pipelines terrestres</i> DORS /99-294
	Environnement Canada (EC)	Règlements concernant les urgences environnementales
	Association canadienne de normalisation (CSA)	CSA Z662
	Ministère des Pêches et des Océans (MPO)	<i>Loi sur les pêches</i>
Préparation et intervention d'urgence en cas de déversement sur terre (suite)	Transport Canada (TC)	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Transportation of Dangerous Goods Act</i>
	Réglementations provinciales	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Lois et règlements environnementaux applicables en Alberta, en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick</i>
	Ententes dans l'industrie	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Mutual Emergency Assistance Agreement 2014 de la CEPA</i>
Préparation et intervention d'urgence en cas de déversement en mer	TC Garde côtière canadienne	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Loi sur la marine marchande du Canada, 2001</i> • <i>Règlement sur les organismes d'intervention et les installations de manutention d'hydrocarbures</i> DORS/ 95-405 • <i>Règlement sur les ententes en matière d'intervention environnementale</i> DORS/2008 – 275 • <i>Règlement sur la pollution par les bâtiments et sur les produits chimiques dangereux</i> (DORS/2012-69) • <i>Normes sur les organismes d'intervention</i> (TP 12401) • <i>Normes sur les installations de manutention d'hydrocarbures</i> (TP 12402) • <i>Normes définitives – Plans d'intervention des organismes d'intervention, 28 février 2014</i> • <i>Lignes directrices de la garde côtière canadienne, incluant les documents concernant les normes, l'exploitation et les navires de passage</i> • <i>Lignes directrices concernant la notification des incidents mettant en cause des marchandises dangereuses, des substances nuisibles et/ou des polluants marins</i> (TP 9834) • <i>Plan d'urgence sur les lieux de refuge</i> (TP 14707E) • <i>Loi sur la responsabilité en matière maritime</i>

Tableau 6-1 : Exigences réglementaires applicables (suite)

Sujet	Organisme de réglementation ou de surveillance	Document réglementaire/d'orientation
Préparation et intervention d'urgence en cas de déversement en mer (suite)	TC Garde côtière canadienne (suite)	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Fonds international d'indemnisation des dommages dus à la pollution par les hydrocarbures (FIPOL)</i> • <i>Convention sur la responsabilité civile</i>
	MPO	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Loi sur les pêches</i>
	Convention internationale	<i>Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires (MARPOL 73/78)</i> <i>Convention internationale pour la sauvegarde de la vie humaine en mer (SOLAS 1974)</i>

6.2 SYSTÈME DE GESTION DES INTERVENTIONS D'URGENCE DE TRANSCANADA

Le SGIU de TransCanada établit une démarche méthodique pour la planification, la préparation et l'intervention en cas d'urgence en ce qui a trait aux installations et aux pipelines exploités par TransCanada.

Le SGIU de TransCanada inclut les composantes principales suivantes, qui seront toutes intégrées dans chacun des PIU propres au Projet :

- identification des urgences potentielles dues à l'activité humaine ou aux risques naturels au moyen de processus méthodiques de détermination des risques tels que :
 - évaluations des risques;
 - examens documentaires et sur le terrain;
 - analyse des situations d'urgence;
- attribution de responsabilités, telles que :
 - coordination des procédures d'urgence;
 - notifications d'urgence;
 - contrôle du périmètre et des visiteurs;
 - relations avec les médias;
 - gestion des entrepreneurs;
- procédures d'activation et de notification;
- méthodes d'intervention en cas de déversement;
- emplacements stratégiques de l'équipement d'intervention d'urgence, dont l'équipement suivant :
 - bateaux;
 - remorques;
 - barrières flottantes, récupérateurs et aires d'entreposage temporaires;
 - détecteurs de vapeurs;

- consultation et coordination, au besoin, avec les industries locales, les municipalités et d'autres organismes gouvernementaux dans le cadre de l'élaboration des PIU;
- détermination des exigences en matière d'aide ou d'intervention d'urgence externes, comme :
 - services d'urgence locaux (tels que les premiers intervenants et les responsables de la santé);
 - entrepreneurs en intervention d'urgence;
 - groupes de collaboration de l'industrie et d'autres coopératives;
 - services de soutien technologique à l'intervention d'urgence, incluant les services de cartographie et de communications;
- pendant l'urgence, communication avec le personnel, le public et les organismes gouvernementaux concernant ce qui suit :
 - statut de l'urgence;
 - organismes gouvernementaux concernés;
 - procédures d'urgence, incluant les communications en cas d'évacuation;
- exigences en matière d'enquêtes, de communications et de rapports;
- processus d'établissement des centres des opérations d'urgence (COU) et des postes de commandement;
- communication des plans de manière appropriée;
- obligations en matière d'aide aux personnes déplacées en raison d'une urgence;
- formation du personnel et formation nécessaire pour s'assurer que le personnel externe est conscient de son rôle et de ses responsabilités en ce qui a trait à la préparation en cas d'urgence;
- exercices requis pour mettre à l'essai le PIU et évaluer l'efficacité de la formation du personnel en ce qui a trait à la mise en œuvre du programme d'intervention en cas d'urgence;
- système d'évaluation de la préparation et de l'intervention en cas d'urgence, incluant :
 - examens et mises à jour du plan;
 - formation et exercices;
 - audit.

Le SGIU de TransCanada repose sur un processus en plusieurs étapes qui inclut ce qui suit :

- procédures d'activation, de notification et d'intervention;
- plan d'intervention en cas d'urgence détaillé et souple;
- amélioration continue.

Ce processus en plusieurs étapes permet à TransCanada de répondre de manière efficace et constante à diverses urgences susceptibles de survenir dans le cadre de ses activités.

6.2.1 Procédures d'activation et de notification

TransCanada activera un plan d'intervention d'urgence s'il survient un incident constituant une urgence selon la définition « d'urgence » qui suit :

Un événement imprévu ou imminent nécessitant :

- une coordination rapide des ressources;
- des communications spéciales;
- des pouvoirs accrus pour le personnel.

Dans le cadre d'une intervention d'urgence, la priorité de TransCanada est de protéger la santé, la sécurité et le bien-être des personnes et ensuite de limiter les impacts sur l'environnement et sur la propriété.

La philosophie de TransCanada en matière d'exploitation et d'intervention d'urgence vise à minimiser l'impact d'un incident d'urgence en arrêtant l'écoulement dans l'oléoduc, minimisant ainsi l'impact potentiel d'un incident. En parallèle, des processus sont lancés pour évaluer la situation et prendre immédiatement toutes les mesures d'intervention requises. Cette philosophie contribue à faire en sorte que l'ensemble de l'équipement et des ressources nécessaires soient déployés le plus rapidement possible sur les lieux d'un incident afin de limiter les incidences potentielles d'une urgence.

Le processus de notification interne observé pour informer toutes les parties concernées d'un incident est illustré à la figure 6-1, qui démontre comment un incident est pris en charge d'un échelon à l'autre une fois qu'il a été notifié.

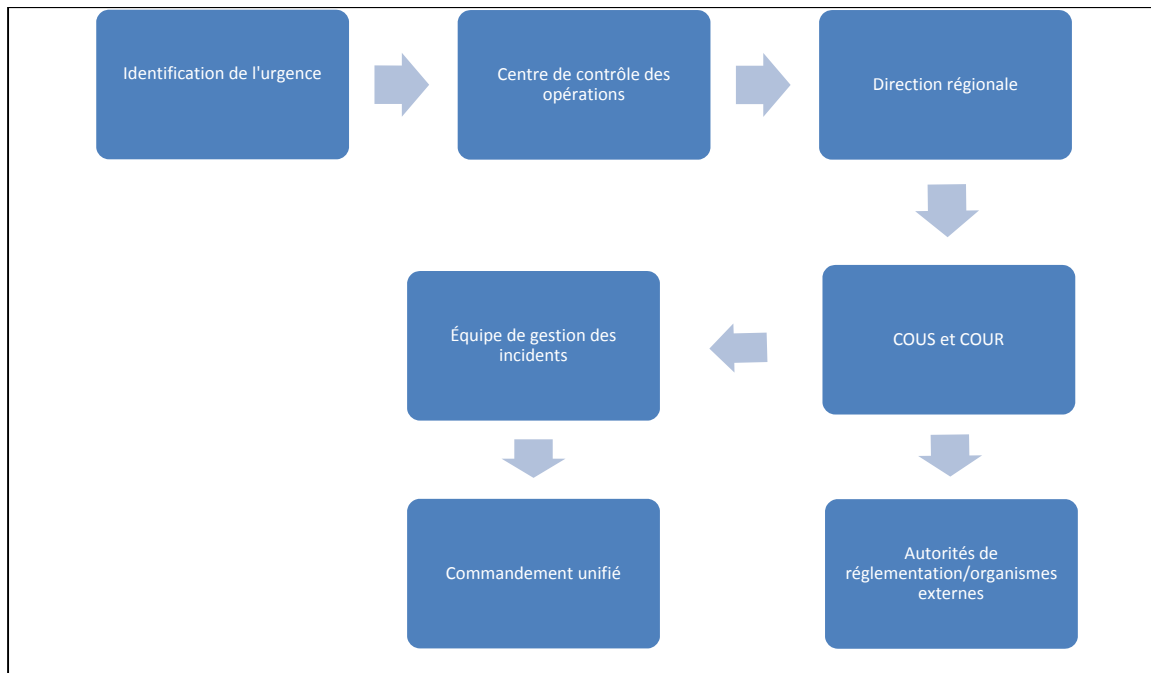


Figure 6-1 : Processus d'activation du plan d'intervention d'urgence

Une urgence potentielle impliquant TransCanada ou une de ses filiales peut être notifiée de plusieurs façons, y compris comme suit :

- par des anomalies de nature hydraulique (au moyen de SCADA ou de la détection des fuites) qui n'est pas un signal faux-positif;
- par des anomalies de nature hydraulique multiples par périodes de 10 minutes observées par le centre de contrôle des opérations (CCO);
- par le public, le personnel, des partenaires dans l'industrie ou des organismes d'intervention d'urgence au moyen d'une ligne d'urgence offrant un service en trois langues.

Le CCO mettra en œuvre le SGIU de TransCanada, y compris le processus de notification interne, en communiquant avec le gestionnaire du centre des opérations d'urgence de la société (COUS) et le gestionnaire sur appel pour la région concernée. Divers groupes fonctionnels au sein de TransCanada ont la responsabilité d'aviser les autorités de réglementation externes.

TransCanada utilise le COUS et un centre des opérations d'urgence régional (COUR) pour soutenir les interventions d'urgence. Les services de soutien couvrent notamment ce qui suit :

- sécurité;
- logistique;
- communications;

- sûreté;
- environnement;
- exploitation.

En cas d'urgence, ces services de soutien seront immédiatement avisés et mobilisés dans l'heure. Une fois qu'une urgence aura été vérifiée, les organismes de réglementation fédéraux et provinciaux seront notifiés, ainsi que les membres des collectivités concernées.

En cas d'urgence affectant un pétrolier à destination ou en provenance d'un terminal maritime d'Énergie Est, le capitaine communiquera avec l'organisme d'intervention agréé approprié, comme SIMEC ou ALERT, afin qu'elle mette en œuvre une opération d'intervention et de récupération en cas de déversement. Les activités d'intervention relèveront et seront aux frais de la partie responsable (propriétaire du navire).

6.2.2 Intervention initiale en cas d'incident

TransCanada a adopté le système de commandement en cas d'incident (SCI) comme structure d'intervention de base en cas d'urgence. Le SCI est un cadre de gestion des urgences largement utilisé et reconnu à l'échelle internationale qui permet de répondre à tous les types d'urgence conformément à une structure de commandement et de contrôle. Il s'adapte facilement tant aux urgences de très petite envergure qu'aux urgences plus importantes ou complexes.

L'intervention initiale en cas d'incident sera assurée par le personnel local de TransCanada et les organismes d'urgence locaux, au besoin. Le personnel local de TransCanada est composé des employés et des entrepreneurs qui sont présents sur les lieux ou à proximité d'un incident, et qui ont reçu la formation adéquate en matière d'intervention d'urgence et de sécurité. Le public et le personnel non essentiels seront immédiatement évacués des lieux de l'incident.

Les tâches principales des premiers intervenants seront les suivantes :

- assurer la sécurité de toutes les personnes présentes sur les lieux de l'incident;
- évaluer la situation et communiquer les renseignements pertinents, incluant :
 - taille de l'incident;
 - gravité;
 - incidences probables;
 - ressources nécessaires;
- prendre des mesures (lorsqu'il est sécuritaire et approprié de le faire) afin d'atténuer les incidences sur la sécurité, l'environnement et les biens.

Les premiers intervenants effectueront ces tâches jusqu'à ce que des responsables du palier de gestion approprié prévu dans le SCI arrivent sur les lieux. Dans le cas d'une

urgence de petite envergure, comme le déversement d'une petite quantité de pétrole confiné aux installations d'Énergie Est, les premiers intervenants pourraient coordonner la totalité de l'intervention.

Les premiers intervenants seront habituellement intégrés dans l'équipe de gestion des incidents (EGI) constituée pour gérer l'intervention d'urgence. Le commandant du lieu d'incident a la responsabilité de gérer l'intervention ainsi que le personnel de commandement et le personnel général approprié qui remplissent diverses fonctions dans le cadre de l'intervention et relèvent du commandant du lieu d'incident. Le commandant du lieu d'incident assumera les responsabilités suivantes :

- gestion et établissement des objectifs de l'intervention;
- établissement de la structure d'intervention et mise sur pied d'un commandement unifié lorsque cela est approprié;
- planification particulière à l'urgence en cours;
- approbation du plan d'intervention et autorisation de sa mise en œuvre.

Pour les incidents plus graves, du personnel ou de l'équipement supplémentaires, incluant des ressources internes de TransCanada, comme l'équipe d'intervention d'urgence de la société (EIUS), et des ressources tierces seront activés afin de participer aux activités d'intervention d'urgence. TransCanada compte sur un réseau d'entrepreneurs tiers qui peuvent fournir de l'équipement d'intervention d'urgence, des ressources et du personnel qualifié afin d'apporter du soutien à ses propres ressources. En outre, TransCanada est membre de coopératives d'intervention et a conclu des ententes d'assistance mutuelle avec d'autres membres de l'industrie (voir l'article 6.3.5) qui sont en mesure de suppléer au besoin les ressources de TransCanada et de ses entrepreneurs tiers. Ces entrepreneurs tiers et ces coopératives d'intervention seront intégrés au SCI de TransCanada pendant la durée de leur participation à l'intervention et seront dirigés par l'EGI et le commandement unifié (voir l'article 6.3.4).

Les zones affectées seront remises en état conformément aux exigences réglementaires et aux ententes conclues avec les organismes gouvernementaux.

6.2.3 Centres des opérations d'urgence

Les COU de TransCanada sont activés afin de soutenir l'intervention locale. Un COU a la responsabilité d'établir l'aperçu stratégique, ou la vue d'ensemble, de l'urgence, et soutient les activités sur place dirigées par le commandant du lieu de l'incident.

Les fonctions communes à tous les COU sont les suivantes :

- rassembler et analyser les données;
- aider à formuler des recommandations afin de protéger la vie, l'environnement et les biens;
- maintenir la continuité des activités d'intervention;
- communiquer l'information aux organismes et aux individus concernés.

Dans leurs territoires d'intervention, SIMEC et ALERT ont des centres d'intervention dotés d'équipement et de personnel spécialisés qui entreront en fonction en cas de déversement provenant d'un pétrolier.

6.2.4 Commandement unifié

Le commandement unifié est une structure qui regroupe habituellement un représentant de chacun des trois paliers de gouvernement (fédéral, provincial et local), selon leur compétence, ainsi que des représentants des Premières Nations ou des communautés autochtones concernées. Le commandement unifié établit un lien entre les organismes qui répondent à un incident et fournit à la partie responsable et aux organismes d'intervention une plateforme afin de coopérer en établissant des objectifs, un cadre de communications et un processus décisionnel communs.

Les représentants au sein du commandement unifié pour un incident donné sont choisis en tenant compte des particularités de l'incident, des plans d'intervention existants et des décisions prises à la première réunion du commandement unifié. Les représentants au sein du commandement unifié pourraient changer à mesure qu'un incident progresse afin de tenir compte de l'évolution de la situation.

Si un commandement unifié est mis sur pied, il assumera la gestion globale de l'incident. Il dirigera les activités d'intervention et approuvera et libérera les ressources. La figure 6-2 présente les organismes inclus dans un commandement unifié type (énumérés aléatoirement et non par ordre d'importance ou de priorité).

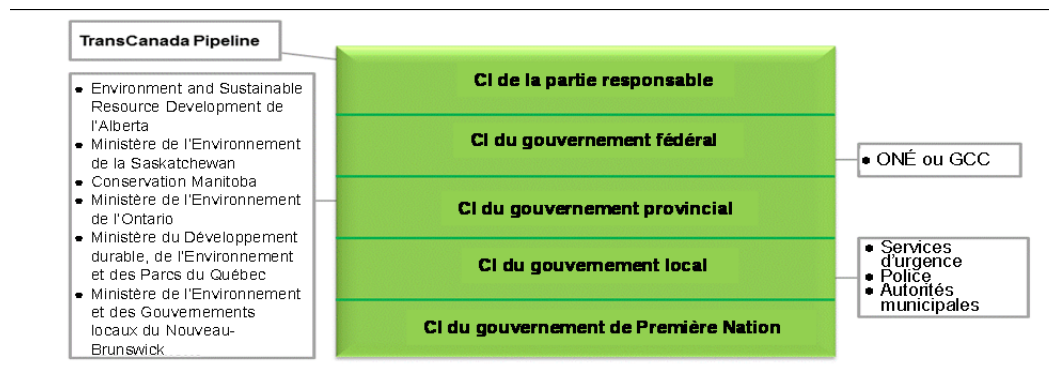


Figure 6-2 : Commandement unifié

Les représentants au sein du commandement unifié doivent :

- convenir de priorités et d'objectifs communs;
- être en mesure de consacrer tout leur temps à l'incident;
- avoir le pouvoir d'affecter les ressources de l'organisme ou de la société à l'intervention;
- avoir le pouvoir de dépenser les fonds de l'organisme ou de la société;
- convenir de l'organisation de l'intervention;
- convenir des attributions des membres du commandement et du personnel en général;
- s'engager à communiquer par l'intermédiaire d'un représentant unique;
- convenir des procédures de soutien logistique;
- signer le plan d'action en cas d'incident.

Les organismes suivants pourraient faire partie d'un commandement unifié :

- gouvernement fédéral :
 - Office national de l'énergie;
 - Environnement Canada;
 - Pêches et Océans Canada;
 - Transport Canada;
 - Garde côtière canadienne;
 - Gendarmerie royale du Canada;
- gouvernement provincial :
 - environnement;
 - énergie;
 - police;
- gouvernement local :
 - services d'urgence;
 - organismes d'urgence du comté;
 - gestionnaires des mesures d'urgence municipaux;
- Premières Nations et communautés autochtones

6.2.5 Formation

Énergie Est utilisera le système de gestion de l'apprentissage existant de TransCanada et d'autres ressources afin de s'assurer que son personnel est formé, (voir Volume 7, section 3 : Exploitation).

Les types de formation interne offerts par TransCanada peuvent inclure ce qui suit :

- SCI;
- opérations en matière de déchets dangereux et intervention d'urgence (ODDIU) et formation de premier intervenant;
- formation sur le plan d'intervention d'urgence et le plan d'intervention en cas d'incendie;
- activités des bateaux d'intervention;
- transport de marchandises dangereuses et système d'information sur les matières dangereuses utilisées au travail.

TransCanada invite les services d'urgence locaux, les organismes gouvernementaux, les communautés autochtones et les entrepreneurs tiers à ses formations en intervention d'urgence et à ses exercices d'intervention d'urgence.

La formation et des exercices auront lieu annuellement dans diverses conditions opérationnelles et climatiques aux installations du Projet. Les objectifs de la formation et des exercices sont les suivants :

- comprendre et atténuer les risques pour la sécurité associés aux interventions d'urgence;
- s'assurer de la capacité de mise en œuvre du PIU;
- mettre en pratique les connaissances et compétences acquises dans le cadre de la formation;
- cerner les aspects à prioriser dans le cadre de la formation future;
- cerner les aspects à l'égard desquels les procédures ou l'équipement d'urgence doivent être améliorés;
- collaborer avec les organismes locaux, provinciaux et fédéraux, les Premières nations et les collectivités autochtones afin de préciser les rôles et responsabilités de chacun;
- partager les leçons apprises.

TransCanada pourrait, par exemple, utiliser les types d'exercice suivants :

- exercices de signalisation/d'alerte. Ces exercices sont exécutés en utilisant le processus de signalisation prévu dans le SGIU de TransCanada. Les exercices de signalisation peuvent être prévus ou inopinés. Ces exercices visent à s'assurer que les procédures de signalisation et d'activation fonctionnent correctement;
- exercices de déploiement des mesures d'intervention tactiques;
- exercices simulant la réaction de la direction à un incident hypothétique. Au cours de ces exercices, le personnel et l'équipement ne sont pas déployés. Les

participants aux exercices sont soumis à un scénario comportant des difficultés ou des événements clés. Ils doivent planifier et gérer la réaction à l'incident;

- exercices sur le terrain à grand déploiement incluant la mise sur pied d'une EGI, d'un poste de commandement en cas d'incident et d'un COU (incluant les organismes externes) et le déploiement de ressources, y compris l'équipement d'intervention tactique.

En outre, SIMEC et ALERT effectuent leurs propres exercices de formation dans le cadre de leurs activités normales et afin de conserver leur agrément à titre d'organismes d'intervention.

6.2.6 Amélioration continue

TransCanada est déterminée à améliorer sans cesse son SGIU ainsi que les PIU propres au Projet en participant à des associations industrielles, en tenant compte des leçons tirées des exercices et des incidents antérieurs, et en tablant sur les examens annuels effectués par des spécialistes, des préparatifs et des interventions d'urgence, et le personnel de TransCanada. Par exemple, de nombreuses leçons ont été tirées de l'incident survenu en 2010 à Marshall, au Michigan, dont les suivantes :

- rapidité d'intervention : En cas de déversement de pétrole sur l'eau, il est essentiel que l'intervention tactique ait lieu rapidement. L'incident a mis en lumière le besoin d'intervenir au moyen des ressources appropriées et de la manière la plus rapide et sécuritaire possible;
- agrément au préalable d'un vaste réseau d'entrepreneurs : Des entrepreneurs participeront à l'intervention de TransCanada en cas de déversement de pétrole. En s'assurant que des entrepreneurs formés/qualifiés ont été agréés au préalable et ont conclu des ententes avec TransCanada, les temps d'intervention seront réduits au minimum et les ressources disponibles (équipement et personnel) seront maximisées;
- l'équipement nécessaire pour intervenir en cas de déversement incluant du pétrole submergé doit être disponible : TransCanada possède déjà des plans tactiques et de l'équipement et est en train de se procurer les autres pièces d'équipement et les ressources nécessaires pour intervenir efficacement en cas de déversement incluant du pétrole submergé, et elle veille à ce que le personnel reçoive la formation appropriée sur l'utilisation de ce matériel dans le cadre du Projet.

6.2.7 Sensibilisation des intervenants d'urgence

Dans le cadre des interventions d'urgence, la priorité de TransCanada est de protéger les personnes, incluant les intervenants (p. ex. : pompiers, policiers, personnel médical). Par conséquent, le programme de sensibilisation du public de TransCanada inclut un vaste effort de sensibilisation des parties intéressées. Les mesures clés consistent à communiquer de l'information de base et à offrir des séances de

formation plus détaillées en personne ou par d'autres moyens. Au minimum, des documents de sensibilisation sont transmis une fois par année à tous les services d'urgence locaux.

L'information de base inclut ce qui suit :

- emplacements de l'oléoduc et des installations;
- produits présents et risques connexes;
- comment reconnaître une fuite;
- coordonnées de TransCanada;
- marche à suivre en cas d'incident.

Les efforts de sensibilisation plus poussés peuvent inclure ce qui suit :

- suivi téléphonique;
- rencontres;
- réunions avec des associations et organisations externes;
- participation aux exercices et à la formation sur les interventions d'urgence de TransCanada et des services d'urgence.

6.3 PROGRAMMES D'INTERVENTION D'URGENCE D'ÉNERGIE EST

6.3.1 Aperçu

TransCanada assumera la responsabilité des urgences associées au Projet, qui incluent les urgences touchant les installations suivantes :

- oléoduc et installations connexes, comme les vannes de la canalisation principale;
- parcs de réservoirs de stockage;
- stations de pompage;
- terminaux maritimes.

Les situations d'urgence touchant des navires incluant les déversements de pétrole sont la responsabilité exclusive des propriétaires des navires.

TransCanada mettra en œuvre et exécutera le PIU d'Énergie Est. En plus d'intégrer les composantes du SGIU de TransCanada, chacun des PIU d'Énergie Est inclura les mesures suivantes :

- l'équipement d'intervention est entreposé à des emplacements prédéterminés à l'échelle du Projet, y compris au terminal maritime de Cacouna et au terminal maritime d'Énergie Est à Canaport, afin de permettre une intervention sécuritaire et rapide. Les lieux d'entreposage et l'équipement seront choisis en fonction des résultats de l'évaluation des risques, des commentaires des collectivités et d'autres facteurs. Des intervenants tiers fourniront de l'équipement au besoin;

- le personnel de garde a reçu une formation sur les procédures d'intervention d'urgence de TransCanada avant le début de l'exploitation et reçoit de la formation annuellement après la mise en service du Projet. La responsabilité principale du personnel de garde sera d'intervenir en cas d'urgence;
- du personnel et de l'équipement supplémentaires sont identifiés et disponibles. Le personnel supplémentaire comprendra le personnel des entrepreneurs, des coopératives et d'autres sociétés aux termes d'ententes d'assistance mutuelle et par des organismes d'intervention agréés. Les contrats avec les fournisseurs de services d'intervention tiers seront conclus avant la mise en service de l'oléoduc;
- le personnel d'intervention d'urgence externe sera consulté afin de s'assurer que les protocoles de communications appropriés sont en place, qu'il est sensibilisé aux activités et aux produits et qu'il comprend les procédures d'intervention, les rôles et les responsabilités en cas d'urgence.

Les PIU propres au Projet seront examinés annuellement. Les leçons tirées des exercices, de l'expérience de l'industrie, des urgences survenues et des audits seront intégrées dans les révisions des PIU.

6.3.2 Ressources d'intervention en cas de déversement

6.3.2.1 Ressources d'intervention internes en cas de déversement

Énergie Est se procurera du matériel d'intervention en cas de déversement et le répartira de manière stratégique le long du réseau pipelinier, selon ce qui sera déterminé à la suite de l'évaluation des risques et de la consultation des collectivités, et conformément au SGIU de TransCanada. L'équipement sera accessible en tout temps et pourra être transporté par voie terrestre, maritime ou aérienne, selon le cas.

Du personnel de TransCanada formé et qualifié pour intervenir en cas d'urgence habitera et travaillera à proximité du réseau pipelinier et sera en tout temps disponible en cas d'urgence. En outre, TransCanada aura du personnel à temps plein affecté au programme de préparation et d'intervention en cas d'urgence.

L'équipement d'intervention en cas de déversement inclut notamment le matériel de récupération et de stockage suivant :

- barrières de confinement et de déviation flottantes;
- bateaux;
- dispositifs siphoniques;
- barrages;
- sorbants;
- pompes;
- récupérateurs;
- récipients de stockage.

Le terminal maritime de Cacouna et le terminal maritime d'Énergie Est à Canaport seront dotés de l'équipement et du personnel nécessaires pour respecter les exigences applicables aux installations de manutention d'hydrocarbures aux termes de la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada*.

6.3.2.2 Ressources d'intervention externes en cas de déversement

TransCanada conclura des contrats avec des agences et des coopératives d'intervention et des ententes d'assistance mutuelle pour toutes les installations du Projet. Elle s'assurera ainsi de disposer de ressources supplémentaires adéquates en cas d'urgence. Avant l'entrée en service du Projet, des ententes permanentes seront conclues afin de s'adjoindre des ressources qui fourniront de l'équipement d'intervention, de la main d'œuvre, des services de surveillance de l'air et de la santé, des services d'évaluation environnementale et du soutien en matière de gestion des urgences.

Le terminal maritime de Cacouna aura une entente avec SIMEC, l'organisme d'intervention agréé pour le fleuve Saint-Laurent. Le terminal maritime d'Énergie Est à Canaport aura une entente avec ALERT, l'organisme d'intervention agréé pour la baie de Fundy.

En ce qui a trait aux navires à destination ou en provenance du terminal de Cacouna ou du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport, les expéditeurs et les propriétaires des navires ont la responsabilité exclusive des situations d'urgence associées à leurs navires respectifs, conformément à la *Loi sur la marine marchande du Canada* et à la *Loi sur la responsabilité en matière maritime*.

TransCanada est en faveur du projet récemment annoncé par le gouvernement du Canada visant à élaborer des plans d'intervention fondés sur des critères géographiques en collaboration avec des organismes d'intervention agréés (incluant SIMEC et ALERT) et d'autres parties prenantes pour le fleuve Saint-Laurent et la baie de Fundy¹. TransCanada s'engage à faire en sorte que le terminal d'Énergie Est à Canaport et le terminal maritime de Cacouna respectent les exigences réglementaires qui pourraient être établies dans le cadre de ce projet et d'autres projets de réglementation.

6.3.2.3 Ententes d'assistance mutuelle

TransCanada cherche sans cesse à améliorer ses capacités d'intervention d'urgence. À cette fin, le 1^{er} janvier 2014, TransCanada a conclu une entente d'assistance

1. http://nouvelles.gc.ca/web/article-fr.do?mthd=advSrch&crtr.page=2&crtr.dpt1D=6695&nid=847519&crtr.tp1D=1&_ga=1.22667515.1525151075.1408471104

mutuelle en cas d'urgence avec toutes les sociétés membres de l'Association canadienne de pipelines d'énergie (ACPE) qui exercent des activités au Canada.

En cas d'urgence, les sociétés membres de l'ACPE peuvent faire appel aux autres membres afin de partager du personnel et de l'équipement et accroître ainsi leur capacité d'intervention en cas d'urgence.

6.4 STRATÉGIES D'INTERVENTION

Les stratégies d'intervention seront énoncées dans le PIU d'Énergie Est. En cas d'intervention d'urgence, les conditions, incluant le type de pétrole et l'emplacement du déversement, seront prises en compte afin de déterminer quelles stratégies d'intervention seront employées.

Voir la figure 6-3 pour les stratégies d'intervention qui représentent le type de processus observé en cas de déversement.

La priorité de TransCanada en cas de déversement est d'assurer la sécurité du public et du personnel d'intervention. La première mesure stratégique importante mise en œuvre par TransCanada en cas de déversement est le contrôle de la source, ce qui inclut la fermeture du réseau pipelinier et l'évaluation des risques.

Une fois que la santé et la sécurité des intervenants est assurée, des mesures de confinement et de récupération du pétrole sont mises en œuvre simultanément. La zone affectée est ensuite remise en état conformément aux exigences réglementaires. Des évaluations effectuées tout au long de l'intervention permettront d'assurer la protection continue des intervenants et du public (voir la figure 6-3).

L'analyse et la description des caractéristiques, de l'évolution dans l'environnement, des processus de transport et des incidences environnementales du pétrole brut qui sera transporté par l'oléoduc sont présentées à la Section 4 (d'origine terrestre) et la Section 6 (d'origine marine) du Volume 6 de l'Évaluation environnementale et socioéconomique. Trois catégories de pétrole brut sont analysées :

- pétrole brut léger classique (Bakken);
- pétrole brut synthétique (Husky Synthetic Blend);
- bitume dilué (Western Canadian Select).

Des analyses théoriques portant sur des emplacements en particulier sont également présentées aux Sections 5 et 6 du Volume 6 de l'Évaluation environnementale et socioéconomique. Ces analyses portent sur 12 lieux de déversement potentiels représentatifs des types d'environnement traversés par le Projet. Les résultats de ces analyses seront pris en compte dans le cadre de l'élaboration du PIU.

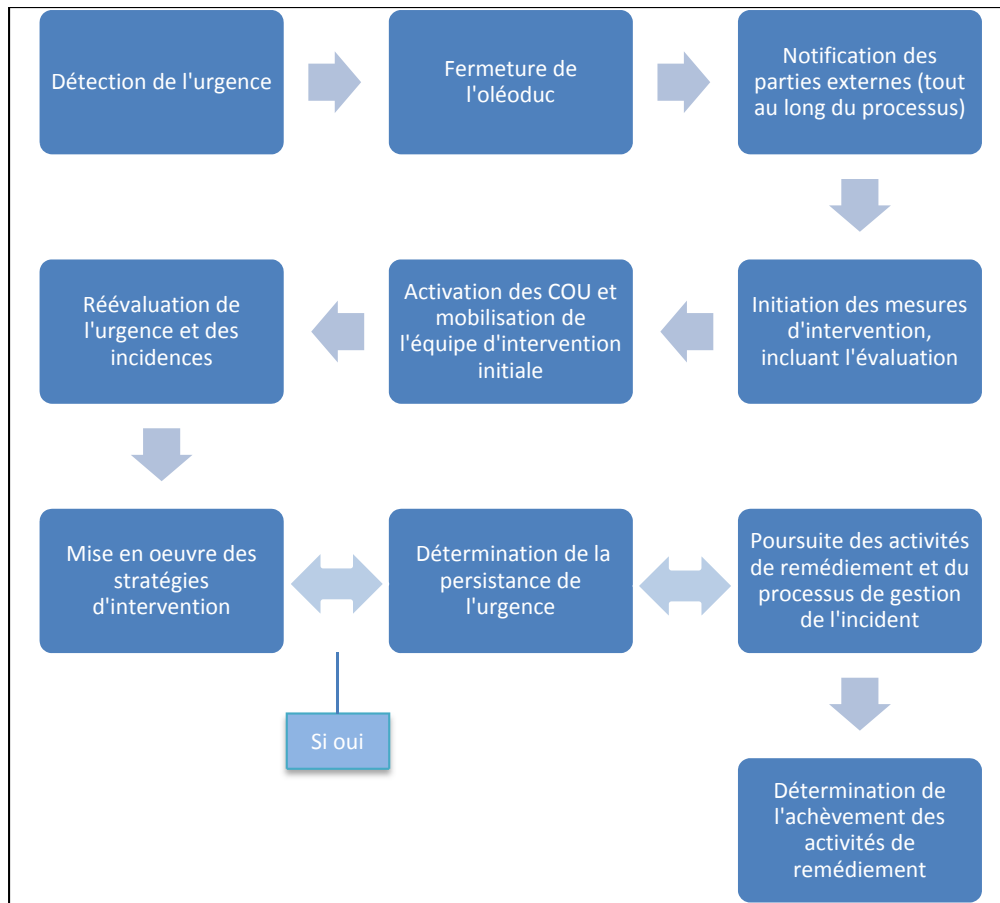


Figure 6-3 : Processus d'intervention d'urgence

6.5 STRATÉGIES DE CONFINEMENT, DE RÉCUPÉRATION ET DE REMISE EN ÉTAT

Dans le cadre de ses mesures d'intervention en cas d'incident, TransCanada utilise une vaste gamme de techniques de confinement, de récupération et de remise en état, lesquelles seront énoncées dans le PIU. Les techniques employées varieront en fonction du type d'incident, du type de pétrole brut, des conditions météorologiques, de l'emplacement des récepteurs fragiles, d'autres facteurs propres au site et du délai d'intervention. Les techniques devant être utilisées sont choisies sur place par le commandant du lieu de l'incident ou par le commandement unifié, sous la supervision des organismes de réglementation fédéraux et provinciaux.

Les stratégies d'intervention permettent le confinement et la récupération du pétrole, ce qui minimise les dangers potentiels pour les intervenants et l'environnement. Le confinement rapide du pétrole :

- réduit la propagation du pétrole et ses incidences;
- réduit les incidences potentielles sur la santé et l'environnement;

- réduit les incidences potentielles sur la propriété et les autres incidences économiques potentielles;
- maximise l'efficacité des contre-mesures employées pour contrer le déversement.

Comme il a été préalablement mentionné, de l'équipement et des fournitures d'intervention seront entreposés à des emplacements stratégiques le long de l'oléoduc et aux installations du Projet. TransCanada et des entrepreneurs tiers recevront régulièrement de la formation sur le déploiement et l'utilisation de l'équipement et des fournitures d'intervention d'urgence afin de s'assurer que l'équipement et les fournitures déployés conviennent au terrain, aux conditions météorologiques et au type de pétrole brut.

6.5.1 Rejets dans le sol

Les stratégies de confinement et d'enlèvement pour les rejets dans le sol pourraient inclure ce qui suit :

- confinement du pétrole afin de minimiser sa migration horizontale et verticale :
 - sécurisation du lieu du déversement afin d'en interdire l'accès aux animaux et aux personnes non autorisées;
 - utilisation de barrages, de digues, de tranchées, de fosses et de barrières étanches;
- enlèvement du pétrole au moyen des méthodes suivantes :
 - équipement d'aspiration, incluant des camions-citernes sous vide pour les accumulations de pétrole;
 - excavatrices et rétrocaveuses pour enlever le sol saturé ou contaminé;
 - nettoyage manuel, incluant l'application de sorbants (matériaux absorbant le pétrole) et d'autres matériaux absorbants;
- techniques d'intervention non conventionnelles, comme le brûlage in situ (cette technique doit être mise en œuvre rapidement pour être efficace et son utilisation doit être approuvée par les organismes de réglementations fédéraux et provinciaux).

6.5.2 Rejets dans les cours d'eau

Les stratégies de confinement et d'enlèvement pour les rejets dans les cours d'eau pourraient inclure ce qui suit :

- confinement du pétrole afin de minimiser sa migration :
 - sécurisation du lieu du déversement (si possible, selon le cours d'eau qui est affecté) afin de minimiser l'accès des animaux et des personnes non autorisées;

- utilisation de barrages et de digues;
- déploiement de barrières de confinement et de déviation flottantes, y compris des barrières absorbantes;
- installation de barrages à sous-verse et à surverse;
- aménagement de canaux dans la glace dans le cas des cours d'eau glacés;
- enlèvement du pétrole au moyen des méthodes suivantes :
 - application de sorbants et d'autres matériaux absorbants;
 - récupérateurs;
 - équipement d'aspiration, incluant des camions-citernes sous vide;
 - dragage;
 - aménagement de canaux dans la glace;
 - filtres et diverses techniques faisant appel à des filets;
- techniques d'intervention non conventionnelles, comme les agents dispersants chimiques et le brûlage in situ. Ces techniques doivent être mises en œuvre rapidement pour être efficaces et leur utilisation doit être approuvée par les organismes de réglementation fédéraux et provinciaux (voir l'annexe Vol 7-7 : Aperçu des agents dispersants chimiques et le brûlage in situ).

6.5.3 Rejets ayant une incidence sur l'eau souterraine

Les stratégies et méthodes de confinement et d'enlèvement pour les rejets qui pénètrent l'eau souterraine pourraient inclure ce qui suit :

- excavation du sol contaminé, aménagement de tranchées en contrebas de la contamination et enlèvement du pétrole recueilli au moyen de camions-citernes sous vide;
- autres méthodes de remise en état, comme :
 - barbotage;
 - extraction sous vide;
 - pompage et traitement conventionnels;
 - bioaspiration;
 - biodégradation/biorestauration par enrichissement;
 - apports chimiques/oxydation;
 - atténuation naturelle.

Si l'eau souterraine est contaminée, Énergie Est consultera des experts et des organismes gouvernementaux afin de déterminer la méthode de décontamination la plus appropriée en fonction du site et de l'environnement.

6.5.4 Rejets dans le milieu marin

Les méthodes de confinement et d'enlèvement pour les rejets dans le milieu marin pourraient inclure ce qui suit :

- confinement du pétrole au moyen des dispositifs suivants :
 - barrières flottantes à l'endroit du déversement;
 - barrières de protection, incluant des barrages côtiers, et barrières de déviation pour protéger les zones sensibles;
 - systèmes de balayage flottants afin de confiner le pétrole libre en surface;
 - équipes chargées d'éloigner les animaux du site du déversement;
- enlèvement du pétrole au moyen de l'équipement suivant :
 - systèmes de balayage flottants afin de confiner le pétrole flottant librement;
 - récupérateurs;
 - équipement d'aspiration, incluant des camions-citernes sous vide;
- techniques d'intervention non conventionnelles, comme les agents dispersants chimiques et le brûlage in situ (ces techniques doivent être mises en œuvre rapidement pour être efficaces et leur utilisation doit être approuvée par les organismes de réglementation fédéraux et provinciaux avant leur application);
- surveillance et suivi au moyen de survols et de bouées de surveillance des déversements de pétrole afin de suivre le mouvement du pétrole et de diriger les activités sur l'eau;
- récupération du pétrole sur les rives au moyen des techniques suivantes :
 - Technique d'évaluation pour la restauration des rives (TERR) afin de repérer les secteurs nécessitant une intervention et déterminer le type d'intervention le plus approprié pour enlever le pétrole déversé, comme :
 - rinçage à l'eau, enlèvement manuel, nettoyage chimique, atténuation naturelle;
 - interventions à proximité des rives/sur le rivage.

6.5.5 Rejets en milieu urbain

Les méthodes de confinement et d'enlèvement pour les rejets en milieu urbain pourraient inclure ce qui suit :

- confinement du pétrole afin de minimiser sa migration en restreignant l'accès aux collecteurs d'eaux pluviales et aux bouches d'égout au moyen de barrages, de blocs et de sorbants;

- enlèvement du pétrole au moyen des méthodes suivantes :
 - équipement d'aspiration, incluant des camions-citernes sous vide et des pompes pour les accumulations de pétrole;
 - nettoyage manuel, incluant l'excavation et l'application de sorbants;
 - nettoyage à eau chaude sous pression ou enlèvement complet et remplacement des zones contaminées, comme les routes pavées, les ponceaux, les murets de béton et la roche;
 - agents nettoyants (surfactants), sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation, afin de détacher le pétrole des surfaces dures, comme le béton et la roche.

6.5.6 Incidents ayant une incidence sur la faune

TransCanada utilisera des techniques d'éloignement afin de minimiser les interactions entre les animaux et le pétrole. Si la faune est affectée, TransCanada procédera au rétablissement et au déplacement de la faune et à la remise en état des lieux en consultation avec les organismes de réglementation compétents.

6.6 SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT

Une des méthodes employées pour élaborer un plan d'intervention consiste à analyser des scénarios hypothétiques d'intervention en cas de déversement. Ces scénarios diffèrent des analyses théoriques portant sur des emplacements en particulier mentionnées précédemment étant donné qu'ils mettent l'accent sur les tactiques d'intervention en cas de déversement.

En raison de la variété de terrains traversés par le tracé du Projet, six scénarios représentatifs ont été élaborés. Ces six scénarios représentent la majeure partie des environnements terrestres et maritimes traversés par le tracé du Projet. Les scénarios hypothétiques d'intervention en cas de déversement sont présentés aux annexes suivantes :

- déversement sur terre ayant des incidences sur l'eau souterraine – Annexe Vol 7-8;
- intervention en cas de déversement sur terre ayant des incidences sur les eaux navigables – Annexe Vol 7-9;
- intervention en cas de déversement au terminal maritime de Cacouna – Annexe Vol 7-10 (élaboré par SIMEC);
- intervention en cas de déversement dans la voie maritime du Saint-Laurent – Annexe Vol 7-11 (élaboré par SIMEC);

- intervention en cas de déversement en mer au terminal maritime d'Énergie Est à Canaport – Annexe Vol 7-12) (élaboré par ALERT Inc.);
- intervention en cas de déversement dans la baie de Fundy – Annexe Vol 7-13 (élaboré par ALERT Inc.).

Tous les scénarios incluent une brève description des chemins de migration potentiels du déversement. De plus amples renseignements se trouvent dans le volume 6 de l'évaluation environnementale et socioéconomique, *Accidents et défaillances*, qui incluent une analyse détaillée des trajectoires potentielles des déversements et une description de l'évolution dans l'environnement et des incidences environnementales du pétrole brut.