

# Projet Énergie Est

## Rapport supplémentaire No.5 Projet révisé et errata

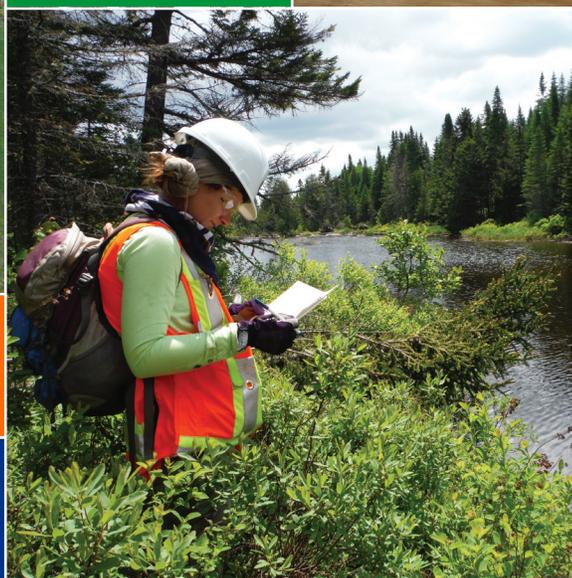
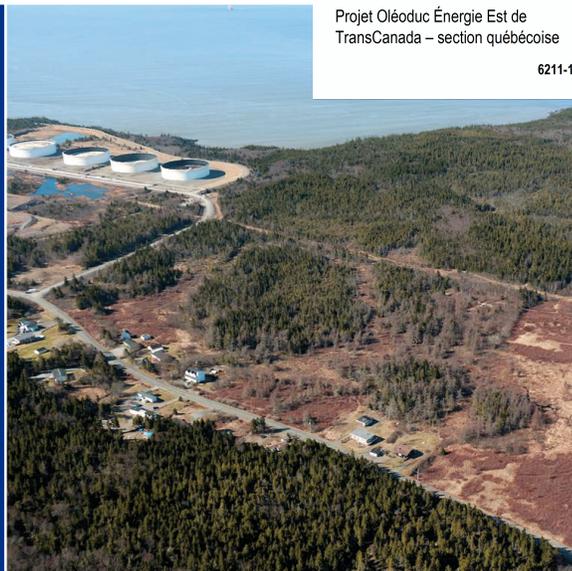
Décembre 2015

324

PR8.1.2

Projet Oléoduc Énergie Est de  
TransCanada – section québécoise

6211-18-018



Remis à:  
Le secrétaire  
Office national de l'énergie  
517, Dixième Avenue S.-O.  
Calgary (Alberta) T2R 0A8

## 1.0 MISE À JOUR DU PROJET

### 1.1 OBJECTIF

Le 30 octobre 2014, Oléoduc Énergie Est Ltée (« Énergie Est ») et TransCanada PipeLines Limited (« TransCanada ») ont présenté une demande à l'Office national de l'énergie (l'« Office » ou l'« ONÉ ») en vue d'obtenir des approbations (« Demande ») pour construire et exploiter le Projet Énergie Est (le « Projet »).

Dans sa Demande, Énergie Est a indiqué que des renseignements supplémentaires et mis à jour seraient transmis à l'Office, au besoin, tout au long du processus d'examen réglementaire. Le quatrième rapport supplémentaire a été déposé le 30 septembre 2015; il s'agit du cinquième rapport (le « Rapport supplémentaire n° 5 » ou « RS 5 »). Les quatre premiers rapports sont les suivants :

- Rapport supplémentaire n° 1 (« RS 1 »), déposé le 30 janvier 2015 (numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : A65640)
- Rapport supplémentaire n° 2 (« RS 2 »), déposé le 2 avril 2015 (numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : A69356)
- Rapport supplémentaire n° 3 (« RS 3 »), déposé le 30 juin 2015 (numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : A70979).
- Rapport supplémentaire n° 4 (« RS 4 »), déposé le 30 septembre 2015 (numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : A72884)

Les mises à jour et les rapports supplémentaires visent à aider l'Office dans son traitement de la Demande en lui transmettant les renseignements les plus à jour sur le Projet.

Afin de faciliter le processus de l'Office relativement à l'étendue des renseignements qu'elle a déposés et qu'elle continuera de déposer dans le cadre du Projet, Énergie Est a élaboré et mis en place des guides visant à faciliter l'examen de ses dépôts se rapportant à la Demande. Ces guides ont été et seront mis à jour dans chaque rapport supplémentaire trimestriel ultérieur afin de soutenir l'objectif permanent visant à faciliter l'examen des documents. Le présent rapport comprend :

- des présentations supplémentaires pour Énergie Est - Annexe 1-1, Rév. 5.
- le Guide sur les rapports de faisabilité des franchissements sans tranchée - Annexe 1-2, Rév. 1
- le Guide de l'évaluation environnementale et socioéconomique - Annexe 1-3, Rév. 2

## 1.2 CONTENU

Le présent rapport tient compte des quatre rapports supplémentaires déposés antérieurement, des réponses d'Énergie Est à cinq séries de demandes d'information de l'Office ainsi que d'une modification de la Demande accompagnée de documents connexes qui est déposée séparément mais en même temps que le présent rapport (la « Modification de la Demande » ou la « Modification »). Le présent rapport comporte également des renseignements supplémentaires visant à appuyer l'évaluation environnementale et socioéconomique (l'« ÉES ») qui a été déposée avec la Demande et qui a été mise à jour dans le cadre des dépôts des rapports supplémentaires.

Le rapport comprend le présent volume d'introduction en deux parties (Mise à jour relative au Projet et Errata)<sup>1</sup>, accompagné de cinq volumes d'annexes. Ces derniers sont présentés en plusieurs parties comme suit :

- Annexe Volume 1, Évaluation des risques relatifs au Projet
- Annexe Volume 2, Mises à jour techniques
- Annexe Volume 3, Mises à jour des activités d'engagement
- Annexe Volume 4, Mise à jour de l'évaluation environnementale et socio-économique (ÉES) et Cartes-tracé environnementales (CTE)
- Annexe Volume 5 – Cartes générales et détaillées du tracé

La structure de la présente section du Volume de la Mise à jour relative au Projet et Errata correspond en règle générale à la Demande et est organisée de la façon suivante :

- Demande Volume 1, Demande et aperçu du Projet
  - Mises à jour de la preuve relative aux avantages du Projet
- Demande Volume 3, Commercial
  - Financement
  - Stratégie relative aux garanties financières
  - Évaluation des risques relatifs au Projet
- Demande Volume 4, Conception du pipeline:
  - Tracé du pipeline, améliorations apportées au tracé et tableaux des sections de pipeline mis à jour
  - Franchissements de cours d'eau sans tranchée
  - Mise à jour de l'emplacement des vannes
  - Plan de gestion de la roche acide
- Demande Volume 5, Conception de la conversion :

---

<sup>1</sup> Les cartes des classes d'emplacement mises à jour sont présentées dans la deuxième partie du présent volume.

- Demande Volume 6, Conception des installations :
  - Optimisation de l'aménagement des stations de pompage
  - Mise à jour de la station de comptage de livraison de Lévis
- Demande Volume 7, Construction et exploitation:
  - Plan de gestion du dynamitage
- Demande Volume 9, Participation des collectivités
- Demande Volume 10, Engagement à l'égard des Autochtones:
  - Communautés et organisations
  - Programme sur les connaissances traditionnelles
  - Investissement et occasions d'affaires dans les communautés
  - Emploi et formation
  - Engagement permanent
- Demande Volume 11, Aperçu environnemental et socio-économique:
  - Consultation avec les agences environnementales
  - Présentations supplémentaires et addendas de l'ÉES

La Section 2 du Volume de la Mise à jour relative au Projet et Errata présente des tableaux de concordance expliquant les corrections et les mises à jour apportées à la Demande et à l'ÉES, de même que celles apportées aux rapports supplémentaires précédents. Des pages de remplacement sont fournies en Annexe 2-1.

### **1.3 DEMANDE VOLUME 1 — DEMANDE ET APERÇU DU PROJET**

#### **1.3.1 Mises à jour de la preuve relative aux avantages du Projet**

Dans la Section 3 de la Demande Volume 1 (Justification du Projet), Énergie Est a présenté des éléments de preuve d'experts indépendants tirés des rapports de Roland Priddle (Priddle), du Conference Board du Canada (CBdC) et de Concentric Energy Advisors (Concentric). Ces éléments de preuve relatifs aux avantages du Projet pour le Canada et les Canadiens complétaient les évaluations des effets économiques du Projet Énergie Est et du Projet du réseau principal de l'Est (PRPE) préparées par Nichols Applied Management/Stantec Consulting Ltd. (Nichols) et Golder Associates Ltd. (Golder), respectivement. L'évaluation de Nichols a été fournie dans l'ÉES,<sup>2</sup> tandis que l'évaluation de Golder a été jointe au rapport de Concentric.<sup>3</sup>

---

<sup>2</sup> Voir l'ÉES, *Évaluation des effets socioéconomiques, Section 3 : Emploi et économie* (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4E017).

<sup>3</sup> Pour consulter la pièce jointe B : *Projet du réseau principal de l'Est – Évaluation environnementale et socio-économique, Section 6 : Emploi et économie* (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8R4), voir l'Annexe Vol. 1-2 de la Demande Volume 1, Preuves directes de John J. Reed, octobre 2014.

Dans la Modification de la Demande, laquelle est déposée séparément mais en même temps que le présent rapport supplémentaire, Énergie Est présente des mises à jour des éléments de preuve de Priddle, du CBdC et de Concentric.<sup>4</sup> Une mise à jour partielle du rapport Golder sur les effets du PRPE sur l'emploi et l'économie a été annexée à la preuve de Concentric dans le dépôt de la Modification.

Afin de tenir compte d'une augmentation du coût en capital estimé du PRPE, Golder met à jour la modélisation économique du Modèle interprovincial d'entrées-sorties de Statistique Canada. Le dépôt de l'analyse économique mise à jour auprès de l'Office est actuellement prévu au premier trimestre de 2016 et une nouvelle pièce supplémentaire a été créée dans l'échéancier continu des dépôts supplémentaires d'Énergie Est (voir la pièce supplémentaire RS 6-8, Annexe 1-1, Rév. 5).

L'évaluation de Nichols a été mise à jour et est présentée à l'Annexe Volume 4, ÉES Volume 13, Partie A, du présent rapport.

## **1.4 DEMANDE VOLUME 3 – COMMERCIAL**

### **1.4.1 Financement**

Comme il est indiqué dans la Section 4.2 de la Demande Volume 3, le financement du Projet sera principalement assuré par TransCanada. TransCanada et sa société mère, TransCanada Corporation, sont toujours en bonne position pour financer le programme actuel d'immobilisations de TransCanada, dont fait partie le Projet.

La note d'évaluation de crédit « A- » de TransCanada et de TransCanada Corporation a été confirmée de nouveau en 2015 par Moody's Investor Service Inc. et Standard and Poor's, aux États-Unis, ainsi que par le Dominion Bond Rating Service Limited (DBRS), au Canada. Les rapports à ce sujet sont présentés comme suit :

- Annexe 1-4 – Rapport de Moody's Investor Service (8 juin 2015)
- Annexe 1-5 – Rapport de Standard & Poor's Ratings Services (8 septembre 2015)
- Annexe 1-6 – Rapport de DBRS Limited (5 juin 2015)

Le rapport annuel 2014 de TransCanada Corporation, lequel est joint à l'Annexe 1-7, peut être consulté à l'adresse <http://www.transcanada.com/financial-information.html> (en anglais seulement).

### **1.4.2 Stratégie relative aux garanties financières**

Dans la Section 4.3 de la Demande Volume 3, Énergie Est a indiqué qu'une stratégie relative aux garanties financières serait élaborée suite à la réalisation d'une estimation

---

<sup>4</sup> Pour consulter le rapport Golder mis à jour, lequel est annexé au rapport de Concentric mis à jour, reportez-vous à la Modification de la Demande d'Énergie Est Volume 1, Annexe Vol. 1-2. Les deux rapports sont datés de novembre 2015.

détaillée des coûts des pires scénarios crédibles de déversement à une installation du Projet. Cette estimation des coûts est incluse dans l'évaluation des risques présentée à l'Annexe Volume 1, Évaluation des risques relatifs au Projet, et servira aux fins des exigences relatives aux renseignements supplémentaires énoncées dans la lettre de l'Office datée du 27 juin 2014.<sup>5</sup>

Comme il est mentionné ci-après, l'évaluation des risques relatifs au Projet tient compte des dangers, des mesures d'atténuation intégrées dans la conception et l'exploitation des installations du Projet (y compris la planification et la préparation de l'intervention en cas d'urgence) ainsi que d'une estimation des quantités de pétrole pouvant être déversées et des coûts de nettoyage. Un résumé qui décrit comment Énergie Est prévoit fournir du financement de capacité afin de s'assurer qu'une intervention rapide et efficace puisse être mise en place dans l'éventualité peu probable que surviennent les incidents décrits dans l'évaluation des risques a également été fourni.

### 1.4.3 Évaluation des risques relatifs au Projet

Énergie Est a eu recours aux services d'experts indépendants afin qu'ils réalisent une caractérisation des risques liés à l'exploitation des installations du Projet et déterminent les responsabilités potentielles qui pourraient découler des scénarios envisagés dans le cadre de l'évaluation des risques. Cette preuve, présentée à l'Annexe Volume 1 : Évaluation des risques relatifs au Projet, comprend des caractérisations relatives aux pipelines et aux installations connexes (terminaux de réservoirs, stations de pompage et stations de livraison) ainsi qu'au terminal maritime Canaport d'Énergie Est. Plus précisément, cette preuve comprend :

- pour les pipelines et les installations connexes :
  - le document *Pipeline Risk Assessment* de Stantec Consulting Ltd. (Stantec), (Annexe Vol 1-1) (en anglais seulement)
  - le document *Pipeline Emergency Response Cost Estimate* de Triox Urgences Environnementales Inc. (Triox) (Annexe Vol 1-2) (en anglais seulement)
  - le document *Pipeline Remediation Cost Estimate* de Stantec Consulting Ltd. (Annexe Vol 1-3) (en anglais seulement)
- pour les terminaux de réservoirs, les stations de pompage et les stations de comptage de livraison :
  - le document *Tank Terminal Risk Assessment* de Marsh Risk Consultants Inc. (Annexe Vol 1-4) (en anglais seulement)
  - le document *Facilities Emergency Response Cost Estimate* de Triox (Annexe Vol 1-5) (en anglais seulement)

---

<sup>5</sup> Voir la pièce D : Garanties financières pour le Projet, paragraphe 1b) et 1c). (N° de dépôt auprès de l'ONÉ : A3Y6E3).

- le document *Facilities Remediation Cost Estimate* de Stantec (Annexe Vol 1-6) (en anglais seulement)
- pour le terminal maritime Canaport d'Énergie Est et le transport maritime dans la baie de Fundy :
  - le document *Marine Terminal and Marine Shipping Risk Assessment* de Det Norske Veritas (É.-U.) Inc. (Annexe Vol 1-7) (en anglais seulement)
  - le document *Marine Spill Emergency Response Cost Estimate* du Atlantic Environmental Response Team (ALERT) Inc. (Annexe Vol 1-8) (en anglais seulement)
  - le document *Marine Remediation Cost Estimate* de Stantec (Annexe Vol 1-9) (en anglais seulement)

Collectivement, ces preuves démontrent que les risques pour l'environnement et les communautés locales avoisinantes découlant du Projet peuvent être suffisamment et adéquatement atténués. Ces preuves démontrent également qu'Énergie Est dispose d'une capacité financière suffisante pour soutenir et compenser des tierces parties dans l'éventualité peu probable qu'un événement d'une ampleur équivalente à celle envisagée dans l'évaluation des risques survienne.

Énergie Est a étudié les preuves présentées ci-dessus et atteste que la majorité des mesures d'atténuation recommandées ont été prises en compte dans la conception préliminaire du Projet. Les autres mesures seront prises en compte dans la conception détaillée.

Pour de plus amples renseignements au sujet des conclusions des experts indépendants, reportez-vous à l'Annexe Volume 1 : Évaluation des risques relatifs au Projet, Sections 2 à 4.

## **1.5 DEMANDE VOLUME 4 — CONCEPTION DU PIPELINE**

À mesure que la planification technique et la planification des travaux de construction progressent, et en réponse aux commentaires tirés des activités permanentes d'engagement et de consultation, Énergie Est continue d'améliorer le tracé du pipeline initialement décrit dans la Demande.

La présente section du rapport présente une description de l'évolution du tracé du pipeline depuis le dépôt de la Demande initiale en octobre 2014.

### **1.5.1 Aperçu des améliorations apportées au tracé**

Dans la Demande, la description du tracé du pipeline d'Énergie Est avait été faite en date du mois de février 2014.

Dans le Rapport supplémentaire n° 1, Énergie Est a décrit les améliorations apportées au tracé jusqu'en septembre 2014 pour les tronçons de la canalisation principale de l'Est de l'Ontario, du Québec et du Nouveau-Brunswick, ainsi que pour les canalisations latérales de Cromer, de Montréal et de Lévis. Les mises à jour connexes à l'ÉES ont été fournies avec le présent rapport supplémentaire.

Dans le Rapport supplémentaire n° 3, Énergie Est a décrit les améliorations supplémentaires apportées au tracé jusqu'en décembre 2014 pour le tronçon du Québec, de la frontière Ontario/Québec jusqu'à la région de Lévis, ainsi que pour le tronçon du Nouveau-Brunswick. Les évaluations environnementales connexes à ces améliorations sont fournies dans le présent rapport supplémentaire (voir la Section 1.12 et l'Annexe Volume 4).

Dans la Modification de la Demande, Énergie Est décrit les composantes mises à jour du Projet qui ont été choisies afin de répondre aux exigences commerciales à la suite du retrait, de la portée du Projet, du terminal maritime qui devait être construit près de Cacouna, Québec. Ces composantes mises à jour du Projet ont eu une incidence sur le tracé initial du pipeline, de la région de Lévis à la frontière Québec/Nouveau-Brunswick. La Modification tient également compte des améliorations continues apportées le long du tracé choisi à l'est de Lévis. Les addendas et les mises à jour relatives à l'ÉES qui concernent les parties du tracé du pipeline qui ont fait l'objet d'un réalignement et les composantes du Projet touchées par le retrait du terminal maritime de Cacouna de la portée du Projet sont fournis dans le présent rapport (voir la Section 1.12 et l'Annexe Volume 4).

Dans le présent rapport, Énergie Est décrit le tracé du pipeline pour la quasi-totalité du Projet en tenant compte des améliorations apportées à celui-ci jusqu'en août 2015. Seuls quatre réalignements du tracé sur le tronçon du Nouveau-Brunswick, lesquels ont été confirmés en septembre 2015, ne sont pas décrits. Les mises à jour de l'ÉES relatives aux améliorations apportées au tracé jusqu'en août 2015 sont fournies dans le présent rapport (voir la Section 1.12 et l'Annexe Volume 4).

Comme il a été mentionné dans les rapports supplémentaires précédents et dans la Modification, le présent rapport comprend un ensemble mis à jour de cartes générales et détaillées du tracé du Projet (voir l'Annexe Volume 5).<sup>6</sup>

En ce qui concerne le pipeline du Projet, les cartes détaillées du tracé, présentées à l'échelle 1:50 000, comprennent :

- le tracé du pipeline, en date du mois d'août 2015, et le tracé des quatre réalignements du tronçon du Nouveau-Brunswick décrits ci-dessus, en date du mois de septembre 2015

---

<sup>6</sup> Voir l'Annexe 1-1, Rév. 3 pour consulter la pièce supplémentaire RS 5.1.

- les améliorations apportées au tracé du pipeline, selon ce qui a été présenté dans les rapports supplémentaires
- le tracé du pipeline détaillé dans la Modification de la Demande
- les noms et les longueurs de sections de pipeline qui tiennent compte de la relocalisation et du changement de nom des emplacements de stations de pompage, selon les explications fournies dans le Rapport supplémentaire n° 4 et dans la Modification de la Demande.

Pour de plus amples renseignements, reportez-vous à la Section 1.13 : Mise à jour des cartes générales et détaillées du tracé.

### 1.5.2 Sommaire des améliorations apportées au tracé

Le Tableau 1-1 (Rév. 2) constitue un sommaire du tracé du pipeline et des améliorations apportées au tracé des nouveaux tronçons de la canalisation principale qu'Énergie Est a présentées depuis le dépôt de la Demande en octobre 2014.

Les données du tableau sont fondées sur des mesures obtenues au moyen d'un quadrillage horizontal et comprennent les améliorations apportées au tracé dont la variation par rapport à l'axe longitudinal du tracé déposé le plus récent est de plus de 50 m. Le tableau ne comprend pas les améliorations apportées au tracé dont la variation par rapport à l'axe longitudinal est de moins de 50 m puisque celles-ci découlent habituellement d'un ajustement des courbes du pipeline ou d'un repositionnement de la canalisation plus près des limites administratives ou physiques, ou sont effectuées afin de respecter les zones de protection des cours d'eau.

Comme il est illustré au Tableau 1-1, la longueur totale de la canalisation principale d'Énergie Est comporte environ 62 km de moins que celle présentée dans la Demande, passant de 1 489 km à environ 1 427 km. En tenant compte des améliorations apportées au tracé des trois canalisations latérales (Cromer, Montréal et Lévis) et des pipelines du raccordement de Saint John, cette réduction devient plus importante, s'établissant à environ 77 km. Ces améliorations sont illustrées au Tableau 1-2.

**Tableau 1-1: Améliorations apportées au tracé des nouveaux tronçons de la canalisation principale d'Énergie Est (Rév. 2)**

Tronçon de la canalisation principale	Longueur du tronçon dans la Demande <sup>1</sup>	Améliorations apportées au tracé présentées dans le RS 5 (km)	Total des améliorations apportées au tracé qui ont été présentées	Longueur de tronçon déposée la plus récente (km) <sup>1</sup>	Longueur du tronçon après les améliorations apportées au tracé (km) <sup>1</sup>	Variation nette par rapport à la Demande (km)
Alberta	284,1	1	1	284,1 <sup>2</sup>	284,2	0,1
Est de l'Ontario	104,0	0	5	106,0 <sup>3</sup>	106,0	2,0

**Tableau 1-1: Améliorations apportées au tracé des nouveaux tronçons de la canalisation principale d'Énergie Est (Rév. 2 (cont'd))**

Tronçon de la canalisation principale	Longueur du tronçon dans la Demande <sup>1</sup>	Améliorations apportées au tracé présentées dans le RS 5 (km)	Total des améliorations apportées au tracé qui ont été présentées	Longueur de tronçon déposée la plus récente (km) <sup>1</sup>	Longueur du tronçon après les améliorations apportées au tracé (km) <sup>1</sup>	Variation nette par rapport à la Demande (km)
Québec	693,2	40	201	690,3 <sup>4</sup>	625,2 <sup>5</sup>	(68)
Nouveau-Brunswick	407,4	4	53	409,1 <sup>6</sup>	411,6	4,2
<b>Total</b>	<b>1488,7</b>	<b>45</b>	<b>260</b>	<b>s.o.</b>	<b>1 427,0</b>	<b>(62)</b>

Notes :

1. Les longueurs présentées dans ce tableau sont arrondies et ont été calculées au moyen de mesures obtenues par quadrillage horizontal.
2. Voir la Demande Volume 4A, Conception du pipeline (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8V1).
3. Les renseignements les plus à jour au sujet des améliorations apportées au tracé du tronçon de l'Est de l'Ontario ont été inclus dans le Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.3.1 : Tracé du pipeline (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4G9T2).
4. Les renseignements les plus à jour au sujet des améliorations apportées au tracé pour l'ensemble du tronçon du Québec ont été présentés dans le Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.3.1 : Tracé du pipeline (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4G9T2). Depuis, les mises à jour des améliorations apportées au tracé pour le tronçon du Québec entre la frontière Québec/Ontario et la région de Lévis ont été présentées dans les Rapports supplémentaires n°s 1 et 3, ainsi que dans la réponse d'Énergie Est à la demande d'information 3.1 de l'ONÉ. Pour consulter les renseignements relatifs au tronçon du Québec à l'ouest de Lévis, reportez-vous au Rapport supplémentaire n° 3, Section 1.3.1 : Sommaire des améliorations apportées au tracé (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4R0V4) et, pour consulter les renseignements relatifs au tronçon du Québec à l'est de Lévis, reportez-vous à la Modification de la Demande Volume 2, Section 2.1 : Mise à jour de la conception du pipeline.
5. Pour consulter les renseignements déposés les plus à jour au sujet du tronçon du Québec, reportez-vous à la Modification de la Demande, Volume 1, Section 3.5.1 : Tronçons de la canalisation principale.
6. Les renseignements les plus à jour au sujet des améliorations apportées au tracé du tronçon du Nouveau-Brunswick ont été fournis dans le Rapport supplémentaire n° 3, Section 1.3.1 : Sommaire des améliorations apportées au tracé (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4R0V4)

**Tableau 1-2 : Améliorations apportées au tracé des canalisations latérales et des pipelines de raccordement**

Canalisation latérale ou raccordement de terminal	Longueur dans la Demande (km)	Longueur déposée la plus récente (km)	Longueur actuelle (km)	Variation nette par rapport à la Demande (km)
Canalisation latérale de Cromer	60,0	57,9 <sup>2</sup>	57,8	(2,2)
Canalisation latérale de Montréal	17,2	16,3 <sup>2</sup>	16,1	(1,1)
Canalisation latérale de Lévis	10,1	7,3 <sup>2</sup>	7,6	(2,5)
Raccordement de Cacouna	3,0	—	—	(3,0)

**Tableau 1-2 : Améliorations apportées au tracé des canalisations latérales et des pipelines de raccordement (cont'd)**

Canalisation latérale ou raccordement de terminal	Longueur dans la Demande (km)	Longueur déposée la plus récente (km)	Longueur actuelle (km)	Variation nette par rapport à la Demande (km)
Raccordement de Saint John	8,1	5,3 <sup>3</sup>	5,3	(2,8)
<b>Total</b>	98,4	—	86,8	(11,6)
Notes :				
1. Le raccordement de Saint John comprend désormais deux oléoducs raccordant le terminal de réservoirs de Saint John au terminal maritime Canaport d'Énergie Est, deux pipelines de récupération des vapeurs raccordant le terminal maritime et une nouvelle zone d'équipement auxiliaire, ainsi qu'un pipeline raccordant le terminal de réservoirs au terminal Canaport d'Irving Oil. Les longueurs présentées sur cette ligne représentent les longueurs combinées des raccordements de terminal du Complexe Énergie Est. 2. Cette longueur est tirée du Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.3.1 : Tracé du pipeline (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4G9T2). Les longueurs ont été mises à jour dans ONÉ 3.1, mais aucun renseignement supplémentaire n'a été fourni au sujet des améliorations. 3. Cette longueur a été présentée dans la Modification de la Demande, Section 2.3 : Mise à jour du tronçon du Nouveau-Brunswick.				

### 1.5.3 Tableaux des sections de pipeline mis à jour

Comme il est expliqué dans la Modification de la Demande, la canalisation principale d'Énergie Est est désormais divisée en 73 sections de pipeline, contrairement aux 74 sections présentées dans la Demande. Ce changement a été apporté puisque la section de Cacouna n'est plus nécessaire et a été retirée de la portée du Projet.

De plus, environ 44 emplacements de stations de pompage ont fait l'objet de rajustements depuis le dépôt de la Demande afin de tenir compte :

- de l'analyse hydraulique
- du retrait de la station de pompage de Cacouna de la portée du Projet
- des visites des sites
- des commentaires des parties prenantes

Afin de refléter ces changements, des tableaux mis à jour pour les nouveaux tronçons de la canalisation principale d'Énergie Est sont fournis à l'Annexe 1-8 :

- Annexe Tableau 1-8A : Tableau des emplacements et des longueurs des sections de pipeline – Tronçon de l'Alberta (Rév. 1)
- Annexe Tableau 1-8B: Tableau des emplacements et des longueurs des sections de pipeline – Tronçon de l'Est de l'Ontario (Rév. 1)
- Annexe Tableau 1-8C: Tableau des emplacements et des longueurs des sections de pipeline – Tronçon du Québec (Rév. 1)

- Annexe Tableau 1-8D: Tableau des emplacements et des longueurs des sections de pipeline – Tronçon du Nouveau-Brunswick (Rév. 1)

Pour consulter un tableau mis à jour des coordonnées et des longueurs des canalisations latérales et des pipelines de raccordement, reportez-vous à l'Annexe Tableau 1-8E.

#### 1.5.4 Emprises parallèles et non parallèles

Tel qu'il est illustré au Tableau 1-3, le tracé des nouveaux tronçons de la canalisation principale suit parallèlement des perturbations linéaires existantes sur environ 748 km, soit environ 52 % de la longueur totale de la nouvelle emprise. Dans la mesure du possible, des zones déjà perturbées seront utilisées pendant la phase de construction.

Pour consulter un tableau détaillé des longueurs d'emprises parallèles et non parallèles par type de perturbation linéaire, reportez-vous à l'Annexe Tableau 1-8F.

Pour connaître l'emplacement des emprises parallèles et non parallèles, reportez-vous à :

- l'Annexe Figure 1-8A – Emprises parallèles et non parallèles le long du tracé de l'Alberta (Rév. 1)
- l'Annexe Figure 1-8B – Emprises parallèles et non parallèles le long du tracé de l'Est de l'Ontario (Rév. 1)
- l'Annexe Figure 1-8C – Emprises parallèles et non parallèles le long du tracé du Québec (Rév. 1)
- l'Annexe Figure 1-8D – Emprises parallèles et non parallèles le long du tracé du Québec (Rév. 1)
- l'Annexe Figure 1-8E – Emprises parallèles et non parallèles le long de la canalisation latérale de Cromer (Rév. 1)
- l'Annexe Figure 1-8F – Emprises parallèles et non parallèles le long des canalisations latérales de Montréal et de Lévis (Rév. 1)

**Tableau 1-3 : Sommaire des longueurs parallèles approximatives (Rév. 1)**

Nom	Emprise parallèle initiale (km) <sup>1</sup>	Emprise parallèle actuelle (km) <sup>1</sup>	Emprise totale initiale (km) <sup>1,2</sup>	Emprise totale actuelle (km) <sup>1</sup>	Emprise parallèle initiale (%) <sup>3</sup>	Emprise parallèle actuelle (%) <sup>2</sup>
Tronçon de l'Alberta	234	233	284	284	82	82
Tronçon de l'Est de l'Ontario	81	94	104	106	78	89
Tronçon du Québec	386	329	693	625	56	53

**Tableau 1-3 : Sommaire des longueurs parallèles approximatives (Rév. 1) (cont'd)**

Nom	Emprise parallèle initiale (km) <sup>1</sup>	Emprise parallèle actuelle (km) <sup>1</sup>	Emprise totale initiale (km) <sup>1,2</sup>	Emprise totale actuelle (km) <sup>1</sup>	Emprise parallèle initiale (%) <sup>3</sup>	Emprise parallèle actuelle (%) <sup>2</sup>
Tronçon du Nouveau-Brunswick	110	92	407	412	27	22
<b>Total</b>	811	735	1 488	1 427	85	52
Note : 1. Les chiffres présentés dans cette colonne sont arrondis et ont été calculés en fonction de mesures obtenues à partir d'un quadrillage horizontal. 2. Les chiffres présentés dans cette colonne ne tiennent pas compte des mises à jour des améliorations apportées au tracé relatives aux tronçons de conversion, ni de celles relatives aux tronçons de l'Est de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick, puisque ces mises à jour n'étaient pas été accompagnées d'un nouveau calcul des longueurs parallèles. 3. Les pourcentages dans cette colonne sont arrondis.						

### 1.5.5 Mise à jour des classes d'emplacement

Dans la Demande Volume 4A, Énergie Est a fourni une évaluation des classes d'emplacement pour chaque tronçon, canalisation latérale et pipeline de raccordement de la canalisation principale d'Énergie Est. Comme de tels renseignements sont habituellement utilisés dans la conception de gazoducs, ils ont été fournis à titre informatif et en raison du recours aux classes d'emplacement dans le cadre de la planification de l'intervention en cas d'urgence pour le Projet.<sup>7</sup>

Énergie Est a étudié les évaluations des classes d'emplacement qui ont été fournies dans la Demande.<sup>8</sup> Cette étude a été réalisée afin de tenir compte des réalignements du tracé du pipeline et des améliorations apportées au pipeline qui ont été présentés dans les rapports supplémentaires et dans la Demande. Les tableaux des classes d'emplacement révisés figurent à l'Annexe 1-8 et sont présentés comme suit :

- Annexe Tableau 1-8G : Mise à jour des modifications apportées aux classes d'emplacement en fonction de la densité de population – tronçon du Québec (Rév. 1)
- Annexe Tableau 1-8H – Mise à jour des modifications apportées aux classes d'emplacement en fonction de la densité de population – tronçon du Nouveau-Brunswick (Rév. 1)

<sup>7</sup> Reportez-vous à la Demande Volume 4A, Conception du pipeline, Section 3.1.2.1 (tronçon de l'Alberta), Section 3.2.2.1 (tronçon de l'Est de l'Ontario), Section 3.3.2.1 (tronçon du Québec), Section 3.4.2.1 (tronçon du Nouveau-Brunswick), Section 3.5.2.1 (canalisation latérale de Cromer), Section 3.6.2.1 (canalisation latérale de Montréal), Section 3.7.2.1 (canalisation latérale de Lévis) et Section 3.9.2.1 (raccordement de Saint John). Voir les n<sup>os</sup> de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8V1, A4D8W7, A4D8X2 et A4D8X3.

<sup>8</sup> Les seules exceptions sont la canalisation latérale de Cacouna et les pipelines du raccordement de Saint John. La canalisation latérale de Cacouna a été retirée de la portée du Projet et le raccordement de Saint John, bien qu'il ait été reconfiguré, est toujours situé dans une classe d'emplacement 2 à l'intérieur du Complexe Énergie Est.

- Annexe Tableau 1-8I – Mise à jour des modifications apportées aux classes d’emplacement en fonction de la densité de population – canalisation latérale de Montréal (Rév. 1)
- Annexe Tableau 1-8J – Mise à jour des modifications apportées aux classes d’emplacement en fonction de la densité de population – canalisation latérale de Lévis (Rév. 1)

Les cartes des classes d’emplacement révisées sont fournies dans un compendium du présent Volume de la Mise à jour du Projet et Errata intitulé : Cartes des classes d’emplacement (voir Annexe Carte 1-8A à Annexe Carte 1-8V). Ce compendium comprend :

- 12 cartes pour le tronçon du Québec, de la frontière Ontario/Québec à la station de pompage de Lévis (tronçon du Québec à l’ouest de Lévis)
- trois cartes pour la canalisation latérale de Montréal
- une carte pour la canalisation latérale de Lévis
- 8 cartes pour le tronçon du Nouveau-Brunswick

Comme il a été indiqué dans la Modification de la Demande, la totalité du tracé du pipeline du tronçon du Québec, à l’est de Lévis jusqu’à la frontière Québec/Nouveau-Brunswick, est située dans une classe d’emplacement 1 en raison de la densité de population.<sup>9</sup>

Aucun changement, de classe 1 à classe 2, n’a été répertorié pour la canalisation latérale de Cromer.

#### 1.5.6 Franchissements de cours d’eau sans tranchée

Des rapports de faisabilité préliminaires et de suivi relatifs au forage directionnel horizontal (FDH) ont été déposés et continueront d’être déposés pour le Projet. Ces rapports sont résumés dans le *Guide sur les rapports de faisabilité des franchissements sans tranchée* présenté à l’Annexe 1-2.

Dans le Rapport supplémentaire n° 4, Énergie Est a mentionné qu’un rapport de faisabilité FDH révisé,<sup>10</sup> sept rapports préliminaires ou de suivi,<sup>11</sup> et huit dessins de

<sup>9</sup> Voir la Modification de la Demande, Volume 2 : Conception, construction et exploitation (Section 2.2.1).

<sup>10</sup> Voir l’Annexe 1-2 du Volume de la Mise à jour et Errata, Rapport supplémentaire n° 4 (n° de dépôt auprès de l’ONÉ : A4T7T4). Le rapport révisé concerne le franchissement de la rivière Etchemin.

<sup>11</sup> Même référence que celle mentionnée ci-dessus. Les sept rapports de faisabilité visent les franchissements de la rivière Etchemin et de la rivière Bras Saint-Nicolas du tronçon du Québec, les franchissements de Grande Rivière, Cains River, Salmon River (Sud) et Hammond River du tronçon du Nouveau-Brunswick ainsi que le franchissement de la rivière Etchemin de la canalisation latérale de Lévis.

franchisements de rechange seraient fournis dans le Rapport supplémentaire n° 5.<sup>12</sup> Quatre des huit dessins sont annexés à un rapport de faisabilité préliminaire; les quatre autres sont fournis séparément et concernent quatre rapports déjà déposés. Pour de plus amples renseignements, reportez-vous au *Guide sur les rapports de faisabilité des franchisements sans tranchée* (Annexe 1-2) ainsi qu'aux Sections 1.5.6 à 1.5.8.

### 1.5.7 Tronçon du Québec

Dans la Section 1.3.4 du Rapport supplémentaire n° 4, Énergie Est a indiqué que des rapports de faisabilité de suivi relatifs à deux franchisements sans tranchée au sud du fleuve Saint-Laurent devaient être déposés dans le cadre du Rapport supplémentaire n° 5. Ces rapports sont fournis à l'Annexe 2 : Mises à jour techniques, conformément aux renseignements présentés dans le Tableau 1-4.

**Tableau 1-4 : Rapports de suivi relatifs aux franchisements de cours d'eau sans tranchée — Tronçon du Québec**

Franchissement	Conclusion préliminaire dans la Demande	Méthode de franchissement dans la Demande	Méthode de franchissement révisée (RS 5)	Conclusion préliminaire mise à jour	Numéro de l'annexe de la Demande	Numéro de l'annexe du Rapport supplémentaire
Rivière Etchemin <sup>1</sup>	Réalisable	Sans tranchée	Avec tranchée	Non réalisable	Vol 4-48	Vol 2-1
Rivière Bras Saint-Nicolas <sup>2</sup>	Réalisable	Sans tranchée	Sans tranchée	Réalisable	Vol 4-50	Vol 2-2

Notes :

- En ce qui concerne la rivière Etchemin, Énergie Est a mentionné qu'un rapport de faisabilité révisé relatif à un emplacement de franchissement de rechange serait fourni avec le Rapport supplémentaire n° 5 (voir le Rapport supplémentaire n° 4, Annexe 1-2 : Guide sur les rapports de faisabilité des franchisements sans tranchée).
- Reportez-vous à la Section 1.3.4 : Tronçon du Québec, Tableau 1-2 (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4T7T4).

### Franchisements de la Rivière-du-Nord et de la rivière des Outaouais

Dans la Section 1.3.4 du Rapport supplémentaire n° 4, Énergie Est a indiqué qu'un rapport de faisabilité relatif aux méthodes de rechange pour le franchissement de la Rivière-du-Nord serait fourni dans le présent dépôt. Le rapport démontre qu'un franchissement sans tranchée n'est pas réalisable à l'emplacement évalué (voir l'Annexe Vol 2-3). Cette conclusion était appuyée par des données sismiques supplémentaires et des visites du site effectuées au troisième trimestre de 2015.

Pour ce qui est de la rivière des Outaouais, Énergie Est a déjà indiqué qu'un rapport de faisabilité relatif aux méthodes de rechange potentielles aux franchisements sans

<sup>12</sup> Même référence que celle mentionnée ci-dessus. Les huit dessins de franchissements d'urgence visent les franchissements de la Salmon River (Nord), la Tobique River, Coal Creek, la Kennebecasis River, la Southwest Miramichi River (bras sud), la Cains River, la Salmon River (Sud) et la Hammond River du tronçon du Nouveau-Brunswick.

tranchée devrait être déposée dans le cadre du Rapport supplémentaire n° 6. Énergie Est continue de travailler avec les autorités locales afin de traiter les enjeux et les préoccupations connexes au Projet et présentera une mise à jour à l'Office dans le cadre du Rapport supplémentaire n° 7 (voir la pièce supplémentaire mise à jour RS 3-11 B, Annexe 1-1, Rév. 5).

### 1.5.8 Tronçon du Nouveau-Brunswick

Dans la Section 1.3.5 du Rapport supplémentaire n° 4, Énergie Est a indiqué que des rapports de faisabilité relatifs à quatre franchissements de cours d'eau seraient inclus dans le présent dépôt. Des études géotechniques sur le terrain ont depuis été réalisées et Énergie Est a jugé qu'une méthode de franchissement sans tranchée pour la Grande Rivière, la Cains River, la Salmon River (Sud) et la Hammon River était réalisable. Les conclusions en matière de faisabilité sont résumées dans le Tableau 1-5; les rapports sont fournis à l'Annexe Volume 2 : Mises à jour techniques.

**Tableau 1-5 : Rapports de faisabilité de suivi relatifs aux franchissements de cours d'eau sans tranchée — Tronçon du Nouveau-Brunswick**

Franchissement	Conclusion préliminaire dans la Demande	Méthode de franchissement dans la Demande	Méthode de franchissement révisée (RS 5)	Conclusion préliminaire mise à jour	Numéro de l'annexe de la Demande	Numéro de l'annexe du Rapport supplémentaire
Grande Rivière <sup>1</sup>	—	Avec tranchée	Sans tranchée	Réalisable	—	Vol 2-4
Cains River <sup>1</sup>	—	Avec tranchée	Sans tranchée	Réalisable	—	Vol 2-5
Salmon River (Sud) <sup>1</sup>	—	Avec tranchée	Sans tranchée	Réalisable	—	Vol 2-6
Hammond River <sup>1</sup>	—	Avec tranchée	Sans tranchée	Réalisable	—	Vol 2-7

Note:  
1. Les rapports de faisabilité FDH dont il est question dans le présent tableau comprennent des dessins de franchissements de recharge.

En plus des quatre franchissements répertoriés dans le Tableau 1-5, Énergie Est s'est engagée, dans l'Annexe 1-2 du Rapport supplémentaire n° 4, à présenter des dessins de franchissements de recharge pour quatre autres franchissements sans tranchée du tronçon du Nouveau-Brunswick. Ces franchissements sont énumérés dans le Tableau 1-6.

**Tableau 1-6 : Dessins des franchissements d'urgence supplémentaires — Tronçon du Nouveau-Brunswick**

Franchissement	Conclusion du rapport de faisabilité FDH préliminaire	N° du rapport supplémentaire initial	Rapport de faisabilité préliminaire (n° de l'Annexe)	N° de rapport supplémentaire de suivi	Dessin du franchissement de recharge (n° de l'Annexe)
Salmon River (Nord)	Réalisable	RS 2	Vol 1A-1	RS 5	Vol 2-8

**Tableau 1-6 : Dessins des franchissements d'urgence supplémentaires — Tronçon du Nouveau-Brunswick (cont'd)**

Franchissement	Conclusion du rapport de faisabilité FDH préliminaire	N° du rapport supplémentaire initial	Rapport de faisabilité préliminaire (n° de l'Annexe)	N° de rapport supplémentaire de suivi	Dessin du franchissement de rechange (n° de l'Annexe)
Tobique River	Réalisable	RS 2	Vol 1A-2	RS 5	Vol 2-9
Coal Creek	Réalisable	RS 2	Vol 1A-3	RS 5	Vol 2-10
Kennebecasis	Réalisable	RS 2	Vol 1A-4	RS 5	Vol 2-11

### Rivière Iroquois et Petite Rivière Iroquois

Dans le Rapport supplémentaire n° 4, Énergie Est a souligné que les franchissements sans tranchée de la rivière Iroquois et de la Petite rivière Iroquois étaient jugés réalisables et que des études relatives aux franchissements de rechange étaient en cours. Ces franchissements sont situés dans le bassin versant protégé de la rivière Iroquois et continuent de faire l'objet de discussions avec des parties prenantes de la région et le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick (voir la Section 1.12.1 : Consultation avec les agences environnementales).

### Réalignements du tracé du pipeline

Afin d'améliorer la conception des franchissements, des modifications ont été apportées au tracé du pipeline des franchissements de cours d'eau de la Grande Rivière, de Salmon Creek, de la Salmon River (sud) et de Long Creek au Nouveau-Brunswick. Les CTS mises à jour de ces quatre réalignements du tracé comprendront des renseignements de base mis à jour et des mesures d'atténuation connexes. Les CTS mises à jour doivent être déposées avec le Rapport supplémentaire n° 7 (voir la pièce supplémentaire RS 7-3, Annexe 1-1, Rév. 5).

#### 1.5.9 Canalisation latérale de Lévis

Dans la Demande, Énergie Est a déposé un rapport de faisabilité relatif à un franchissement sans tranchée de la rivière Etchemin sur la canalisation latérale de Lévis. Énergie Est a visité le site au troisième trimestre de 2015 et a jugé, pour des motifs de constructibilité, qu'un franchissement sans tranchée n'était pas réalisable à cet endroit (voir le Tableau 1-7).

**Tableau 1-7: Rapports de faisabilité tenant compte des études géotechniques sur le terrain —  
Canalisation latérale de Lévis**

Franchissement	Conclusion préliminaire dans la Demande	Méthode de franchissement dans la Demande	Méthode de franchissement révisée	Conclusion préliminaire mise à jour	Numéro de l'annexe de la Demande	Numéro de l'annexe du Rapport supplémentaire
Rivière Etchemin	Non réalisable	Sans tranchée	Avec tranchée	Non réalisable	Vol 4-82	Vol 2-12

### 1.5.10 Mise à jour des emplacements de vannes

Pour faire suite à ce qui avait été entrepris dans la Section 1.3.8 du Rapport supplémentaire n° 4, une évaluation technique conforme à la Clause 4.4.4 de la norme CSA Z662-15 figure dans le présent rapport (voir l'Annexe Vol 2-13 de l'Annexe Volume 2 : Mises à jour techniques)

L'évaluation technique décrit le processus itératif de sélection des emplacements de vannes qu'Énergie Est a mis au point et utilise afin de déterminer le nombre de vannes de sectionnement, ou vannes « d'arrêt », nécessaires sur les pipelines du Projet, de même que la distance qu'il doit y avoir entre chacune d'entre elles. Ce processus en neuf étapes requiert la participation d'une équipe multidisciplinaire composée de spécialistes en ingénierie, en environnement ainsi qu'en intervention en cas d'urgence. Son objectif est de réduire les risques potentiels pour le public et l'environnement.

On retrouve, en annexe à l'évaluation technique, une liste d'environ 120 franchissements de cours d'eau et un tableau mis à jour des emplacements de vannes provisoires (voir les pièces jointes 1 et 2 de l'évaluation technique, respectivement). La liste de franchissements de cours d'eau de la pièce jointe 1 de l'évaluation technique est l'outil de base dont se sert Énergie Est afin de respecter les exigences de la Clause 4.4.4 de la norme CSA Z662-15.

On retrouve, également annexés à l'évaluation technique, les résultats de la modélisation de l'analyse des débits sortants pour environ 70 sections de pipeline entre les stations de pompage de Hardisty, Alberta et de Saint John, Nouveau-Brunswick (voir la pièce jointe 3 de l'évaluation technique).

La pièce jointe 1 de l'évaluation technique répertorie 315 emplacements jugés appropriés pour l'installation de vannes d'arrêt intermédiaires. Il s'agit de 26 emplacements de plus que le nombre d'emplacements initialement répertoriés dans la Demande, cette augmentation résultant :

- de l'utilisation de données altimétriques de résolution plus élevée (c.-à.-d., le LiDAR)

- des améliorations et des réalignements du tracé du pipeline, tels qu'ils sont illustrés dans le présent rapport
- d'une évaluation exhaustive d'environ 2 820 cours d'eau effectuée au moyen du processus de sélection des emplacements de vannes décrit dans l'évaluation technique
- d'une réduction globale d'environ 70 km de la longueur de la canalisation principale d'Énergie Est

Pendant la phase de conception détaillée, Énergie Est prévoit continuer d'avoir recours à son processus de sélection des emplacements de vannes décrit dans l'évaluation technique afin de tenir compte :

- des activités d'engagement menées auprès des parties prenantes
- des améliorations et des modifications supplémentaires apportées au tracé
- des nouveaux ajustements relatifs aux emplacements des stations de pompage
- de l'inspection sur le terrain de chaque emplacement de vannes potentiel
- des conséquences relatives à la disponibilité des terrains

Énergie Est prévoit que des révisions et des améliorations seront apportées aux emplacements de vannes qui figurent à la pièce jointe 2 à mesure que des données supplémentaires seront recueillies et évaluées et au fil de l'avancement de la conception technique pendant la phase de conception détaillée

#### **1.5.11 Gestion du drainage de la roche acide**

Tel qu'il est décrit dans les Rapports supplémentaires n° 3 et n° 4, Énergie Est élabore un plan pour la gestion des formations rocheuses acides éventuelles à certains endroits le long du tracé du pipeline au Québec (y compris le réalignement de Saint-Onésime/Picard) et au Nouveau-Brunswick.

Le présent rapport comprend des plans d'atténuation préliminaires du drainage de la roche acide qui ont été élaborés par Golder. Ces plans se trouvent à l'Annexe Vol 2-14, pour les tronçons d'origine du Québec et du Nouveau-Brunswick, ainsi qu'à l'Annexe Vol 2-15 pour le réalignement de Saint-Onésime/Picard.

Des analyses documentaires comportant une évaluation préliminaire de la géologie de surface et des profondeurs de l'assise rocheuse le long du nouveau tracé du pipeline en Ontario, au Québec (y compris le réalignement de Saint-Onésime/Picard) et au Nouveau-Brunswick ont également été réalisées. Les résultats de ces analyses peuvent être consultés à l'Annexe Vol 2-16 : Cartographie des terrains. Les analyses documentaires ont répertorié plusieurs formations de l'assise rocheuse présentant un potentiel faible, modéré ou élevé de drainage rocheux acide. Les analyses documentaires fournissent des renseignements supplémentaires qui complètent le rapport de données techniques relatif au drainage de la roche acide déposé avec les

mises à jour de l'ÉES dans le présent rapport supplémentaire (voir l'Annexe Volume 4E, ÉES Volume 13, Partie B).

Afin de vérifier les conclusions de l'analyse documentaire, Énergie Est a entrepris une évaluation préalable de suivi en 2014 et un programme sur le terrain en 2015. En raison de la probabilité élevée de rencontrer de l'assise rocheuse peu profonde et des matières sulfurées sur de grandes parties du tracé au Nouveau-Brunswick, l'évaluation et le programme sur le terrain ont uniquement été réalisés dans cette province. Le programme sur le terrain permet de confirmer la profondeur de l'assise rocheuse et la possibilité de rencontrer de la roche potentiellement acide à divers emplacements le long du tracé du pipeline. Les résultats de l'évaluation préalable et du programme sur le terrain se trouvent à l'Annexe Vol 2-17 : Études géotechniques relatives à la roche et à la roche acide.

Dans le cadre du programme sur le terrain de 2015, un levé géotechnique a été réalisé au moyen d'un géoradar et a permis de confirmer la profondeur de l'assise rocheuse le long de certains tronçons du tracé du pipeline où il était très probable de rencontrer de l'assise rocheuse peu profonde. Le programme géotechnique comprenait également du forage de faible profondeur et de l'échantillonnage des affleurements. Les échantillons obtenus dans le cadre du programme ont été testés afin de déceler la présence d'assise rocheuse potentiellement acide et tous les échantillons se sont révélés non générateurs d'acide. Les résultats des tests du potentiel acidogène de l'assise rocheuse peuvent également être consultés à l'Annexe Vol 2-17.

Énergie Est tiendra compte des recommandations de Golder dans ses plans d'atténuation préliminaires relatifs à la roche acide qui seront élaborés pendant la phase de conception détaillée et la phase de planification des travaux de construction (voir les Annexes Vol 2-14 et Vol 2-15).

## **1.6 DEMANDE VOLUME 5 — CONCEPTION DE LA CONVERSION**

### **1.6.1 Mise à jour des tronçons et des sections de conversion**

Dans la Demande Volume 5, Énergie Est a présenté des coordonnées et des longueurs préliminaires relatives aux tronçons et aux sections de conversion.<sup>13</sup> Par la suite, comme il est expliqué dans la Section 1.5.3, le nombre de réaligements du tracé nécessaires afin de contourner les installations de TransCanada<sup>14</sup> a été réduit, tout comme le nombre d'ajustements apportés aux emplacements des stations de pompage le long de la canalisation principale d'Énergie Est.

<sup>13</sup> Voir le Tableau 1-1 de la Demande Volume 5 (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8X6).

<sup>14</sup> Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4K3C7.

Afin de tenir compte de ces changements, on retrouve à l'Annexe 1-8 les coordonnées géographiques et longueurs mises à jour des tronçons et des sections de conversion de la canalisation principale d'Énergie Est, lesquelles sont présentées comme suit :

- Annexe Tableau 1-8K : Tableau des emplacements et des longueurs des sections de conversion - Tronçon des Prairies (Rév.1)
- Annexe Tableau 1-8L : Tableau des emplacements et des longueurs des sections de conversion - Tronçon de l'Ouest de l'Ontario (Rév.1)
- Annexe Tableau 1-8M : Tableau des emplacements et des longueurs des sections de conversion - Tronçon du Nord de l'Ontario (Rév.1)
- Annexe Tableau 1-8N : Tableau des emplacements et des longueurs des sections de conversion - Raccourci de North Bay (Rév.1)

Pour de plus amples renseignements, reportez-vous également à la Section 1.13 : Mise à jour des cartes générales et cartes-tracés détaillées.

#### **1.6.2 Évaluation technique de la ligne des Prairies**

En réponse à une demande de renseignements récente de l'Office, Énergie Est s'est engagée à fournir un résumé des résultats finaux de l'évaluation technique qui soutiennent sa décision relative à l'acceptabilité des défauts identifiés le long de la ligne des Prairies (section MLV 17-25-4), conformément aux exigences mises à jour de la norme CSA Z662-15. Ce résumé doit être déposé d'ici la fin du deuxième trimestre de 2016 (voir la nouvelle pièce supplémentaire RS 7-7, Annexe 1-1, Rév. 5).<sup>15</sup>

Pour de plus amples renseignements relatifs à cet engagement, reportez-vous à ONÉ 5.16.<sup>16</sup>

### **1.7 DEMANDE VOLUME 6 — CONCEPTION DES INSTALLATIONS**

Dans le Rapport supplémentaire n° 4, Énergie Est a indiqué qu'elle présenterait, dans le Rapport supplémentaire n° 5, des détails supplémentaires au sujet de son initiative d'optimisation de l'aménagement des installations (voir la pièce RS 2-5B de l'Annexe 1-1, Rév. 5). Par conséquent, le présent rapport fournit des renseignements mis à jour concernant les améliorations suivantes apportées à la conception :

- de l'aménagement type des stations de pompage de la canalisation principale
- de l'aménagement type des génératrices des stations de pompage

---

<sup>15</sup> Voir la nouvelle pièce supplémentaire RS 7-7, Annexe 1-1, Rév. 5.

<sup>16</sup> Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4V8G6.

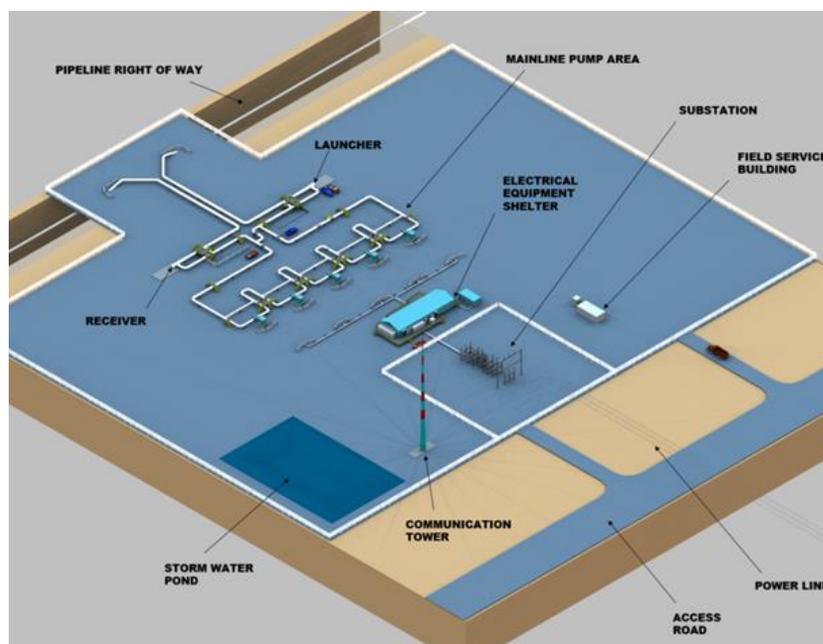
- de l'emplacement de la station de comptage de livraison de Lévis

Comme il a été souligné dans les réponses d'Énergie Est aux demandes de renseignements ONÉ 5.3 et ONÉ 5.6,<sup>17</sup> Énergie Est déposera des renseignements supplémentaires au sujet de l'infrastructure électrique et du système de contrôle, du système de télésurveillance et d'acquisition de données (SCADA), de l'instrumentation ainsi que de la communication pour les terminaux du Projet.

Ces renseignements supplémentaires, lesquels comprendront des schémas unifilaires préliminaires et des schémas fonctionnels préliminaires relatifs au SCADA, à la détection des fuites et au système de contrôle, seront déposés dans le cadre du Rapport supplémentaire n° 7 (voir les nouvelles pièces supplémentaires RS 7-4 et RS 7-5 de l'Annexe 1-1, Rév. 5).

### 1.7.1 Aménagement type des stations de pompage de la canalisation principale

Dans les sections 2 et 3 de la Demande Volume 6A, Énergie Est a décrit la conception type des stations de pompage de la canalisation principale pour le Projet. Depuis, l'aménagement a été optimisé afin de rendre les travaux de construction plus sécuritaires et d'améliorer l'accès aux stations pour les activités d'exploitation et d'entretien futures. La Figure 1-1 illustre un aménagement mis à jour d'une station de pompage type de la canalisation principale.



**Figure 1-1 : Mise à jour de la configuration type d'une station de pompage de la canalisation principale dotée d'installations d'insertion et de retrait de racleurs**

<sup>17</sup> Voir la réponse à la demande de renseignements n° 5 de l'ONÉ (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4V8G6).

L'aménagement des conduites de grand diamètre a été optimisé en déplaçant en surface la conduite souterraine reliant le collecteur de pompe et le raccordement à la canalisation principale. Ainsi, toutes les conduites pourront faire l'objet d'inspections visuelles pendant la phase d'exploitation. La décision de déplacer les installations d'insertion et de retrait de racleurs a été prise pour faciliter l'exploitation et améliorera l'accès lors des activités d'entretien.

L'abri du dispositif d'entraînement à fréquence variable et l'abri d'équipement électrique ont été regroupés en un seul abri qui conserve le nom d'abri d'équipement électrique. L'équipement d'alimentation électrique, le dispositif d'entraînement à fréquence variable et l'équipement auxiliaire connexe se trouveront à l'intérieur de cet abri. Ultiment, le regroupement des deux abris devrait améliorer l'accès à l'équipement électrique lors des activités d'entretien et réduire le temps nécessaire pour les travaux de construction sur le terrain.

L'infrastructure électrique, y compris la sous-station, l'abri d'équipement électrique et le chemin de câble principal, a été déplacée du côté du moteur des pompes.

Le Tableau 1-8 présente une liste mise à jour des bâtiments d'une station de pompage type de la canalisation principale.

**Tableau 1-8 : Station de pompage type de la canalisation principale — Liste préliminaire des bâtiments mise à jour**

Bâtiment	Utilisation	Taille approximative <sup>1</sup> (m)	Quantité
Bâtiment de services	Entreposage, salle de contrôle et toilette	10 x 4	1
Armoire de stockage des déchets	Aire de stockage fermée pour les barils à déchets	2 x 2	1
Abri pour l'équipement électrique <sup>2</sup>	Équipement d'alimentation électrique et équipement EFV	29 x 9	1
Enceinte de la génératrice d'urgence	Génératrice d'urgence	8 x 4	1

Notes :

1. La taille des bâtiments sera confirmée pendant la conception détaillée.
2. Deux abris d'équipement électrique regroupés seront installés aux stations de pompage d'amorçage, soit à Hardisty et à Moosomin.

Le Tableau 1-9 présente une liste de plans de masse mis à jour pour une station de pompage type de la canalisation principale dotée de six pompes et une station de pompage type dotée de cinq pompes.

**Tableau 1-9 : Liste de dessins préliminaires mis à jour - Station de pompage de la canalisation principale**

Titre du dessin	Type de dessin	Numéro du dessin	Numéro de l'Annexe dans la Demande	Numéro de l'Annexe dans le Rapport supplémentaire
Une station de pompage à 5 pompes dotée d'une installation d'insertion et de retrait de racleurs	Plan de masse	4931-01-00-03-101	Vol 6-75	Vol 2-18
Une station de pompage à 5 pompes avec 3 ensembles de vannes	Plan de masse	4931-01-00-03-102	Vol 6-76	Vol 2-19
Une station de pompage à 6 pompes dotée d'une installation d'insertion et de retrait de racleurs	Plan de masse	4931-01-00-03-110	Vol 6-77	Vol 2-20
Une station de pompage à 6 pompes avec 3 ensembles de vannes	Plan de masse	4931-01-00-03-111	Vol 6-78	Vol 2-21

### 1.7.2 Aménagement d'une station de pompage type équipée d'une génératrice à turbine à gaz

Dans les Sections 2 et 3 de la Demande Volume 6A, Énergie Est a présenté une description des stations de pompage types de la canalisation principale équipées d'une génératrice. Depuis, l'aménagement a été optimisé en isolant l'infrastructure de la génératrice à turbine à gaz et en la plaçant à proximité des installations des stations de pompage. Une telle configuration fait en sorte que l'accès au site aux fins de l'exploitation et de l'entretien est contrôlé et séparé. Le bâtiment de la génératrice à turbine à gaz a été retiré. Les génératrices à turbine à gaz seront installées à l'intérieur d'enceintes situées à proximité d'un abri d'entretien. Un abri mécanique a été ajouté.

Le Tableau 1-10 présente une liste préliminaire mise à jour des bâtiments et des abris des sites des génératrices à turbine à gaz.

**Tableau 1-10 : Site d'une génératrice à turbine à gaz — Liste préliminaire mise à jour des bâtiments**

Bâtiment	Usage	Taille approximative <sup>1</sup> (m)	Quantité <sup>1</sup>
Abri d'entretien de la turbine à gaz	Abri servant à l'entretien des turbines et à l'entreposage de l'équipement auxiliaire, notamment le système de conditionnement du gaz et le système d'huile de graissage	20 x 17	1
Enceinte de la génératrice à turbines à gaz	Abrite la génératrice à turbine à gaz	25 x 9	2

**Tableau 1-10 : Site d'une génératrice à turbine à gaz — Liste préliminaire mise à jour des bâtiments (cont'd)**

Bâtiment	Usage	Taille approximative <sup>1</sup> (m)	Quantité <sup>1</sup>
Abri d'équipement électrique	Abrite l'équipement électrique associé à la génératrice à turbine à gaz	24 x 9	1
Abri mécanique	Abrite l'équipement mécanique associé à la génératrice à turbine à gaz, notamment les compresseurs d'air et le système de chauffage au glycol	24 x 4	1
Enceinte de l'unité d'alimentation auxiliaire (UAA)	Abrite l'UAA	6 x 2	1
Bâtiment de services	Locaux pour le personnel	15 x 4	1
Armoire de stockage des déchets	Aire de stockage fermée pour les barils à déchets	2 x 2	1
Note :			
1. La taille des bâtiments sera confirmée pendant la conception détaillée.			

Un plan de masse type relatif au site d'une génératrice à turbine à gaz est répertorié dans le Tableau 1-11.

**Tableau 1-11 : Liste de dessins préliminaires - Site d'une génératrice à turbine à gaz**

Titre du dessin	Type de dessin	Numéro du dessin	Numéro de l'annexe dans la Demande	Numéro de l'Annexe dans le Rapport supplémentaire
Site d'une génératrice à turbine à gaz	Plan de masse	4931-01-00-03-113	s.o.	Vol 2-22

### 1.7.3 Station de comptage de livraison de Lévis

Dans la Section 9.4.1 de la Demande Volume 6B, Énergie Est a fourni des renseignements relatifs à l'emplacement de la station de comptage de livraison de Lévis. Depuis, la station de comptage a été déplacée et est passée du côté nord de la raffinerie au côté ouest de celle-ci, ce qui a entraîné une réduction de la longueur de la canalisation latérale de Lévis (voir le Tableau 1-12). La station de comptage, qui comportera une entrée, sera accessible par la route 132 et par la rue Perreault.

Le Tableau 1-12 présente les coordonnées de latitude centrale et de longitude centrale mises à jour pour la station de comptage de livraison de Lévis.

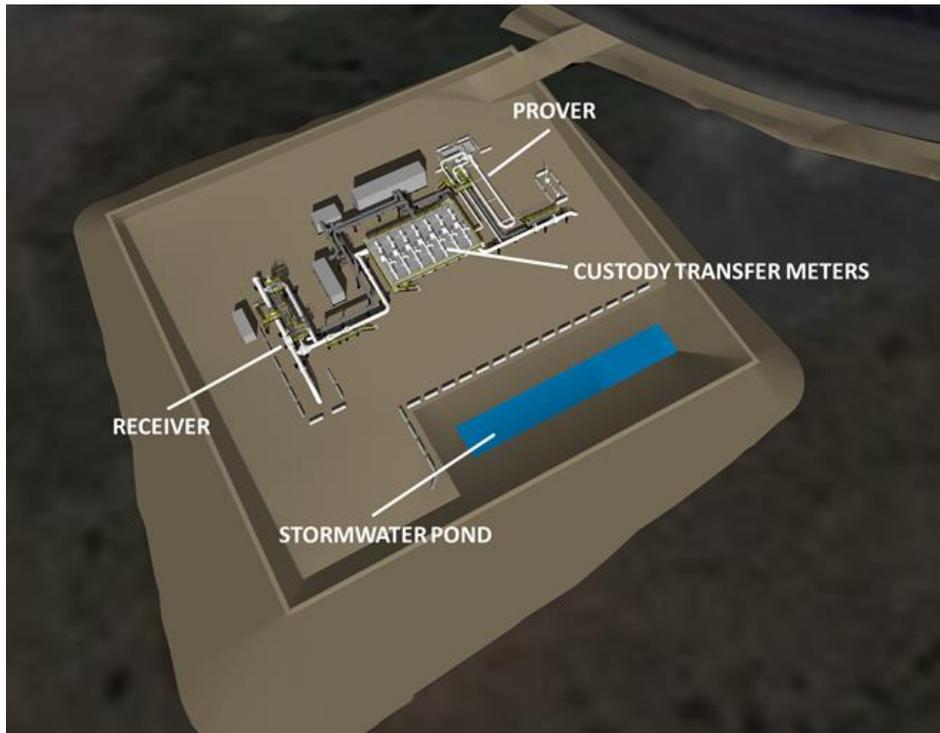
**Tableau 1-12 : Emplacement préliminaire – Station de comptage de livraison de Lévis**

Latitude centrale <sup>1</sup>	Longitude centrale <sup>1</sup>
46°44'59"N	71°12'22"O
Note : 1. Les chiffres de cette rangée sont approximatifs et ont été arrondis.	

La figure 1-2 présente une vue aérienne mise à jour de la station de comptage de livraison de Lévis. La figure 1-3 présente un aménagement conceptuel mis à jour de la station de comptage de livraison de Lévis.



**Figure 1-1 : Vue aérienne mise à jour de la station de comptage de livraison de Lévis**



**Figure 1-2 : Aménagement conceptuel mis à jour de la station de comptage de livraison de Lévis**

Un plan de masse préliminaire mis à jour pour la station de comptage de livraison de Lévis figure au Tableau 1-13.

**Tableau 1-13 : Liste de dessins préliminaires mise à jour – Station de comptage de livraison de Lévis**

Titre du dessin	Type de dessin	Numéro du dessin	Numéro de l'annexe dans la Demande	Numéro de l'Annexe dans le Rapport supplémentaire
Station de comptage de livraison de Lévis d'Énergie Est	Plan de masse	4950-01-00-03-100	Vol 6-125	Vol 2-23

#### 1.7.4 Évaluation géotechnique — Terminal maritime Canaport d'Énergie Est

Comme il a été expliqué dans la Modification de la Demande, des études géotechniques en mer spécifiques au site ont été réalisées pour le terminal maritime Canaport d'Énergie Est. Les travaux comprenaient notamment des études et des essais sur le terrain à 12 emplacements de forage ainsi que des tests en laboratoire, des analyses techniques et la rédaction de rapports.

Ces études en mer fourniront des renseignements sur le sous-sol et des paramètres géotechniques requis pour la conception de la fondation structurelle du terminal maritime.

Un rapport détaillant les conclusions du programme d'études géotechniques sera déposé dans le Rapport supplémentaire n° 6 (voir la nouvelle pièce supplémentaire RS 6-7).

## **1.8 DEMANDE VOLUME 7 — CONSTRUCTION ET EXPLOITATION**

### **1.8.1 Programme de gestion du dynamitage**

Comme il a été récemment décrit dans le Rapport supplémentaire n° 4, Énergie Est élabore un programme de gestion du dynamitage de l'accise rocheuse qui pourrait être rencontrée le long du tracé du pipeline en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick. Dans le cadre de ce programme, un plan préliminaire de gestion du dynamitage a été préparé et peut être consulté à l'Annexe 2 Volume 2, Mises à jour techniques (voir l'Annexe Vol 2-24).

Le plan préliminaire de gestion du dynamitage intègre des connaissances obtenues dans le cadre des analyses documentaires et des programmes sur le terrain qui sont également utilisées afin d'élaborer le plan d'atténuation du drainage de la roche acide. Pour de plus amples renseignements, reportez-vous à la Section 1.5.11 : Gestion du drainage de la roche acide.

### **1.8.2 Consultation relative au transport maritime**

Comme il est indiqué dans les mises à jour des activités d'engagement fournies dans les Rapports supplémentaires n° 2 et n° 3, Énergie Est poursuit ses activités d'engagement avec les utilisateurs des voies navigables, notamment les communautés autochtones, sur la question du transport maritime en lien avec le Projet.

Le présent rapport fournit des détails sur les activités d'engagement relatives au transport maritime et autres questions maritimes dans les mises à jour des programmes d'engagement d'Énergie Est à l'égard des collectivités et des Autochtones (voir l'Annexe Volume 3, Mises à jour des activités d'engagement).

Tout au long des activités d'engagement, des préoccupations ont été soulevées en ce qui concerne l'exploitation de terminaux maritimes et le transport maritime dans le cadre du Projet. Ces préoccupations portent sur ce qui suit :

- les effets potentiels du Projet, notamment le bruit et l'augmentation du transport maritime, sur la baleine noire, la baleine bleue, le marsouin commun et le rorqual commun

- les effets potentiels de l'augmentation du trafic maritime sur les voies de navigation dans la baie de Fundy, ainsi que sur la communauté de pêcheurs locale et les zones de pêche
- la perte de zones de pêche au terminal maritime et autour de celui-ci ou la perte de zones de pêche en cas de déversement de pétrole ou d'accident
- la compensation pour la perte d'engins et de zones de pêche
- les possibilités d'odeurs et d'émissions de vapeur provenant du terminal maritime et du terminal de réservoirs
- les conséquences de la perte de zones de pêche sur les revenus dans l'éventualité où des détenteurs de permis actuels doivent déplacer leurs activités de pêche dans des zones exploitées par d'autres pêcheurs
- l'incidence d'un déversement de pétrole dans la baie de Fundy sur la réputation des produits de la mer
- les mesures de compensation dans l'éventualité d'un déversement dans la baie de Fundy et l'accès à une compensation
- la portée de l'analyse des répercussions sur les mammifères marins et le caractère suffisant des études relatives aux marsouins
- la compatibilité des plans d'intervention en cas d'urgence avec les besoins des communautés de pêcheurs
- la capacité d'intervention en cas d'urgence dans la baie de Fundy et les conséquences de l'utilisation d'agents chimiques de dispersion sur la vie marine dans l'éventualité d'une intervention d'urgence dans la baie de Fundy

Énergie Est poursuit ses activités d'engagement à l'égard des communautés autochtones et des parties prenantes pour traiter ces préoccupations et prévoit continuer de remettre à l'Office des mises à jour au moyen des rapports périodiques d'Énergie Est sur les activités d'engagement relatives au Projet.

### **1.8.3 Mise à jour du processus TERMPOL**

Dans la Demande Volume 7 et dans chacun des rapports supplémentaires qui ont suivi, Énergie Est s'est engagée à fournir à l'Office des mises à jour périodiques au sujet du Processus d'examen technique des terminaux maritimes et des sites de transbordement (TERMPOL) qui a été entrepris aux fins de l'exploitation du terminal maritime et des activités de transport maritime relatives au Projet.

Comme il est mentionné dans la Section 3.8.7 de la Modification de la Demande, Énergie Est continue de faire progresser le processus d'examen TERMPOL pour le terminal maritime Canaport d'Énergie Est. Énergie Est a présenté des études révisées afin de tenir compte des modifications découlant du retrait du terminal maritime de Cacouna de la portée du Projet.

Énergie Est prévoit communiquer à nouveau avec Transport Canada relativement à la portée révisée du Projet, notamment en ce qui concerne les activités d'exploitation du terminal maritime et les activités de transport maritime connexes au terminal maritime Canaport d'Énergie Est, conformément à ce qui est indiqué dans la Modification de la Demande.

Au deuxième trimestre de 2016, Énergie Est présentera à l'Office une mise à jour de l'état d'avancement de ce processus d'examen (voir la pièce supplémentaire RS 3-10B, Annexe 1-1, Rév. 5).

### 1.9 DEMANDE VOLUME 8 – QUESTIONS RELATIVES AUX TERRAINS

La présente section fournit une mise à jour des questions relatives aux terrains du Projet de Hardisty à Saint John, selon ce qui est décrit dans la Demande Volume 8, dans le Rapport supplémentaire n° 4 (Section 1.7 : Volume de la Mise à jour relative au Projet et Errata) ainsi que dans la Modification de la Demande. Cette mise à jour porte sur les exigences générales relatives aux terrains, l'état du processus d'acquisition des terrains et la consultation des propriétaires fonciers. Elle tient également compte des améliorations apportées au tracé du pipeline et à la conception des installations depuis le dépôt de la Demande.

L'information relative aux terrains présentée dans la Demande était fondée sur le tracé du pipeline et la conception des installations établis en février 2014. Les mises à jour ultérieures étaient fondées sur les améliorations apportées au tracé et à la conception des installations jusqu'en :

- septembre 2014, dans le Rapport supplémentaire n° 1<sup>18</sup>
- décembre 2014, dans le Rapport supplémentaire n° 3<sup>19</sup>
- juin 2015, dans le Rapport supplémentaire n° 4<sup>20</sup>
- août 2015, dans la Modification de la Demande<sup>21</sup>

La présente mise à jour est fondée sur les améliorations apportées au tracé et à la conception des installations jusqu'en août 2015.

---

<sup>18</sup> Le Rapport supplémentaire n° 1 présentait les améliorations apportées au tracé et à la conception des installations pour les tronçons de canalisation principale de l'Est de l'Ontario, du Québec et du Nouveau-Brunswick, ainsi que pour les canalisations latérales de Cromer, de Montréal et de Lévis.

<sup>19</sup> Le Rapport supplémentaire n° 3 présentait les améliorations apportées au tracé et à la conception des installations pour le tronçon du Québec, de la frontière Ontario/Québec à la région de Lévis, et pour le tronçon du Nouveau-Brunswick.

<sup>20</sup> Le Rapport supplémentaire n° 4 présentait les améliorations apportées au tracé et à la conception des installations de Hardisty à la région de Lévis au Québec.

<sup>21</sup> La Modification de la Demande présentait les améliorations apportées au tracé et à la conception des installations pour le tronçon du Québec, de la région de Lévis à la frontière Québec/Nouveau-Brunswick, et pour le tronçon du Nouveau-Brunswick.

### 1.9.1 Exigences relatives au pipeline et à l'emprise

En raison des améliorations apportées au tracé, environ 1 510 km d'emprise seront nécessaires pour les nouveaux tronçons de pipeline du Projet, y compris environ :

- 281 km d'emprise de pipeline en Alberta
- 3 km d'emprise de pipeline en Saskatchewan
- 106 km d'emprise de pipeline en Ontario
- 625 km d'emprise de pipeline au Québec
- 412 km d'emprise de pipeline au Nouveau-Brunswick
- 83 km d'emprise de pipeline pour les canalisations latérales et les pipelines de raccordement (c.-à-d., les canalisations latérales de Cromer, de Montréal et de Lévis, ainsi que le raccordement de Saint John)<sup>22</sup>

Conformément à ce qui a été présenté dans le Rapport supplémentaire n° 4, la diminution du nombre de réalignements du tracé nécessaires le long des tronçons de la canalisation principale de TransCanada faisant l'objet de la conversion a entraîné une diminution des exigences relatives à de nouvelles emprises pour ces tronçons (voir l'explication fournie dans le Rapport supplémentaire n° 2, Section 1.4).<sup>23</sup>

Par conséquent, les exigences générales relatives aux nouvelles canalisations supplémentaires le long des tronçons de conversion demeurent inchangées par rapport à celles qui ont été présentées dans le Rapport supplémentaire n° 4 et sont :

- environ 2,3 km d'emprise au Manitoba
- environ 3 km d'emprise en Ontario

Les renseignements mis à jour relatifs à la propriété des terrains pour l'emprise de pipeline et la zone approximative requise pour l'emprise et les aires de travail temporaires des nouveaux tronçons de pipeline entre Hardisty et Saint John sont présentés à l'Annexe 1-9 : Mise à jour des exigences relatives au pipeline.

#### **Exigences types relatives aux emprises et aux aires de travail temporaires**

Dans la Demande Volume 8A, Énergie Est a fourni des croquis types des exigences relatives aux emprises et aux aires de travail temporaires jugées appropriées pour le

---

<sup>22</sup> Pour voir les longueurs approximatives des canalisations latérales et des raccordements, reportez-vous au Tableau 1-2. L'emprise du raccordement de Saint John comprendra deux lignes de raccordement vers le terminal maritime Canaport d'Énergie Est, deux lignes de récupération des vapeurs ainsi qu'un raccordement vers le terminal de réservoirs Canaport d'Irving Oil. Environ 1,5 km de nouvelle emprise est nécessaire à l'intérieur du Complexe Énergie Est.

<sup>23</sup> Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4K3C7

Projet (voir la Demande Annexe Vol 8-1 et la Demande Annexe Vol 8-2, respectivement).<sup>24</sup>

Dans le Rapport supplémentaire n° 4, quatre nouveaux croquis qui illustrent les exigences mises à jour en matière d'emprise et d'aires de travail temporaires pour le tronçon de l'Est de l'Ontario ont été fournis à l'Annexe 1-6.<sup>25</sup>

Dans le présent rapport, un croquis mis à jour pour le tronçon du Québec est fourni à l'Annexe 1-10 (voir le croquis numéro 201). Trois nouveaux croquis qui illustrent les exigences mises à jour en matière d'emprise et d'aires de travail temporaires pour les terres de la Couronne le long du tronçon du Québec sont également fournis (voir l'Annexe Vol 1-10, croquis numéros 250, 251 et 252).

#### **Terrains des postes de vannes de la canalisation principale**

Les vannes de la canalisation principale seront installées sur l'emprise des nouveaux tronçons et des tronçons convertis de la canalisation principale d'Énergie Est, de même que sur l'emprise des canalisations latérales. Pour consulter la liste mise à jour des emplacements de vannes, reportez-vous à l'Annexe Volume 2, Mises à jour techniques (Annexe 2 de l'Annexe 2-13).

#### **1.9.2 Exigences relatives aux installations**

Les améliorations apportées à la conception des installations afin d'optimiser les aménagements de sites et d'intégrer les améliorations apportées au tracé du pipeline ont donné lieu à une mise à jour des exigences relatives aux terrains, conformément à ce qui a été présenté dans le Rapport supplémentaire n° 4 et dans la Modification de la Demande.

Par conséquent, Énergie Est aura besoin d'environ :

- 682 ha pour les sites des stations de pompage
- 145 ha pour les terminaux de réservoirs
- 3,3 ha de terrain et 14,8 ha de plan d'eau pour le site du terminal maritime Canaport d'Énergie Est

Les exigences relatives aux terrains pour le terminal maritime, les terminaux de réservoirs et les stations de pompage sont présentées dans la Demande Tableaux 3-1, 3-2 et 3-4 respectivement (voir l'Annexe 1-11 : Mises à jour des exigences relatives aux installations).

---

<sup>24</sup> Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D9G4.

<sup>25</sup> Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4T7T4.

### 1.9.3 Acquisitions des terrains

En raison des améliorations apportées au tracé du pipeline et à la conception des installations, ainsi qu'en raison des changements apportés à la propriété des terrains, Énergie Est continue d'identifier les propriétaires fonciers auprès desquels une demande d'accès devra être effectuée afin de mener les études sur le terrain et les examens nécessaires, en plus de répertorier les terrains qui seront acquis afin de répondre aux exigences du Projet.

Par conséquent, Énergie Est a mis à jour le nombre de propriétaires fonciers identifiés de Hardisty à Saint John, lequel s'élève désormais à 5 719 le long des pipelines et à 83 pour les installations. Les occupants, inscrits et non inscrits, continuent d'être identifiés pendant le processus d'acquisition des droits fonciers. Voir le Tableau 1-14 : Nombre de propriétaires fonciers identifiés (Rév. 1).

Au 30 septembre 2015, Énergie Est avait signifié un total de 583 avis aux propriétaires et occupants de terrains qui pourraient être acquis dans le cadre du Projet, conformément à l'article 87 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

Les activités relatives à l'acquisition des droits fonciers continueront tout au long du processus réglementaire, selon ce qui a été mentionné dans la Demande Volume 8.

### 1.9.4 Consultation des propriétaires fonciers

À ce jour, Énergie Est a répertorié 5 802 propriétaires fonciers relativement aux nouveaux tronçons, aux tronçons de conversion, aux canalisations latérales et aux pipelines de raccordement. Pour consulter le nombre mis à jour de propriétaires fonciers identifiés pour les nouveaux tronçons et les tronçons de conversion de la canalisation principale d'Énergie Est, de Hardisty à Saint John, voir le Tableau 1-14 : Nombre de propriétaires fonciers identifiés (Rév. 1).

Depuis le dépôt du Rapport supplémentaire no 4, Énergie Est a continué de s'engager auprès des propriétaires fonciers, de leur fournir des mises à jour et des renseignements relatifs au Projet et de leur indiquer où ils peuvent obtenir des renseignements supplémentaires à propos du Projet. Le partage de renseignements se poursuivra durant chaque phase du Projet.

**Tableau 1-14 : Nombre de propriétaires fonciers identifiés (Rév.1)**

Composante	Propriétaires fonciers
Canalisation principale d'Énergie Est – tronçon de l'Alberta	183
Canalisation principale d'Énergie Est – tronçon des Prairies	1 074
Canalisation principale d'Énergie Est – tronçon de l'Ouest de l'Ontario	378
Canalisation principale d'Énergie Est – tronçon du Nord de l'Ontario	664

**Tableau 1-14 : Nombre de propriétaires fonciers identifiés (Rév.1) (cont'd)**

Composante	Propriétaires fonciers
Canalisation principale d'Énergie Est – tronçon du Raccourci de North Bay	876
Canalisation principale d'Énergie Est – tronçon de l'Est de l'Ontario	308
Canalisation principale d'Énergie Est – tronçon du Québec <sup>1</sup>	1 825
Canalisation principale d'Énergie Est – tronçon du Nouveau-Brunswick	291
Canalisation latérale de Cromer	52
Canalisation latérale de Montréal	42
Canalisation latérale de Lévis	26
Installations <sup>2</sup>	83
<b>Total</b>	<b>5 802</b>
Notes :	
<p>1. Le total pour le tronçon du Québec comprend la canalisation allant de la frontière Ontario/Québec à la région de Lévis au Québec (conformément à ce qui a été présenté dans le Rapport supplémentaire n° 4), à laquelle s'ajoute la canalisation de la région de Lévis au Québec jusqu'à la frontière Québec/Nouveau-Brunswick (conformément à ce qui a été présenté dans la Modification de la Demande).</p> <p>2. Le total comprend les propriétaires fonciers pour les installations de l'ensemble du Projet et tient compte du nombre de propriétaires fonciers uniques pour les sites des stations de pompage; les propriétaires fonciers qui détiennent plusieurs parcelles de terrains ne sont comptés qu'une seule fois. Dans la Demande d'Énergie Est déposée auprès de l'ONÉ, certains propriétaires fonciers ont été comptés à deux ou à plusieurs reprises.</p>	

En octobre 2015, des bulletins d'information comportant des mises à jour relatives au Projet ont été envoyés par la poste aux propriétaires fonciers situés le long des nouveaux tracés et des tracés de conversion des tronçons de la canalisation principale d'Énergie Est dans toutes les provinces visées par le Projet. Le bulletin d'information envoyé était également accompagné d'une lettre relative au Programme d'engagement d'Énergie Est sur la sécurité du pipeline et la gestion des situations d'urgence.

Dans les provinces de l'Alberta, de la Saskatchewan, du Manitoba, de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick, l'envoi de bulletins d'information d'octobre comprenait également une lettre visant à informer les propriétaires fonciers que les activités de négociation relatives aux terrains avaient été reportées en raison de la décision, annoncée par Énergie Est et TransCanada le 2 avril 2015, de ne pas construire le terminal maritime de Cacouna d'Énergie Est (voir l'Annexe 1-12).

Des copies des bulletins d'information relatifs au Projet et d'autres documents relatifs à l'engagement envers les collectivités ont été fournis et continueront d'être fournis avec les rapports supplémentaires trimestriels d'Énergie Est.<sup>26</sup>

<sup>26</sup> Voir le Rapport supplémentaire n° 1, Volume 2A : Mise à jour des activités d'engagement (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4G9W0); le Rapport supplémentaire n° 2, Volume 2 : Mise à jour des activités d'engagement (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4K3E1); le Rapport supplémentaire n° 3, Volume 2 : Mise à jour des activités d'engagement (n° de dépôt auprès

En outre, dans le cadre de ses efforts de consultation auprès des propriétaires fonciers, Énergie Est a communiqué ou communiquera, au moyen d'envois postaux, avec les propriétaires de terrains situés à une distance de 200 m de l'axe longitudinal du pipeline de conversion et du nouveau pipeline des tronçons de conversion (p. ex., les parties du pipeline dont le tracé a été modifié afin de contourner certaines installations existantes de TransCanada), des tronçons de la nouvelle canalisation principale, des canalisations latérales et des pipelines de raccordement. Lorsque les emplacements des sites proposés seront finalisés, Énergie Est communiquera également, par la poste, avec les propriétaires de terrains situés à une distance maximale de 1,5 km des emplacements de stations de pompage et autres installations.

Une liste des préoccupations et enjeux généraux des propriétaires fonciers a été fournie dans la Demande.<sup>27</sup> Énergie Est n'est au courant d'aucun ajout à cette liste générale qui découle des consultations menées auprès des propriétaires fonciers depuis le dépôt de la Demande.

Énergie Est continue de travailler avec les propriétaires fonciers dans le cadre de son programme d'acquisition des terrains du Projet et continue d'identifier et d'élaborer des mesures d'atténuation afin de traiter les enjeux et les préoccupations soulevés individuellement par les propriétaires fonciers.

#### **1.10 DEMANDE VOLUME 9 - ENGAGEMENT ENVERS LES COLLECTIVITÉS**

Le présent rapport fait une mise à jour des activités d'engagement à l'égard des collectivités qui se sont déroulées au cours du troisième trimestre de 2015.

Au cours de cette période, d'autres autorités municipales et régionales (soit, trois au Nouveau-Brunswick et six en Nouvelle-Écosse) ont été identifiées pour des activités d'engagement relatives au Projet. Énergie Est a été informée par des parties prenantes au Nouveau-Brunswick, y compris la Grand Manan Fisheries Association, que ces communautés côtières pourraient être intéressées par le Projet. Plus particulièrement, en ce qui concerne le chenal de navigation qui pénètre dans la Baie de Fundy et qui continue jusqu'au terminal maritime Canaport d'Énergie Est.

De plus, deux organismes d'intervention en cas d'urgence au Québec ont été identifiés pour des activités d'engagement dans le cadre du programme d'activités d'engagement pour la préparation et l'intervention en cas d'urgence d'Énergie Est.

L'Annexe Volume 3, Section 2 : Mises à jour des activités d'engagement avec les collectivités, renferme de plus amples détails sur les activités d'engagement avec les

---

de l'ONÉ : A4R0V8); le Rapport supplémentaire n° 4, Volume 2 : Mise à jour des activités d'engagement (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4T7U0) et le Rapport supplémentaire n° 5, Volume 3: Mise à jour des activités d'engagement.

<sup>27</sup> Voir le Tableau 5-3 : Résumé des préoccupations et des problèmes généraux soulevés par les propriétaires fonciers, de la Demande Volume 8A (Numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D9G3).

municipalités et les organismes d'intervention en cas d'urgence nouvellement identifiés au cours du troisième trimestre de 2015.

En mettant à jour les cartes du Projet pour ce rapport, Énergie Est a relevé une inexactitude dans sa description de la zone d'engagement des parties prenantes des collectivités qui recouvre le Québec. Plus précisément, la Demande mentionnait la mise en place d'une zone de 20 km pour l'identification des parties prenantes avoisinantes et une zone de 50 km pour l'identification des parties prenantes adjacentes au Projet. Toutefois, au Québec, la partie sud de la zone d'engagement chevauchait le fleuve St-Laurent pour ce qu'Énergie Est a identifié comme une barrière géographique limitant les effets du Projet (en raison du tracé des activités, de construction, d'exploitation et d'entretien) sur les municipalités au sud du fleuve. En conséquence, les municipalités situées au sud du fleuve St-Laurent entre la frontière de l'Ontario et du Québec et le franchissement du fleuve St-Laurent par l'oléoduc n'avaient pas été tenues en compte dans la portée des activités d'engagement du Projet auprès des parties prenantes avoisinantes ou adjacentes. Les activités d'engagement avec certaines de ces parties prenantes des communautés et des municipalités auront lieu dans le cadre du programme d'intervention en cas d'urgence au fur et à mesure de l'évolution de celui-ci.

Pour une analyse plus détaillée des activités d'engagement pour la préparation et l'intervention en cas d'urgence, veuillez vous reporter à l'Annexe Volume 3, Section 1 du présent rapport. Pour ce qui des erreurs concernant les zones d'engagement au Québec, veuillez vous reporter à la Section 2 du présent Volume de la mise à jour relative au Projet et Errata.

Depuis le dépôt de la Demande, et comme il est indiqué dans les Rapports supplémentaires précédents, Énergie Est a continué d'identifier les autorités municipales et régionales supplémentaires pour des activités d'engagement relatives au Projet en fonction des réalignements du tracé, de l'emplacement des baraquements de construction éventuels, du programme auprès des parties prenantes des mesures d'intervention en cas d'urgence d'Énergie Est, ainsi que des parties prenantes qui ont manifesté leur intérêt pour les activités d'engagement.

Pour une liste des autorités municipales et régionales supplémentaires qui ont participé au Projet depuis le dépôt de la Demande en octobre 2014, veuillez vous reporter à l'Annexe Vol 3-1. Cette liste comprend les nouvelles autorités municipales et régionales identifiées jusqu'au troisième trimestre de 2015. Veuillez vous reporter également à l'Annexe Vol 3-1 pour une liste à jour des parties prenantes des mesures d'intervention en cas d'urgence par province.

Pour un résumé provincial des activités d'engagement communautaire au cours du troisième trimestre de 2015, veuillez vous reporter à l'Annexe Volume 3 Section 1.

## **1.11 DEMANDE VOLUME 10 – ENGAGEMENT À L'ÉGARD DES AUTOCHTONES**

Énergie Est a participé à des activités d'engagement auprès de plus de 160 communautés et organisations des Premières Nations et des Métis au cours du troisième trimestre de 2015, tel qu'il est décrit ci-après et avec plus de détails dans les sommaires individuels pour les différentes communautés (voir Annexe Volume 3, Mises à jour du programme d'engagement).

### **1.11.1 Programme sur les connaissances traditionnelles**

Énergie Est continue de mettre en œuvre un programme de collecte de renseignements sur les connaissances traditionnelles (CT) auprès des groupes autochtones engagés dans le cadre du Projet. Comme il a été mentionné dans la réponse d'Énergie Est à l'ONÉ 5.27, Énergie Est prévoit recevoir les rapports et les renseignements concernant l'étude sur les CT des communautés et organisations autochtones d'ici la fin de 2015 pour leur intégration dans le Rapport supplémentaire n° 6 (voir pièce supplémentaire RS 6-1, Annexe 1-1, Rév. 5).<sup>28</sup>

### **1.11.2 Investissement et occasions d'affaires dans les communautés**

Par l'intermédiaire de son programme d'investissement communautaire, Énergie Est a continué à accorder du financement à diverses initiatives, programmes et événements communautaires autochtones. Au début de 2015, Énergie Est a financé des événements culturels en Alberta et en Ontario, qui procurent un bienfait durable aux communautés le long du corridor du Projet, comme l'indique la liste à l'Annexe Volume 3, Mises à jour du programme d'engagement.

Énergie Est continuera à investir dans les communautés et à s'engager dans des initiatives et des programmes au niveau local qui aideront à consolider les groupes autochtones et qui seront à leur avantage. Ces initiatives et programmes continueront de faire l'objet d'un suivi et figureront dans les mises à jour trimestrielles sur les activités d'engagement qui sont transmises à l'Office, comme il est indiqué dans l'Annexe 1-1, Rév. 5.

### **1.11.3 Développement des capacités et formation**

En réponse à la demande de renseignements de l'ONÉ 5.28, Énergie Est a fourni une liste des initiatives régionales et pour l'ensemble du Projet visant à promouvoir les activités en matière d'emploi, d'approvisionnement et de contrat au niveau local et auprès des Autochtones.<sup>29</sup> Plus précisément, en ce qui concerne les possibilités s'adressant aux Autochtones, Énergie Est a mis en place un Programme de participation aux travaux menés sur le terrain pour les nouveaux tronçons de l'oléoduc en Ontario et au Nouveau-Brunswick. Ce programme facilitait la

---

<sup>28</sup> Voir n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4V8G6.

<sup>29</sup> Voir n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4V8G6.

participation des membres des communautés autochtones relativement aux études environnementales et archéologiques sur le terrain pour le Projet à l'été de 2015. Pour de plus amples informations au sujet de la gestion de la qualité, voir le Volume 3, Section 2.5.

#### **1.11.4 Possibilités d'octrois de contrats et d'emplois**

Énergie Est continue de rencontrer les communautés et les organisations intéressées des Premières Nations et des Métis pour discuter des possibilités d'octrois de contrats et d'emplois pour les Autochtones et les entreprises locales qualifiées.

Au cours du troisième trimestre de 2015, Énergie Est a tenu 47 rencontres avec des dirigeants autochtones et 29 rencontres supplémentaires avec des entrepreneurs autochtones. Pour de plus amples renseignements, voir l'Annexe Volume 3 - Mises à jour des activités d'engagement.

#### **1.11.5 Engagement permanent**

Les résultats des activités d'engagement sont gérés par le Projet conformément au processus décrit dans la Demande Volume 10.

Pour obtenir un compte rendu plus détaillé des activités d'engagement au cours du troisième trimestre de 2015, comportant notamment des sommaires des activités d'engagement auprès des communautés, voir l'Annexe Volume 2 - Mises à jour du programme d'engagement.

Énergie Est continuera de transmettre à l'Office des mises à jour trimestrielles sur ses activités d'engagement auprès des communautés, comme l'indique le calendrier mis à jour des rapports supplémentaires (Annexe 1-1, Rév. 5). Ces mises à jour fourniront des résumés du programme sur les CT, ainsi que sur l'octroi de contrats et la formation des Autochtones de même que des résumés à l'égard des communautés qui préciseront les questions, les préoccupations et les réponses offertes.

### **1.12 DEMANDE VOLUME 11 — APERÇU ENVIRONNEMENTAL ET SOCIO-ÉCONOMIQUE**

#### **1.12.1 Consultation avec les agences environnementales**

Dans la Demande Volume 11, Énergie Est a fourni des détails relatifs aux activités d'engagement menées auprès d'agences environnementales provinciales, fédérales et régionales entre avril 2013 et avril 2014. Les mises à jour relatives à ces consultations ont été fournies dans les Rapports supplémentaires déposés précédemment.<sup>30</sup> La mise

---

<sup>30</sup> Le Rapport supplémentaire n° 1 comprend une mise à jour de la consultation qui s'est déroulée entre avril 2014 et août 2014. Le Rapport supplémentaire n° 2 comprend une mise à jour de la consultation qui s'est déroulée entre septembre et décembre 2014. Le Rapport supplémentaire n° 3 comprend une mise à jour de la consultation qui s'est déroulée entre janvier

à jour du présent rapport présente un résumé des activités de consultation du Projet menées auprès des agences environnementales fédérales, provinciales et régionales au cours du troisième trimestre de 2015.

Pendant cette période, diverses questions environnementales ont été abordées, notamment :

- des discussions avec l'Office de protection de la nature de la vallée Mississippi et l'Office de protection de la nature de la vallée Rideau, en Ontario afin de faire le point sur le Projet. Ces discussions comprenaient les modifications à la portée du Projet, le calendrier révisé du Projet et les rapports supplémentaires à venir. Les sujets suivants ont également été abordés au cours de la rencontre :
  - la relocalisation de la station de pompage Stittsville
  - les franchissements de cours d'eau des rivières Rideau, Madawaska et Mississippi
  - les terres humides d'importance à l'échelle provinciale
  - le rapport de la Commission de l'énergie de l'Ontario publié dernièrement
  - les exigences en matière de permis
- des discussions avec la Société d'aménagement de la rivière Nation-Sud et l'Office de la protection de la nature de la région de Raisin, en Ontario, afin de faire le point sur le Projet. Ces discussions comprenaient les modifications à la portée du Projet, le calendrier révisé du Projet et les rapports supplémentaires à venir. Les discussions ont également porté sur :
  - les stations de pompage Iroquois et Glengarry (anciennement Alexandria)
  - les franchissements des cours d'eau
  - les terres humides d'importance à l'échelle provinciale.
  - les plans de protection de l'environnement (PPE) et les cartes-tracé environnementales (CTE)
  - les exigences en matière de permis
- des discussions avec le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques concernant les travaux sismiques et géotechniques pour le fleuve St-Laurent et les rivières Batiscan et des Outaouais, y compris les résultats de l'enquête sur les permis, les poissons et la bathymétrie.
- des discussions avec le Ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs concernant la demande de permis pour des travaux sismiques et géotechniques à la rivière Batiscan, dont le certificat a été délivré à Énergie Est au cours de cette période de référence.

---

et mars 2015. Le Rapport supplémentaire n° 4 comprend une mise à jour de la consultation qui s'est déroulée entre avril et juin 2015.

- des discussions avec le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick au sujet de la mise à jour du tracé du Projet tel qu'il est défini dans le Rapport supplémentaire n° 4 et les plans révisés d'Énergie Est relatifs aux travaux géotechniques et géophysiques dans le bassin versant protégé de la rivière Iroquois. Un permis pour la modification des cours d'eau et des milieux humides durant les activités géophysiques sur la Cains River a également été délivré à Énergie Est au cours de cette période de référence.
- des discussions avec le Ministère du Tourisme, du Patrimoine et de la Culture du Nouveau-Brunswick concernant le programme et la demande de permis de reconnaissance archéologique liée au tronçon du Nouveau-Brunswick.
- des avis au Ministère des Pêches et des Océans (MPO) et d'autres discussions avec ce ministère concernant le début du forage géotechnique à l'emplacement proposé du terminal maritime Canaport d'Énergie Est et les mesures d'atténuation adéquates dans le cas d'un chevauchement avec la saison de pêche au homard.

De plus, Énergie Est a participé à une visite avec le MPO au terminal maritime Canaport d'Énergie Est afin d'observer la barge. Au cours de la visite, il a été discuté du programme géotechnique et des moyens et des méthodes utilisés pour le forage. Énergie Est a également fait le point sur le processus réglementaire pour les composantes du Projet dans la Baie de Fundy.

Après la visite du site, des discussions ont eu lieu avec le MPO au sujet d'une rencontre éventuelle sur les espèces en péril dans la Baie de Fundy. Des avis de courtoisie ont également été transmis à Environnement Canada au sujet du début du forage géotechnique au terminal maritime proposé Canaport d'Énergie Est.

Les consultations avec les agences environnementales fédérales, provinciales et régionales sur ces questions et sur d'autres se poursuivront en 2015 et en 2016. Des mises à jour continueront d'être envoyées à l'Office, comme il est indiqué à l'Annexe 1-1, Rév. 5.

#### 1.12.2 Évolution de la structure de l'ÉES

Comme il est indiqué dans le Rapport supplémentaire no 3, la structure de l'ÉES a évolué depuis que cette dernière a été déposée en octobre 2014. Le Rapport supplémentaire no 1, lequel a été déposé en janvier 2015, était composé de volumes supplémentaires de l'ÉES, soit les Volumes 9, 10, et 11. Dans le cadre du dépôt du Rapport supplémentaire n° 3 en juin 2015, un volume supplémentaire de l'ÉES, le Volume 12, a été fourni. Le Rapport supplémentaire n° 4, lequel a été déposé en septembre 2015, était composé d'un volume supplémentaire de l'ÉES, soit le Volume 13.<sup>31</sup>

---

<sup>31</sup> Pour de plus amples renseignements sur l'ÉES et son évolution depuis le dépôt de la Demande, veuillez vous reporter à la Section 1.8.2 du Volume de la Mise à jour relative au Projet et Errata, Rapport supplémentaire n° 3

Ce rapport comprend une mise à jour à l'ÉES Volume 13 Partie A (de l'Alberta jusqu'à l'Ontario), à l'ÉES Volume 13 Partie B (Québec et Nouveau-Brunswick) et à l'ÉES Volume 13 Partie C (pour l'ensemble du Projet). Ces mises à jour sont présentées à l'Annexe Volume 4.

### 1.12.3 Changements aux composantes

La mise à jour de l'ÉES dans le présent rapport se concentre sur les composantes du Projet, pour la partie du Québec et du Nouveau-Brunswick, qui ont été modifiées depuis le dépôt de l'ÉES d'octobre 2014 et du Rapport supplémentaire no 1.

Le tracé de l'oléoduc a été modifié, comme il a été mentionné dans la Modification de la Demande, ce qui a entraîné le déplacement de stations de pompage au Québec et au Nouveau-Brunswick et une révision de l'emplacement des routes d'accès permanentes aux installations. Le nombre de réservoirs au terminal de réservoirs de Saint John a été augmenté et le chevalet maritime du terminal maritime Canaport d'Énergie Est au Nouveau-Brunswick a été raccourci. Ainsi, le nombre prévu de navires se présentant au terminal maritime Canaport d'Énergie Est a été augmenté. L'Annexe Volume 4 (Volume 13, Partie B, Section 2 de l'ÉES) présente une description complète des changements aux composantes du Projet au Québec et au Nouveau-Brunswick.<sup>32</sup>

### 1.12.4 Analyse et détermination de l'importance des effets résiduels sur le Projet

L'évaluation des effets que les modifications apportées au Projet entraînent sur les composantes au Québec et au Nouveau-Brunswick n'ont pas altéré les conclusions relatives à l'importance des effets défavorables présentées dans l'ÉES ou dans le Rapport supplémentaire n° 1. Un examen des données existantes et des études supplémentaires sur le terrain effectuées en 2015 au Québec et au Nouveau-Brunswick n'a pas permis de relever des composantes environnementales (y compris les espèces en péril ou les espèces dont la gestion est préoccupante) qui pourraient ne pas être protégées au moyen de l'application des mesures d'atténuation recommandées dans l'ÉES, Rapport supplémentaire n° 1, ou par des mesures d'atténuation supplémentaires mentionnées dans les addendums à l'ÉES. Les effets résiduels sur le Projet ont été jugés non significatifs.

En ce qui concerne la faune marine et son habitat, les effets évalués du Projet, y compris l'effet d'une augmentation du transport maritime sur la faune marine, ont été jugés non significatifs avec la mise en œuvre des mesures d'atténuation recommandées. Les effets d'un déversement de pétrole dans l'environnement marin

---

(numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : A4R0V3). Veuillez vous reporter également aux Sections 1.10.2 à 1.10.4, Volume de la Mise à jour relative au Projet et Errata (numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : A4T7T4) et à la Modification de la Demande, Annexe 1-6.

<sup>32</sup> Pour les modifications supplémentaires aux composantes du Projet au Québec et au Nouveau-Brunswick, veuillez vous reporter à la Section 1.5.2 : Résumé des changements au tracé et la Section 1.7.3 : Station de comptage de livraison de Lévis.

ont également été évalués pour des déversements de grand et de petit volume sur la voie de navigation, ainsi qu'au terminal maritime Canaport d'Énergie Est. L'analyse des résultats au moyen du modèle stochastique est présentée dans le cadre du présent rapport. L'analyse des résultats au moyen du modèle déterministe sera transmise à l'Office au premier trimestre de 2016 (voir la pièce supplémentaire RS 4-7B, Annexe 1-1, Rév. 5).

En résumé, l'analyse des effets pour le Projet dans son ensemble (c.à.d. de l'Alberta jusqu'au Nouveau-Brunswick) à la suite des modifications au Projet analysées dans le Rapport supplémentaire no 4 et dans le présent Rapport, ne modifie pas les conclusions de l'importance des effets négatifs mentionnés dans l'ÉES et dans le Rapport supplémentaire n° 1. Les effets résiduels sur le Projet ont été jugés non significatifs, à l'exception de ce qui concerne la végétation et des terres humides, alors que l'évaluation est significative pour deux espèces de plantes rares en Alberta, lesquels sont des espèces en péril en vertu de la *Loi sur les espèces en péril* : soit, la cryptanthe (en danger) et l'halimolobos mince (menacée) (aucun changement par rapport à l'ÉES).

Il a été déterminé que les effets cumulatifs sur le Projet, à l'exception de ce qui concerne la faune, l'habitat faunique et les émissions de gaz à effet de serre (GES), ne sont pas significatifs. Pour ces deux composantes valorisées, le Projet contribue à des effets cumulatifs préexistants importants tel qu'il est indiqué ci-après :

- la faune et l'habitat faunique – pour le caribou des bois dans le nord de l'Ontario; le Projet contribue à un effet cumulatif négatif important antérieur (aucun changement par rapport à l'ÉES)
- les émissions de gaz à effet de serre – le Projet contribue à un effet négatif important antérieur des émissions de gaz à effet de serre sur les changements climatiques. La contribution du Projet en soi est négligeable dans le contexte mondial (aucun changement par rapport à l'ÉES)

#### 1.12.5 Mises à jour à l'ÉES fournies en 2015

En raison des modifications apportées aux composantes du Projet décrites ci-dessus, un addendum à l'ÉES qui présente une mise à jour des évaluations des effets a été ajouté au présent rapport.

- Un Addendum aux Volumes 2 et 3 de l'ÉES (Québec au Nouveau-Brunswick) pour les composantes valorisées suivantes (CV) (voir Annexe Volume 4E – ÉES Volume 13, Partie B) :<sup>33</sup>
  - l'environnement acoustique<sup>34</sup>
  - les ressources en eau de surface

<sup>33</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 4-6B, Annexe 1-1, Rév. 5.

<sup>34</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 3-15A, Annexe 1-1, Rév. 5.

- les ressources en eau souterraine
  - les poissons et leur habitat
  - les sols et le terrain
  - la végétation et les terrains humides
  - la faune et l'habitat faunique
  - l'occupation humaine et l'utilisation des ressources
  - les ressources patrimoniales
  - l'emploi et l'économie<sup>35</sup>
- Un addendum au Volume 4, Partie B de l'ÉES (Complexes de terminaux maritimes – Nouveau-Brunswick) pour les CV (voir Annexe Volume 4E – ÉES Volume 13, Partie B) :<sup>36</sup>
    - l'environnement atmosphérique
    - l'environnement acoustique<sup>37</sup>
    - les poissons de mer et leur habitat
    - la faune marine et son habitat
    - l'emploi et l'économie<sup>38</sup>
    - la santé humaine
  - Un addendum au Volume 4, Partie C de l'ÉES (Navigation maritime – Nouveau-Brunswick) pour les CV suivantes (voir Annexe Volume 4E – ÉES Volume 13, Partie B):<sup>39</sup>
    - l'environnement atmosphérique
    - les poissons de mer et leur habitat
    - la faune marine et son habitat, y compris l'établissement de l'importance des effets du transport maritime sur les mammifères marins dans la Baie de Fundy<sup>40</sup>
    - l'occupation humaine et l'utilisation des ressources (l'utilisation des ressources marines)
  - Un addendum au Volume 6 de l'ÉES pour les accidents et les défaillances tenant compte d'une mise à jour de la fréquence des incidents et des intervalles entre les occurrences pour l'oléoduc, ainsi que pour certains sites d'intérêt au Québec et au Nouveau-Brunswick, par suite de modifications apportées à la longueur totale de l'oléoduc (voir Annexe Volume 4F – ÉES Volume 13, Partie C)

---

<sup>35</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 5-5, Annexe 1-1, Rév. 5.

<sup>36</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 4-6B, Annexe 1-1, Rév. 5.

<sup>37</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 3-15A, Annexe 1-1, Rév. 5.

<sup>38</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 5-5, Annexe 1-1, Rév. 5.

<sup>39</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 4-6B, Annexe 1-1, Rév. 5.

<sup>40</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 2-10, Annexe 1-1, Rév. 5.

- Un addendum au Volume 7 de l'ÉES sur les émissions de gaz à effet de serre et les conclusions mises à jour sur le sommaire des effets (voir Annexe Volume 4F – ÉES Volume 13, Partie C)

Afin d'harmoniser le calendrier du dépôt par Énergie Est de certains renseignements en appui de la portée géographique du Projet de l'Alberta jusqu'en Ontario avec la réception de renseignements socio-économiques liés aux dépenses d'exploitation et en capital, le présent rapport comprend une mise à jour à l'ÉES Volume 13, Partie A pour les CV suivantes de l'Alberta jusqu'en Ontario (voir Annexe Volume 4D – ÉES Volume 13, Partie A Mise à jour 1) :

- l'environnement atmosphérique<sup>41</sup>
- l'environnement acoustique<sup>42</sup>
- l'emploi et l'économie<sup>43</sup>
- la santé humaine<sup>44</sup>

Le présent rapport fournit également des mises à jour aux Volumes 8, 11 et 12 de l'ÉES de la façon suivante :

- ÉES Volume 8 – Plans de protection de l'environnement (voir Annexe Volume 4A – ÉES Volume 8 Mise à jour 3), y compris :
  - un plan de protection révisé pour le terminal maritime Canaport d'Énergie Est<sup>45</sup>
  - des cartes-tracés environnementales, y compris des tableaux sur les mesures d'atténuation spécifiques aux ressources pour le tronçon du Québec à l'est de l'Ontario (de la région de Lévis jusqu'à la frontière du Québec et du Nouveau-Brunswick, ce qui comprend le réalignement de Saint-Onésime/Picard)<sup>46</sup>
  - des données environnementales avec mesures d'atténuation relatives aux installations<sup>47</sup>
  - des dessins de référence à inclure dans les PPE pour la nouvelle version du pipeline, de la conversion, de stations de pompage, des terminaux de réservoirs et des installations auxiliaires temporaires
  - les plans de mesures d'atténuation suivants seront inclus dans les PPE visés :
    - plan d'atténuation pour les amphibiens

<sup>41</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 4-6A, Annexe 1-1, Rév. 5.

<sup>42</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 3-15A, Annexe 1-1, Rév. 5.

<sup>43</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 5-5, Annexe 1-1, Rév. 5.

<sup>44</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 4-6A, Annexe 1-1, Rév. 5.

<sup>45</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 2-13, Annexe 1-1, Rév. 5.

<sup>46</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 3-12B, Annexe 1-1, Rév. 5. Se reporter à la Modification de la Demande Volume 2, Section 2.1 pour de plus amples renseignements sur le réalignement de Saint-Onésime/Picard.

<sup>47</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 2-14, Annexe 1-1, Rév. 5

- plan d'atténuation pour les serpents
- plan d'atténuation pour les tortues
- plan d'atténuation pour les nids d'oiseau
- ÉES Volume 11 – Rapports sur les données techniques (voir Annexe Volume 4B – ÉES Volume 11 Mise à jour 1), pour les CV suivantes :
  - l'environnement atmosphérique (Alberta, Saskatchewan, Ontario, Nouveau-Brunswick)<sup>48</sup>
  - les poissons et leur habitat, le sol et le terrain, les espèces végétales rares, les terres humides, les amphibiens et les reptiles, les espèces d'ongulés, de même que l'occupation humaine et l'exploitation des ressources (Québec)<sup>49</sup>
  - la faune marine et l'habitat faunique (Nouveau-Brunswick)<sup>50</sup>
- ÉES Volume 12 (voir Annexe Volume 4C – ÉES Volume 12 Mise à jour 2), notamment :
  - un addendum à l'ÉES sur l'évaluation des effets des méthodes de franchissement d'urgence pour les franchissements de cours d'eau sans tranchée sur les poissons et leur habitat, pour la partie du tronçon du Québec à l'est de Lévis (de la région de Lévis jusqu'à la frontière du Québec et du Nouveau-Brunswick, ce qui comprend le réalignement de Saint-Onésime/Picard)<sup>51</sup>
  - un addendum à l'ÉES sur l'évaluation des effets des tracés de rechange de l'oléoduc pour les franchissements d'urgence des franchissements de cours d'eau sans tranchée au Québec et au Nouveau-Brunswick, sur la faune, les poissons, le sol, la végétation, l'eau de surface et les ressources patrimoniales.<sup>52</sup>
  - un addendum à l'ÉES portant sur l'évaluation des effets des baraquements de construction<sup>53</sup>
  - une évaluation des effets quantitatifs sur l'habitat essentiel d'espèces fauniques en péril et une mise à jour des stratégies de rétablissement ou de nouvelles stratégies de rétablissement<sup>54</sup>

L'analyse des eaux de ruissellement du ruisseau Anthonys n'est plus nécessaire en raison de la diminution de la taille de la zone de développement du terminal de réservoirs Saint John.<sup>55</sup> Avec la mise en œuvre des mesures d'atténuation

<sup>48</sup> Se reporter aux pièces supplémentaires RS 4-6A et RS 4-6B, Annexe 1-1, Rév. 5

<sup>49</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 4-6B, Annexe 1-1, Rév. 5.

<sup>50</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 2-10, Annexe 1-1, Rév. 5

<sup>51</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 4-8B, Annexe 1-1, Rév. 5

<sup>52</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 5-8, Annexe 1-1, Rév. 5.

<sup>53</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 5-4, Annexe 1-1, Rév. 5

<sup>54</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 5-7, Annexe 1-1, Rév. 5.

<sup>55</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 5-6, Annexe 1-1, Rév. 5.

recommandées, les effets résiduels du terminal de réservoirs Saint John sur les poissons et leur habitat n'ont plus cours (voir Annexe Volume 4 – ÉES Volume 13, Partie B, Addendum à l'ÉES Volume 2, Poissons et Habitat).

L'évaluation des risques écologiques et sur la santé humaine (ERESH) pour des accidents et des événements non prévus<sup>56</sup> est présentée séparément dans des addendas à l'ÉES (voir Annexe Volume 4G). Pour le dépôt de l'ERESH dans le cadre du présent rapport, l'analyse des résultats obtenus au moyen du modèle stochastique est fournie.

#### 1.12.6 Mises à jour de l'ÉES prévues pour 2016

Les postes de vannes de sectionnement de la canalisation principale sur les tronçons de conversion de la canalisation principale d'Énergie Est, les chantiers de réserve temporaires, les autres installations auxiliaires temporaires et les routes d'accès permanentes aux postes de vannes de sectionnement de la canalisation principale sur les tronçons de conversion de la canalisation principale et des canalisations latérales d'Énergie Est n'étaient pas compris dans les addendas à l'ÉES pour le présent rapport.

Une évaluation des effets sur les postes de vannes de sectionnement de la canalisation principale sur le pipeline de conversion et les routes d'accès permanentes aux postes de vannes de sectionnement de la canalisation principale sur les pipelines de conversion sera fournie à l'Office au premier trimestre de 2016.<sup>57</sup> De plus, le processus de sélection des sites de réserve temporaires et des autres installations temporaires sera également fourni à l'Office au premier trimestre de 2016.<sup>58</sup> Des renseignements en matière d'environnement sur ces secteurs seront transmis à l'Office dans le cadre de la mise à jour des PPE et de l'ÉES lorsque l'emplacement de ces composantes du Projet sera confirmé en fonction des considérations techniques, environnementales et de construction, de même que des commentaires des parties prenantes.

Concernant le dépôt de l'ERESH, l'analyse des résultats obtenus au moyen du modèle déterministe sera transmise à l'Office au premier trimestre de 2016.<sup>59</sup>

Les données environnementales recueillies sur le terrain à la fin de 2015 (par suite des évaluations saisonnières des espèces, des contraintes d'accès au territoire ou des changements apportés au tracé) qui n'étaient pas disponibles au moment de la préparation des addendas à l'ÉES dans le Rapport supplémentaire no 4 et le présent rapport sont prévues pour un dépôt auprès de l'Office dans une mise à jour des PPE et de l'ÉES au deuxième trimestre de 2016.<sup>60</sup> De plus, des fiches techniques de

<sup>56</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 4-7A, Annexe 1-1, Rév. 5

<sup>57</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 5-3, Annexe 1-1, Rév. 5.

<sup>58</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 6-6, Annexe 1-1, Rév. 5

<sup>59</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 4-7B, Annexe 1-1, Rév..

<sup>60</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 7-3, Annexe 1-1, Rév. 5.

description des cours d'eau mises à jour et des tableaux de franchissement des cours d'eau mis à jour pour toutes les régions seront transmis à l'Office au deuxième trimestre de 2016.<sup>61</sup>

La présente mise à jour de l'ÉES analyse le tracé de décembre 2014 pour le tronçon du Nouveau-Brunswick. Les réalignements de septembre 2015 pour le tronçon du Nouveau-Brunswick n'étaient pas compris dans les addendas à l'ÉES pour le présent rapport en raison du peu de temps pour évaluer et inclure la mise à jour de l'évaluation (voir Section 1.5.1). Une mise à jour des renseignements de base en matière d'environnement pour le tracé de septembre 2015 au Nouveau-Brunswick sera présentée à l'Office au premier trimestre 2016.<sup>62</sup> Les contraintes environnementales et des mesures d'atténuation y afférentes pour ces réalignements seront également incluses dans les mises à jour aux PPE et à l'ÉES, et seront transmises à l'Office au deuxième trimestre 2016.<sup>63</sup>

Un rapport de données techniques mis à jour sur l'environnement acoustique pour toutes les stations de pompage, le terminal de réservoirs Hardisty D, le terminal de réservoirs Moosomin, le terminal de réservoirs Saint John tank et le terminal maritime Canaport d'Énergie Est sera transmis à l'Office au premier trimestre 2016.<sup>64</sup>

Les rapports relatifs à l'étude de l'utilisation des terres traditionnelles et des ressources reçus à la fin de 2015 seront résumés dans un rapport supplémentaire et transmis à l'Office au premier trimestre 2016.<sup>65</sup> Le rapport supplémentaire comprendra :

- des descriptions de l'utilisation courante des terres à des fins traditionnelles susceptibles d'être perturbées par le Projet
- les connaissances écologiques traditionnelles pour fins d'examen dans le contexte de l'ÉES
- l'identification des questions et des préoccupations se rapportant à l'utilisation des terres traditionnelles et des ressources ainsi que d'autres questions liées au Projet qui ont été soulignées

### 1.13 DEMANDE VOLUME 12 – APERÇU ET CARTES-TRACÉS DÉTAILLÉES

Comme il a été mentionné dans le Rapport supplémentaire n° 4, le présent dépôt présente un ensemble de mises à jour de cartes générales et de cartes-tracés détaillées

<sup>61</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 7-6, Annexe 1-1, Rév. 5..

<sup>62</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 6-5, Annexe 1-1, Rév. 5

<sup>63</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 7-3, Annexe 1-1, Rév. 5.

<sup>64</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 3-15B, Annexe 1-1, Rév. 5.

<sup>65</sup> Se reporter à la pièce supplémentaire RS 6-1, Annexe 1-1, Rév.. 5

pour l'ensemble du Projet, y compris une mise à jour des composantes du Projet décrites dans la Modification de la Demande. Ces cartes remplacent celles qui ont été déposées jusqu'à maintenant, et comprendront notamment :

- des améliorations et des réalignements au tracé de l'oléoduc au cours des mois d'août et de septembre 2015<sup>66</sup>
- une mise à jour des emplacements des stations de pompage en date du 15 août 2015<sup>67</sup>
- une mise à jour des emplacements des vannes intermédiaires de la canalisation principale en date du 30 octobre 2015<sup>68</sup>
- une mise à jour des franchissements des cours d'eau et des méthodologies de franchissement par section de l'oléoduc (comme il est indiqué sur les cartes détaillées du tracé)
- des données spatiales accessibles au public concernant la propriété des terrains, les aires protégées désignées et les frontières municipales et régionales
- les emplacements et les frontières des réserves en vertu de la *Loi sur les Indiens*.

#### 1.13.1 Quadrillage horizontal comparativement aux mesures par chaînage relâché

Les cartes de l'Annexe Volume 5, ainsi que les distances de l'emprise dans la présente rubrique et les annexes à l'appui, sont fondées sur des mesures par quadrillage horizontal qui tiennent compte d'une représentation en deux dimensions fondées sur un quadrillage horizontal.

Les mises à jour et les addendas à l'ÉES font apparaître des mesures par chaînage relâché dans leurs cartes et les distances de l'emprise (voir Annexe Volume 5), qui tiennent compte des surfaces topographiques en trois dimensions et qui sont en règle générale plus longues que les mesures par quadrillage horizontal.

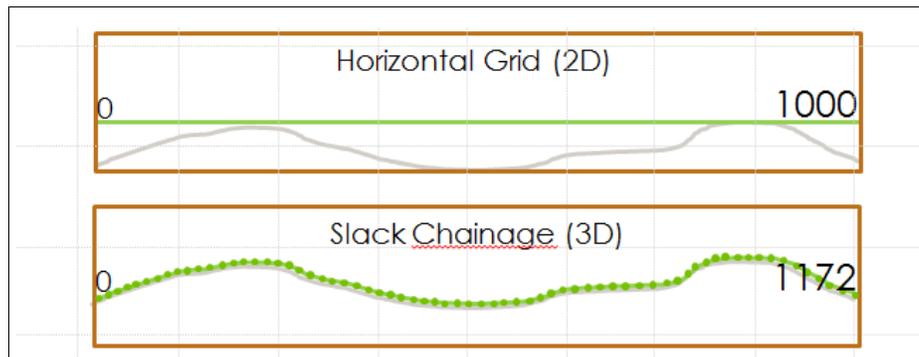
En règle générale, les différences entre les mesures par quadrillage horizontal et celles par chaînage relâché sont moindres en terrain plat, et supérieures en terrain accidenté, diversifié ou complexe.

La Figure 1-4 illustre la différence dans les mesures de distance utilisant le quadrillage horizontal en comparaison des méthodes par chaînage relâché. Lorsque les intervalles de distance, telles que les bornes kilométriques, sont indiquées sur ces représentations, elles apparaîtront dans des emplacements différents.

<sup>66</sup> Voir Section 1.5.1 : Tracé du pipeline.

<sup>67</sup> Voir Rapport supplémentaire no 4, Section 1.5.1 : Stations de pompage (numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : A4T7T4) et la Modification de la Demande, Volume 2 : Conception, construction et exploitation (Section 3.1 : Stations de pompage).

<sup>68</sup> Voir Section 1.5.9 : Mise à jour de l'emplacement des vannes et Annexe Volume 2 : Mises à jour techniques, Annexe Vol 2-13 (pièce 2 à l'ÉES).



**Figure 1-3 : Quadrillage horizontal comparativement aux mesures par chaînage relâché**

#### **1.14 MISE À JOUR DE LA LISTE DE CONTRÔLE DU GUIDE DE DÉPÔT**

Afin d'aider l'Office dans son examen de la Demande et des dépôts ultérieurs, des listes de contrôle à jour du Guide de dépôt sont proposées à l'Annexe 1-13.

#### **1.15 CONCLUSION**

Ceci met fin au Rapport supplémentaire n° 5 d'Énergie Est.