

2.0 ERRATA

La présente section comporte des corrections et des mises à jour relatives aux trois premiers rapports supplémentaires, à la réponse d'Énergie Est à une demande d'information de l'Office (ONÉ 3.1), ainsi qu'à la Demande et à l'ÉES.

Les errata sont identifiés et expliqués comme suit:

- Tableau 2-1: Mises à jour et corrections relatives à la Demande d'Énergie Est
- Tableau 2-2: Mises à jour et corrections relatives au Rapport supplémentaire n° 1
- Tableau 2-3: Mises à jour et corrections relatives au Rapport supplémentaire n° 2
- Tableau 2-4: Mises à jour et corrections relatives au Rapport supplémentaire n° 3
- Tableau 2-5: Mises à jour et corrections relatives à l'ÉES d'Énergie Est
- Tableau 2-6 : Mises à jour et corrections relatives d'une réponse à la demande d'information

Les pages de remplacement se trouvent à l'Annexe 2-1 et sont organisées de façon séquentielle, selon l'ordre des tableaux ci-dessus.

Lorsqu'une modification touche plus d'un dépôt, seul le dépôt le plus récent fait l'objet d'un errata aux Tableaux 2-1 à 2-6 et apparaît dans les pages de remplacement de l'Annexe 2-1. Les mises à jour portent notamment sur le calendrier du Projet, les longueurs de canalisation et les dépôts supplémentaires

Tableau 2-1 : Mises à jour et corrections relatives à la Demande d'Énergie Est

Volume	Section	Pages du document PDF	N° du dépôt auprès de l'ONÉ	Explication de la correction ou de la mise à jour
Demande Volume 1	2	31 de 332	A4D8R1	La référence à la ligne 100-3 a été insérée incorrectement dans la description.
Demande Volume 4	2.4.1 2.4.2 2.4.3 2.5.1.1 2.7.1	13 de 121 14 de 121 14 de 121 17 de 121 23 de 121	A4D8V1	La norme « CSA Z662-11 » devient « CSA Z662-15 » en raison d'une mise à jour du code publiée en juin 2015.
Demande Volume 4	2.4.2	14 de 121	A4D8V1	Correction d'un renvoi de document.
Demande Volume 4	2.4.5	15 de 121	A4D8V1	Correction de la version précédente.
Demande Volume 4	2.5	17 de 121	A4D8V1	Correction et mise à jour du Tableau 2-2.
Demande Volume 4	3.1	33 de 121	A4D8V1	Mises à jour des coordonnées et longueurs du tableau 3-1.
Demande Volume 4	3.2	42 de 121	A4D8V1	Mises à jour des coordonnées et longueurs du tableau 3-9.
Demande Volume 4	3.3	55 de 121	A4D8V1	Mises à jour des coordonnées et longueurs du tableau 3-20.
Demande Volume 4	3.4	79 de 121	A4D8V1	Mises à jour des coordonnées et longueurs du tableau 3-31.

Tableau 2-1 : Projet Énergie Est – Mises à jour et corrections relatives à la Demande d'Énergie Est (suite)

Volume	Section	Pages du document PDF	N° du dépôt auprès de l'ONÉ	Explication de la correction ou de la mise à jour
Demande Volume 6A	2.1.1 2.2.2 2.2.3.2 2.3.5 2.5.5	15 de 155 17 de 155 19 de 155 23 de 155 27 de 155	A4D8Z7	La norme « CSA Z662-11 » devient « CSA Z662-15 » en raison d'une mise à jour du code publiée en juin 2015.
Demande Volume 6A	2.3.5	23 de 155	A4D8Z7	Puisque les études géotechniques relatives aux stations de pompage n'ont pas été entreprises, la phrase contenant « au cours de la deuxième moitié de 2014 et en 2015 » a été remplacée par « lors de la conception détaillée ».
Demande Volume 6A	2.4.1	23 de 155	A4D8Z7	Modification visant à clarifier le fait que les lignes électriques qui alimenteront les stations de pompage seront construites et détenues par des services publics réglementés indépendants.
Demande Volume 6A	2.4.1	24 de 155	A4D8Z7	Le nom de la station de pompage Cabri est remplacé par Clinworth.
Demande Volume 6A	2.4.3	25 de 155	A4D8Z7	« Le système d'échappement comportera un silencieux » est remplacé par « Le système d'échappement comportera un silencieux au besoin afin de respecter les normes applicables en matière de bruit ».
Demande Volume 6A	2.5.5	27 de 155	A4D8Z7	Correction du Tableau 2-2 afin d'indiquer les références aux spécifications appropriées de TransCanada.
Demande Volume 6A	2.6.3	29-30 de 155	A4D8Z7	Suppression de « au moyen de l'IHM » afin d'améliorer la clarté.
Demande Volume 6A	2.8	31 de 155	A4D8Z7	Modification apportée afin d'améliorer la clarté.
Demande Volume 6A	2.8.3	32 de 155	A4D8Z7	Mise à jour du nombre de stations se trouvant à l'intérieur des aires d'habitat du caribou.
Demande Volume 6A	2.8	33-34-35 de 155	A4D8Z7	Mise à jour des coordonnées longitudinales et latitudinales ainsi que de l'empreinte de certains emplacements de stations de pompage dans le Tableau 2-4; ajout de deux colonnes présentant des renseignements relatifs à la longueur des routes d'accès ainsi qu'aux parties de ces routes qui sont situées dans des aires protégées.

Tableau 2-1 : Projet Énergie Est – Mises à jour et corrections relatives à la Demande d'Énergie Est (suite)

Volume	Section	Pages du document PDF	N° du dépôt auprès de l'ONÉ	Explication de la correction ou de la mise à jour
Demande Volume 6A	3.1.1	36 à 39 de 155	A4D8Z7	Mise à jour du Tableau 3-1 afin d'inclure une mise à jour des coordonnées longitudinales et latitudinales, des noms des stations de pompage et du nombre révisé de pompes.
Demande Volume 6A	Annexe 6-49	1 à 2	A4D9A2	Mise à jour de la carte aérienne de Mattawa.
Demande Volume 6A	Annexe 6-50	1 à 2	A4D9A2	Mise à jour de la carte aérienne de Deux-Rivières.
Demande Volume 6A	Annexe 6-51	1 à 2	A4D9A2	Mise à jour de la carte aérienne de Pembroke.
Demande Volume 6A	Annexe 6-52	1 à 2	A4D9A2	Mise à jour de la carte aérienne de Renfrew.
Demande Volume 6A	Annexe 6-53	1 à 2	A4D9A2	Mise à jour de la carte aérienne de Sittsville.
Demande Volume 6A	Annexe 6-55	1 à 2	A4D9A3	Mise à jour de la carte aérienne d'Alexandria.
Demande Volume 6A	Annexes 6-57 à 6-61	1 à 15	A4D9A4	Mise à jour des cartes aériennes.
Demande Volume 6A	Annexe 6-90	1 à 2	A4D9D2	Mises à jour des terminaux de réservoirs.
Demande Volume 6B	4.1.1	2 de 15	A4D9D1	Afin d'améliorer la clarté, ajout d'une phrase indiquant que les vannes peuvent être opérées au terminal de réservoirs ou à distance, à partir du centre de contrôle des opérations.
Demande Volume 6B	4.1.1 4.2.6 4.3.5 4.5.4	50 de 155 55 de 155 59 de 155 61-62 de 155	A4D9D1	La norme « CSA Z662-11 » devient « CSA Z662-15 » en raison d'une mise à jour du code publiée en juin 2015.

Tableau 2-1 : Projet Énergie Est – Mises à jour et corrections relatives à la Demande d'Énergie Est (suite)

Volume	Section	Pages du document PDF	N° du dépôt auprès de l'ONÉ	Explication de la correction ou de la mise à jour
Demande Volume 6B	4.1.2	3 de 15	A4D9D1	Modification de la formulation afin d'améliorer la clarté et la précision. Les caractéristiques qui font qu'une vanne est protégée contre les incendies dépendent de la fonction de celle-ci, notamment des conditions du système et du type de vanne. De plus, différents fabricants de vannes peuvent avoir recours à différents types de conceptions de vanne afin de les protéger contre les incendies. Les vannes d'isolement seront certifiées « anti-incendie », et le type de vanne et le fabricant seront choisis en fonction de l'utilisation prévue de la vanne.
Demande Volume 6B	4.2.1	52 de 155	A4D9D1	Mise à jour de la Figure 4-1 qui présente une coupe transversale d'un réservoir. Cette modification améliore la clarté et ajoute des détails concernant les joints d'étanchéité.
Demande Volume 6B	4.2.2	53 de 155	A4D9D1	Mise à jour du Tableau 4-1 : Les caractéristiques préliminaires des réservoirs comporteront une note sur la capacité nominale.
Demande Volume 6B	4.2.8	56 de 155	A4D9D1	Afin d'améliorer l'exactitude de l'énoncé, il a été précisé que le terminal de réservoirs Hardisty D et les conduites en amont de celui-ci seront détenus en propriété et exploités par TransCanada.
Demande Volume 6B	4.2.9	56 de 155	A4D9D1	Ajout d'un énoncé portant sur la méthode d'inspection des puits d'observation des réservoirs.
Demande Volume 6B	4.3.5	59 de 155	A4D9D1	Puisque les études géotechniques relatives aux stations de pompage n'ont pas encore été entreprises, la phrase contenant « pendant la deuxième moitié de 2014 et en 2015 » a été remplacée par « lors de la conception détaillée ».
Demande Volume 6B	4.5.4	61 de 155	A4D9D1	Correction apportée au Tableau 4-2 afin d'inclure une référence aux spécifications et pressions nominales appropriées de TransCanada.
Demande Volume 6B	4.7	64 de 155	A4D9D1	Ajout d'une note au Tableau 4-3 indiquant qu'en raison de l'absence de directives relatives au bruit en Saskatchewan et au Nouveau-Brunswick, la directive 038 de l'Alberta Energy Regulator sera appliquée pour ces provinces.

Tableau 2-1 : Projet Énergie Est – Mises à jour et corrections relatives à la Demande d'Énergie Est (suite)

Volume	Section	Pages du document PDF	N° du dépôt auprès de l'ONÉ	Explication de la correction ou de la mise à jour
Demande Volume 6B	4.7	64 de 155	A4D9D1	Ajout des mélangeurs de réservoirs dans la description des sources de bruit continu afin d'améliorer la précision de l'énoncé.
Demande Volume 6B	5.1.1	66 de 155	A4D9D1	Mise à jour de l'énoncé portant sur les routes d'accès du terminal de réservoirs Hardisty D.
Demande Volume 6B	5.1.1	67 de 155	A4D9D1	Mise à jour de la vue aérienne des terminaux de réservoirs Hardisty dans la Figure 5-1. La figure modifiée peut être consultée dans la mise à jour du Projet.
Demande Volume 6B	5.1.1	66 de 155	A4D9D1	Mise à jour de la latitude et de la longitude centrales du terminal de réservoirs Hardisty D dans le Tableau 5-1.
Demande Volume 6B	5.1.2	68 de 155	A4D9D1	Mise à jour de la disposition conceptuelle du terminal de réservoirs Hardisty D dans la Figure 5-2. La figure modifiée peut être consultée dans la mise à jour du Projet.
Demande Volume 6B	5.1.5	70 de 155	A4D9D1	Mise à jour de la liste des bâtiments et des abris du terminal de réservoirs Hardisty D dans le Tableau 5-5.
Demande Volume 6B	5.2.1	72 de 155	A4D9D1	Correction d'un énoncé portant sur l'accès au terminal de réservoirs de Moosomin afin d'en améliorer la précision.
Demande Volume 6B	5.2.1	72 de 155	A4D9D1	Correction de la latitude et de la longitude centrales dans le Tableau 5-7 puisque ces dernières indiquaient initialement la position de la station de pompage proposée de Moosomin et non celle du terminal de réservoirs. Cette correction améliore la précision du Tableau 5-7.
Demande Volume 6B	5.2.1	72 de 155	A4D9D1	Mise à jour de la vue aérienne du terminal de réservoirs, de la station de compression et de la station de pompage de Moosomin dans la Figure 5-3. La figure modifiée peut être consultée dans la mise à jour du Projet.
Demande Volume 6B	5.2.2	73 de 155	A4D9D1	Mise à jour de la disposition conceptuelle du terminal de réservoirs de Moosomin dans la Figure 5-4. La figure modifiée peut être consultée dans la mise à jour du Projet.
Demande Volume 6B	5.2.5	76 de 155	A4D9D1	Mise à jour de la liste des bâtiments et des abris du terminal de réservoirs de Moosomin dans le Tableau 5-11.

Tableau 2-1 : Projet Énergie Est – Mises à jour et corrections relatives à la Demande d'Énergie Est (suite)

Volume	Section	Pages du document PDF	N° du dépôt auprès de l'ONÉ	Explication de la correction ou de la mise à jour
Demande Volume 6B	5.4.2	83 de 155	A4D9D1	À des fins de précision, les énoncés portant sur l'écoulement vers « les réservoirs de la raffinerie existante » et vers « les réservoirs d'Irving Canaport » ont été corrigés. Dans les deux cas, l'énoncé aurait dû indiquer « le terminal de réservoirs Irving Canaport ».
Demande Volume 6B	5.4.2	83 de 155	A4D9D1	Correction apportée à la méthode de livraison des lots au terminal de réservoirs Irving Canaport.
Demande Volume 6B	6.2.1 6.2.4 6.3.5	89 de 155 92 de 155 96 de 155	A4D9D6	La norme « CSA Z662-11 » devient « CSA Z662-15 » en raison d'une mise à jour du code publiée en juin 2015.
Demande Volume 6B	6.2.1	89 de 155	A4D9D6	Précisions apportées au plan d'intervention en cas de déversement afin d'inclure le rôle de l'ALERT en cas de déversement de pétrole.
Demande Volume 6B	6.2.2	91 de 155	A4D9D6	Ajout de précisions concernant l'isolation des composantes électriques des bras de chargement entre le pétrolier et les systèmes des terminaux côtiers et marins.
Demande Volume 6B	6.3	93 de 155	A4D9D6	Comme le nombre d'automates programmables (PLC) locaux n'est pas présentement connu, cette section a été mise à jour afin qu'elle comporte une description plus générale.
Demande Volume 6B	6.3.2	94 de 155	A4D9D6	Correction apportée au système d'arrêt d'urgence puisqu'Énergie Est ne sera pas en mesure d'arrêter automatiquement le système en cas de fuite. L'énoncé corrigé indique désormais que, lorsqu'une fuite a été confirmée, l'arrêt d'urgence peut être déclenché à distance par le CCO au moyen du système SCADA ou par les membres du personnel sur le terrain au moyen d'un bouton-poussoir manuel.
Demande Volume 6B	6.3.5	96 de 155	A4D9D6	Mise à jour du Tableau 6-1 afin de modifier la pression nominale du système de conduites de chauffage au glycol/à l'eau et d'ajouter des renseignements à propos des systèmes de conduites pour l'eau de lutte contre les incendies et l'eau de contact.
Demande Volume 6B	7.1.5 7.2.3.4	106 de 155 123 de 155	A4D9D6	La norme « CSA Z662-11 » devient « CSA Z662-15 » en raison d'une mise à jour du code publiée en juin 2015.

Tableau 2-1 : Projet Énergie Est – Mises à jour et corrections relatives à la Demande d'Énergie Est (suite)

Volume	Section	Pages du document PDF	N° du dépôt auprès de l'ONÉ	Explication de la correction ou de la mise à jour
Demande Volume 6B	7.2.2	117 de 155	A4D9D6	La taille du collecteur qui alimente les bras de chargement du pétrole est de 610 mm (DN 24) et non de 406 mm (DN 16).
Demande Volume 6B	7.2.3.3	121 de 155	A4D9D6	Précision apportée au fonctionnement du système des pompes d'assèchement, lesquelles retournent le pétrole retiré dans le réservoir, et non dans le collecteur.
Demande Volume 6B	7.2.3.4	123 de 155	A4D9D6	Correction apportée à la classe de pression de la conduite de retour des vapeurs dans le tableau 7-13.
Demande Volume 6B	8.1.1	2 de 11	A4D9E1	Afin d'améliorer la clarté, « Ces vannes » a été remplacé par « Les vannes de refoulement ».
Demande Volume 6B	8.1.1 8.2.2 8.3.4	133 de 155 135 de 155 137 de 155	A4D9E1	La norme « CSA Z662-11 » devient « CSA Z662-15 » en raison d'une mise à jour du code publiée en juin 2015.
Demande Volume 6B	8.2.1	134 de 155	A4D9E1	Mise à jour visant à apporter des précisions concernant l'emplacement des transmetteurs de pression.
Demande Volume 6B	8.3.4	137 de 155	A4D9E1	Puisque les études géotechniques relatives aux stations de pompage n'ont pas été entreprises, la phrase contenant « au deuxième semestre de 2014 et en 2015 » a été remplacée par « lors de la conception détaillée ».
Demande Volume 6B	8.4.1	138 de 155	A4D9E1	Modification visant à clarifier le fait que les lignes électriques qui alimenteront les stations de pompage seront construites et détenues par des services publics réglementés indépendants.
Demande Volume 6B	8.6.3	140 de 155	A4D9E1	Afin de correspondre à ce qui est indiqué dans la section 8.2.5 du même volume, « niveau élevé dans le réservoir collecteur » a été remplacé par « niveau très élevé dans le réservoir collecteur ».
Demande Volume 7	2.1.2	13 de 163	A4D9E7	Mise à jour de l'information afin d'apporter des précisions relativement à la conformité environnementale.
Demande Volume 7	2.6	18 de 163	A4D9E7	Mise à jour de la stratégie de construction afin de tenir compte de la modification apportée au calendrier des travaux.

Tableau 2-1 : Projet Énergie Est – Mises à jour et corrections relatives à la Demande d'Énergie Est (suite)

Volume	Section	Pages du document PDF	N° du dépôt auprès de l'ONÉ	Explication de la correction ou de la mise à jour
Demande Volume 7	2.9.1.1	22 de 163	A4D9E7	Suppression de la Figure 2-3. Énergie Est ne prévoit pas de baraquements pour le tronçon de l'Est de l'Ontario.
Demande Volume 7	3.1.4 3.1.6 3.2.5 3.2.6	56 de 163 57 de 163 67 de 163 68 de 163	A4D9E7	La norme « CSA Z662-11 » devient « CSA Z662-15 » en raison d'une mise à jour du code publiée en juin 2015.
Demande Volume 7	3.1.8.3	63 de 163	A4D9E7	Correction orthographique du mot « Madawaska » dans le tableau 3-1.
Demande Volume 7	3.4.3	72 de 163	A4D9E7	Mise à jour visant à préciser que les sections de comptage ne sont pas installées à l'intérieur des bâtiments.
Demande Volume 7	3.4.4	73 de 163	A4D9E7	Suppression de Cromer puisqu'il ne fait pas partie des terminaux de réservoirs
Demande Volume 7	3.6.5	79 de 163	A4D9E7	Mise à jour afin de donner plus de clarification sur le dragage aux postes d'amarrages d'Énergie Est de Canaport.
Demande Volume 7	4.3 4.12 4.12.1	80 de 163 90 de 163 92 de 163	A4D9E8	La norme « CSA Z662-11 » devient « CSA Z662-15 » en raison d'une mise à jour du code publiée en juin 2015.
Demande Volume 7	4.10	88 de 163	A4D9E8	Une erreur de frappe a été corrigée puisqu'il n'existe pas de tour de communication cellulaire. « Tour de radiodiffusion » et « cellulaire » ne doivent pas être écrits vis-à-vis la même puce.
Demande Volume 7	4.13	93 de 163	A4D9E8	Correction de la formulation puisqu'un SAU peut être activé « à partir d'une installation » et non « par une installation » (version anglaise seulement).
Demande Volume 7	5.1.4.2	99 de 163	A4D9E9	La référence au terminal maritime de Canaport a été remplacée par une référence au terminal maritime Canaport d'Énergie Est.
Demande Volume 7	5.3.1	104 de 163	A4D9E9	Mise à jour de l'information relative à l'étape 3 du comité d'examen TERMPOL.

Tableau 2-1 : Projet Énergie Est – Mises à jour et corrections relatives à la Demande d'Énergie Est (suite)

Volume	Section	Pages du document PDF	N° du dépôt auprès de l'ONÉ	Explication de la correction ou de la mise à jour
Demande Volume 7	5.4.1	110 de 163	A4D9E9	Correction apportée aux unités afin qu'elles soient indiquées en valeurs métriques dans le tableau 5-3.
Demande Volume 8A	2.2	9-10 de 39	A4D9G3	Mise à jour de la superficie (ha) dans les Tableaux 2-2 et 2-3.
Demande Volume 8 A	3.2	15 de 39	A4D9G3	Les coordonnées latitudinales et longitudinales ainsi que l'estimation de la superficie de terrain requise ont été mises à jour dans le Tableau 3-2.
Demande Volume 8A	4.5	24 de 39	A4D9G3	Le Tableau 4-2 a été mis à jour afin de tenir compte des modifications apportées aux activités relatives aux terrains et au calendrier d'acquisition des terrains.
Demande Volume 8 A	5.2.1	28 de 39	A4D9G3	Mise à jour du nombre de propriétaires fonciers identifiés dans le Tableau 5-1.
Demande Volume 8A	Annexe 8-1	1 de 15 9 de 15	A49DG4	Ajout de quatre nouveaux dessinateurs pour l'emprise de l'Ontario (No. 267 à 270).
Demande Volume 10	Annexe Volume 10A-5	127 de 149	133-134 de 154	Correction apportée au sommaire de l'engagement des communautés autochtones afin d'inclure les préoccupations supplémentaires soulevées par la Première Nation de Temagami.

Tableau 2-2 : Projet Énergie Est – Mises à jour et corrections relatives au Rapport supplémentaire n° 1 d'Énergie Est

Volume	Section	Pages du document PDF	N° du dépôt auprès de l'ONÉ	Explication de la correction ou de la mise à jour
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 2-1	75-76 de 125	A4G9T5	Correction et mise à jour du Tableau 3-4 afin de tenir compte des nouvelles exigences relatives aux terrains pour les stations de pompage.

Tableau 2-3 : Projet Énergie Est – Mises à jour et corrections relatives au Rapport supplémentaire n° 2 d'Énergie Est

Volume	Section	Pages du document PDF	N° du dépôt auprès de l'ONÉ	Explication de la correction ou de la mise à jour
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 2-2	14 de 17	A4K3D2	Mise à jour du pourcentage du territoire traversé et des distances dans le Tableau 2-1
Annexe Volume 2	Section 1	13 de 156	A4K3E1	Le mot « Boisetown » était mal orthographié et a été remplacé par « Boiestown »

Tableau 2-4 : Projet Énergie Est – Mises à jour et corrections relatives au Rapport supplémentaire n° 3 d'Énergie Est

Volume	Section	Pages du document pdf	N° du dépôt auprès de l'ONÉ	Explication de la correction ou de la mise à jour
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	22 de 92	A4R0V4	Division de la pièce RS 2-5 en deux pièces (RS 2-5A et 2-5B) afin de faire passer l'état de la pièce originale à « Terminé » et de créer un échancier de dépôt pour l'aménagement des stations de pompage.
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	23 de 92	A4R0V4	Division de la pièce RS 3-1 en deux pièces (RS 3-1A et 3-1B) afin de faire passer l'état de la pièce originale à « Terminé » et de créer un échancier de dépôt pour les travaux géotechniques restants de deux franchissements de cours d'eau situés au sud du fleuve Saint-Laurent.
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	24 de 92	A4R0V4	Suppression de Fleuve Saint-Laurent de la pièce RS 3-11B et L'échancier de dépôt cible a été reporté au premier trimestre de 2016.
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	25 de 92	A4R0V4	Mise à jour de l'état de la pièce 3-16A afin de le faire passer de « Prévu » à « Terminé ».
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	25 de 92	A4R0V4	Modification des références aux réalignements pour la pièce 3-16B de « à partir de Lévis jusqu'à la frontière QC-NB » à « à partir de Hardisty, AB jusqu'à Saint-John, NB ».
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	25 de 92	A4R0V4	Division de la pièce RS 4-2 en deux pièces (RS 4-2A et 4-2B) afin de faire passer l'état de la pièce originale à « Terminé » et de créer un échancier de dépôt des rapports de faisabilité restants pour quatre franchissements de cours d'eau situés le long du tronçon du Nouveau-Brunswick.

Tableau 2-4 : Projet Énergie Est Mises à jour et corrections relatives au Rapport supplémentaire no 3 d'Énergie Est (suite)

Volume	Section	Pages du document pdf	N° du dépôt auprès de l'ONÉ	Explication de la correction ou de la mise à jour
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	25 de 92	A4R0V4	Mise à jour de l'état des pièces RS 4-3, RS 4-4, RS 4-5, RS 4-8A et RS 4-9 qui passe de « Prévu » à « Terminé ».
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	26 de 92	A4R0V4	Modification de la description de la pièce RS 4-6A dans le dépôt supplémentaire afin d'inclure les changements apportés aux réalignements du tracé le long des tronçons de conversion qui sont inclus dans l'addendum de l'ÉES.
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	27 de 92	A4R0V4	L'échéancier de dépôt cible pour la pièce RS 5-3 a été reporté au premier trimestre de 2016.
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	27 de 92	A4R0V4	Modification de la description de la pièce RS 5-4 dans le dépôt supplémentaire afin d'inclure uniquement les emplacements de camps connus. Les chantiers de réserves et autres établissements complémentaires temporaires ne seront pas prêts à temps pour être évalués dans l'addendum à l'ÉES de 2015.
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	27 de 92	A4R0V4	Modification de la description de la pièce RS 5-5 dans le dépôt supplémentaire. Les chantiers de réserve et autres établissements complémentaires temporaires ne seront pas prêts à temps pour être évalués dans l'addendum à l'ÉES de 2015.
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	27 de 92	A4R0V4	Création d'une nouvelle pièce supplémentaire (RS 5-7) devant être déposée au quatrième trimestre 2015 pour permettre la tenue d'évaluations quantitatives d'habitats essentiels d'espèces sauvages en fonction des nouvelles stratégies de rétablissement ou des stratégies de rétablissement mises à jour.
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	27 de 92	A4R0V4	Création d'une nouvelle pièce supplémentaire (RS 5-8) devant être déposée au quatrième trimestre 2015 pour la rédaction d'un rapport relatif à l'évaluation des effets des tracés de rechange du pipeline 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.
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	27 de 92	A4R0V4	Création d'une nouvelle pièce supplémentaire (RS 5-9) devant être déposée au quatrième trimestre 2015 pour la rédaction d'un rapport sur sept cours d'eau sans tranchée.
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	27 de 92	A4R0V4	Création d'une nouvelle pièce supplémentaire (RS 5-10) devant être déposée au quatrième trimestre 2015 pour une mise à jour sur la traversée d'urgence pour les cours d'eau sans tranchée.

Tableau 2-4 : Projet Énergie Est Mises à jour et corrections relatives au Rapport supplémentaire no 3 d'Énergie Est (suite)

Volume	Section	Pages du document pdf	N° du dépôt auprès de l'ONÉ	Explication de la correction ou de la mise à jour
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	27 de 92	A4R0V4	Création d'une nouvelle pièce supplémentaire (RS 5-11) devant être déposée au quatrième trimestre 2015 pour une mise à jour sur le placement de vanne.
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	27 de 92	A4R0V4	Création d'une nouvelle pièce supplémentaire (RS 5-12) devant être déposée au quatrième trimestre 2015 pour la mise à jour de la liste des municipalités/autorités régionales engagées.
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	28 de 92	A4R0V4	Création d'une nouvelle pièce supplémentaire (RS 6-2) devant être déposée au premier trimestre de 2016 pour la rédaction de rapports sur la Rivières des Outaouais située sur le tronçon du Québec.
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	28 de 92	A4R0V4	Création d'une nouvelle pièce supplémentaire (RS 6-3) devant être déposée au premier trimestre de 2016 afin d'inclure un résumé sur les questions en suspens, préoccupations et réponses pour les communautés participantes.
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	28 de 92	A4R0V4	Création d'une nouvelle pièce supplémentaire (RS 6-4) devant être déposée au premier trimestre de 2016 afin d'inclure un résumé sur les questions en suspens, préoccupations et réponses pour les communautés autochtones participantes.
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-1 (Rév. 3)	28 de 92	A4R0V4	L'échéancier de dépôt cible pour la pièce RS 7-1 a été reporté au quatrième trimestre de 2015 et la description du dépôt supplémentaire a été modifiée afin d'inclure l'emplacement du tracé du pipeline.
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-3	39 de 92 40 de 92	A4R0V4	La section 6 Évaluation des effets biophysiques pour l'Alberta, le nord de l'Ontario et l'est de l'Ontario ont été mis à jour dans l'index des mises à jour de l'ÉES.
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-3	47 de 92	A4R0V4	Mise à jour des plans de protection environnementaux dans l'index des mises à jour de l'ÉES.
Mise à jour du Projet et errata	Annexe 1-5	64 de 92 91 de 92	A4R0V4	Mise à jour de la section A.3.4 Questions financières et Guide R du Guide de dépôt de l'ONÉ.

Tableau 2-5 : Projet Énergie Est – Mises à jour et corrections relatives à l'ÉES

Volume	Section	Pages du document pdf	N° du dépôt auprès de l'ONÉ	Explication de la correction ou de la mise à jour
Volume 1	Section 6, Annexe C	74 de 88	A4D9R5	Tableau des limites spatiales : Mise à jour de la ZEL relative au poisson et à l'habitat du poisson afin d'inclure les franchissements de cours d'eau des routes d'accès et relative aux installations.

Tableau 2-6 : Mises à jour et corrections relatives à une demande d'information de l'ONÉ

Volume	Section	Pages du document pdf	N° du dépôt auprès de l'ONÉ	Explication de la correction ou de la mise à jour
ONÉ 3.1	3.1b		A4L4F1	Mises à jour de la longueur des sections du pipeline non touchée par la modification de la Demande dans le tableau 3.1b-1.

Annexe 2-1

Pages de remplacements

2.4.3 Financement

Le financement du Projet sera principalement assuré par TransCanada. TransCanada et sa société mère, TransCanada Corporation, sont en bonne position pour financer le programme actuel d'immobilisations de TransCanada, dont fait partie le Projet.

Pour de plus amples renseignements, voir le Volume 3, Section 4 : Financement (disponible en anglais seulement (Financing)).

2.5 CESSION D'ACTIFS GAZIERS

TransCanada et Énergie Est (en tant que commandité au nom d'Energy East Pipeline Limited Partnership) ont conclu une entente régissant la cession d'actifs gaziers appartenant à TransCanada, la convention de cession. En vertu de cette convention de cession, les actifs gaziers de TransCanada seront cédés par étapes en fonction du calendrier de construction d'Énergie Est, pour un prix total de cession d'environ 1,5 milliard de dollars. Le prix de cession équivaut à la valeur comptable nette des actifs cédés (environ 1 milliard de dollars) plus la prime d'acquisition de 500 M\$.

Les actifs gaziers de TransCanada à transférer (installations faisant l'objet de la conversion) consistent en des sections de trois lignes de la canalisation principale de TransCanada, constituées de ce qui suit :

- Ligne des Prairies — la ligne 100-4 ~~et certaines sections de la ligne 100-3~~, comprenant 940 km de pipeline de 1 067 mm (NPS 42) allant de la vannes de la canalisation principale (VCP)-2 près de Burstall, en Saskatchewan, à la VCP-41, à l'est de Winnipeg, au Manitoba;
- Ligne du Nord de l'Ontario (LNO) — la ligne 100-4 et certaines sections de la ligne 100-3, comprenant 1 640 km de pipeline de 1 067 mm (NPS 42) allant de la VCP-41, à l'est de Winnipeg, au Manitoba, à la VCP-116, près de North Bay, en Ontario;
- Ligne du raccourci de North Bay — la ligne 1200-2, comprenant 420 km de pipeline de 1 067 mm (NPS 42), allant de la VCP-116, près de North Bay, en Ontario, à la VCP-1401, près d'Iroquois, en Ontario.

En tant que nouveau propriétaire des actifs cédés, Énergie Est sera responsable du démantèlement et de la cessation d'exploitation ultime de ces actifs cédés. Ainsi, Énergie Est sera responsable de l'estimation des coûts pour la cessation d'exploitation et de la provision d'une contribution annuelle conformément à la décision de l'Office dans le cadre de l'audience MH-001-2013.

La cession des actifs gaziers de TransCanada, combinée à celle des installations du PRPE, devrait permettre de diminuer les coûts que les expéditeurs de gaz auraient par ailleurs dû assumer. En fonction de la valeur actualisée nette, ces économies sont

2.3 GESTION DE LA QUALITÉ

La gestion de la qualité permet d'assurer une qualité constante et élevée en ce qui touche la conception, l'achat des matériaux et des services, et la construction des projets pipeliniers.

Les objectifs de qualité établis pour ce Projet sont les suivants :

- les concepts techniques sont clairement documentés, et ils respectent les normes de conception acceptables, conformément aux exigences de rendement opérationnel;
- tous les travaux respectent les lois, règlements, statuts, exigences de permis applicables et les pratiques d'ingénierie généralement acceptées;
- les équipements et les matériaux sont obtenus et installés d'une manière conforme à la conception technique;
- la documentation présentant des preuves objectives de respect des exigences est maintenue et les dossiers sont conservés;
- le respect du système de gestion de la qualité exclusif de TransCanada est maintenu.

Pour de plus amples informations au sujet de la gestion de la qualité, voir le Volume 7, section 2.4.

2.4 DÉTAILS DE LA CONCEPTION TECHNIQUE

2.4.1 Classe d'emplacement

Le pétrole brut qui sera transporté est un produit à faible pression de vapeur. Les études sur la classe d'emplacement ont été réalisées conformément aux exigences de la norme CSA Z662-~~H15~~^{H15}. Comme cette information est habituellement utilisée pour la conception des gazoducs, Énergie Est fournit son évaluation de la classe d'emplacement à des fins informatives.

Pour déterminer les différentes classes d'emplacement le long du tracé de l'oléoduc, une zone d'évaluation coulissante en continu de 400 m de largeur par 1 600 m de longueur a été utilisée. Les classes d'emplacement ont été déterminées d'après divers facteurs, notamment la densité de la population, la présence d'installations industrielles ou d'aires extérieures bien définies comme les parcs, les aires de repos et les campings.

Pour les oléoducs transportant des liquides à faible pression de vapeur, un facteur de classe d'emplacement de 1 est approprié pour tous les emplacements, sauf pour les traversées d'emprise ferroviaire sans gaine, pour lesquelles le facteur de classe d'emplacement doit être réduit à 0,625.

Pour connaître les catégories des classes d'emplacement et les longueurs associées pour chaque tronçon de l'oléoduc, voir la section 3 : Renseignements spécifiques relatifs au pipeline.

2.4.2 Profondeur d'enfouissement

La profondeur d'enfouissement minimale pour le Projet sera la plus grande des profondeurs spécifiées par la norme CSA Z662-~~H15~~, les spécifications de TransCanada, les exigences réglementaires locales ou d'une tierce partie (voir le tableau 2-1). Pour les dessins illustrant les profondeurs d'enfouissement types, voir [l'Annexe Vol 4-1 Rapport supplémentaire No.1, Projet révisé et errata, section 2](#).

Pour les franchissements des cours d'eau, des profondeurs d'enfouissement plus grandes pourraient être requises en certains emplacements. On déterminera s'il faut recourir à une profondeur d'enfouissement plus grande lorsque la conception technique et la planification de la construction seront rendues à la phase de conception détaillée.

Énergie Est est actuellement en discussions avec l'Union des producteurs agricoles au sujet des profondeurs d'enfouissement et d'autres questions.

2.4.3 Épaisseur de la paroi des canalisations

L'épaisseur minimale des parois des canalisations sera déterminée selon la formule de calcul de la norme CSA Z662-~~H15~~. Cette formule est utilisée pour calculer l'épaisseur minimale des parois, d'après la limite d'élasticité de l'acier de la canalisation (déterminée par la nuance de l'acier), la pression maximale de service, le diamètre extérieur et les facteurs touchant la conception, l'emplacement, les joints et la température.

Tableau 2-1 : Profondeur d'enfouissement minimale

Emplacement	Profondeur d'enfouissement minimale (m)
Zone non cultivée	0,9
Zone cultivée	1,2
Franchissements de chemin de fer	3,0
Franchissements de route	1,5
Emprise de ligne électrique	1,5
Plans d'eau (ruisseaux, rivières, lacs)	1,5
Fossés (irrigation, drainage)	1,5
Zone de roche consolidée	0,9

Au besoin, des canalisations à paroi épaisse seront installées aux nouveaux points de franchissement. La longueur des canalisations à paroi épaisse et l'épaisseur de paroi requise à chaque point de franchissement seront déterminées d'après la conception technique et les méthodes de construction propres au site.

Pour établir l'épaisseur de la paroi, Énergie Est s'est fondée sur une analyse ponctuelle pour déterminer le profil de pression de conception des canalisations, profil qui suppose que l'oléoduc est rempli à capacité de pétrole brut à des densités de calcul. Avec cette méthode, on utilise la pression à la sortie du poste de pompage comme pression de calcul du système, et la pression en des points spécifiques entre les postes de pompage est déterminée par le calcul du changement de la pression hydrostatique, compte tenu du profil d'altitude connu. Par exemple, une canalisation située à des altitudes plus faibles sera munie de parois plus épaisses et/ou d'une nuance de qualité supérieure pour résister à une pression supérieure à la pression de calcul globale.

Pour de plus amples informations, voir la section 3 : Renseignements spécifiques relatifs au pipeline.

2.4.4 Caractéristiques des tubes de canalisations

Énergie Est indique à la section 3 : Renseignements spécifiques relatifs au pipeline les caractéristiques des tubes de canalisations (aussi appelés « tubes de conduite »), y compris les estimations préliminaires de la longueur des canalisations, de la nuance de l'acier et de l'épaisseur des parois.

Les nuances de l'acier pour les raccords et les canalisations de l'assemblage sont en voie d'être déterminées et seront fournies dans une présentation supplémentaire.

2.4.5 Vannes et raccords

Les vannes des canalisations principales seront à ouverture complète, à alésage intégral, à boule ou de type robinet-vanne, conformément à la norme CSA Z245.15-0913. Les sites des vannes seront clôturés.

Pour les changements de direction de l'oléoduc, on utilisera des coudes réalisés à froid sur le terrain ou des coudes forgés en trois dimensions.

Les brides et les raccords respecteront la norme CSA Z245.11-13 ou CSA Z245.12-13, selon le cas.

2.4.6 Protection contre la corrosion

2.4.6.1 Revêtement des canalisations

On utilisera des systèmes de revêtement appropriés, convenant à leurs applications. Les détails des systèmes de revêtement qui seront utilisés pour les installations

Le système d'inspection interne sera conçu afin que l'intérieur de l'oléoduc d'Énergie Est puisse être inspecté sur toute sa longueur, y compris la canalisation principale, les canalisations latérales et les raccords.

Les postes de gares de racleurs sur la canalisation principale seront situés sur des terrains clôturés aux endroits indiqués dans le tableau 2-2.

Tableau 2-2 : Emplacements préliminaires des postes de gares de racleurs (Oléoduc DN 42)

Nom	Tronçon de l'oléoduc	Insertion/retrait
Poste de pompage de Hardisty	Alberta	Insertion
Site des vannes de contrôle de la pression de Burstall	Alberta/Prairies	Insertion/retrait
Poste de pompage d'Herbert	Prairies	Insertion/retrait
Poste de pompage de l'Île-des-Chênes	Prairies	Insertion/retrait
Poste de pompage de Moosomin	Prairies	Insertion/retrait
Poste de pompage de Regina	Prairies	Insertion/retrait
Poste de pompage de Martin	Ouest de l'Ontario	Insertion/retrait
Poste de pompage de Nipigon	Ouest de l'Ontario	Insertion/retrait
Poste de pompage de Vermillion Bay	Ouest de l'Ontario	Insertion/retrait
Poste de pompage de Haileybury	Nord de l'Ontario	Insertion/retrait
Poste de pompage de Hearst	Nord de l'Ontario	Insertion/retrait
Poste de pompage de Smooth Rock Falls	Nord de l'Ontario	Insertion/retrait
Poste de pompage de Deux-Rivières	Raccourci de North Bay	Insertion/retrait
Poste de pompage d'Iroquois	Raccourci de North Bay	Insertion/retrait
Poste de pompage de Cacouna	Québec	Insertion/retrait
Poste de pompage de Lévis	Québec	Insertion/retrait
Poste de pompage de Mascouche	Québec	Insertion/retrait
Poste de pompage de Maskinongé	Québec	Insertion/retrait
Plaster Rock	Nouveau-Brunswick	Insertion/retrait
Parc de réservoirs de stockage de Saint John	Nouveau-Brunswick	Retrait

2.5.1.1 Conception des postes d'insertion et de retrait

Les postes des gares de racleurs seront conçus et construits selon les normes de la CSA, y compris les mesures de confinement. Les cylindres permettront l'insertion ou le retrait des plus récents modèles d'outils d'inspection interne et seront pourvus de brides pour en faciliter le retrait aux fins d'entretien.

Parmi les caractéristiques de sécurité des postes des gares de racleurs, mentionnons :

- une soupape d'expansion thermique pour empêcher la surpressurisation du cylindre;
- un égalisateur de pression qui assure l'équilibre de la pression des deux côtés de l'outil;

- un système de surveillance de la pression.

Les têtes des racleurs seront à ouverture rapide et pourvues de systèmes de protection à interverrouillage sous pression afin que l'on ne puisse ouvrir la trappe lorsque le racleur est sous pression, comme le spécifie la norme CSA Z662-~~11~~15. Advenant la défaillance de toute partie du mécanisme d'ouverture, les têtes demeureraient fermées au lieu de s'ouvrir.

2.5.1.2 Caractéristiques des postes d'insertion et de retrait

Le tableau 2-3 présente les caractéristiques préliminaires des postes d'insertion et de retrait applicables à une canalisation d'un diamètre de 1 067 mm (DN 42), notamment pour les canalisations latérales de Montréal et de Lévis et à connexion de Cacouna.

Pour connaître les caractéristiques préliminaires applicables à la canalisation latérale de Cromer, voir la section 3.5, et la section 3.9 pour ce qui est de la connexion de Saint John.

Tableau 2-3 : Caractéristiques des postes d'insertion et de retrait de l'oléoduc (DN 42)

Élément ¹	Canalisation	Canalisation du racleur
Diamètre extérieur des canalisations	1 067 mm (DN 42)	1 219 mm (DN 48)
Types et nuances des parois de la canalisation	Nuance 483	Nuance 483
Épaisseurs de la paroi des canalisations	15,9 mm	26,2 mm
Pression maximale de service (tronçons de l'oléoduc converti – Ontario)	6 895 kPa	
Pression maximale de service (tronçons de l'oléoduc converti – Prairies)	6 065 kPa	
Pression maximale de service (tronçons de l'oléoduc non converti)	8 450 kPa	
Plages de pression des cylindres d'insertion/retrait	PN 100	
Description du dispositif de fermeture du cylindre d'insertion/retrait	Capuchon d'extrémité, horizontal, DN 48, PN 100, M45C, pour une épaisseur de paroi de 26,2 mm x nuance 483, ouverture à main droite.	
Description des installations et éléments de protection contre la corrosion	Les installations d'insertion et de retrait seront placées au-dessus du sol et enduites d'apprêt et de peinture pour empêcher la corrosion atmosphérique.	
Remarque :		
1. Les caractéristiques des installations d'inspection interne sont préliminaires et seront confirmées pendant la conception détaillée.		

2.6 FRANCHISSEMENT DES COURS D'EAU

Énergie Est a initialement identifié par une analyse documentaire des cours d'eau potentiels qui seront franchis par le tracé. Des levés sur le terrain ont été et seront entrepris pour confirmer l'existence et la nature des cours d'eau. Ces données ainsi

2.7 ÉVALUATION DES GÉORISQUES

2.7.1 Évaluations géotechniques

Des études géotechniques préliminaires, y compris des analyses documentaires et une reconnaissance aérienne et au sol, ont été réalisées le long du tracé pour l'oléoduc d'Énergie Est. Ces études visaient à déterminer et caractériser les conditions du sous-sol qui pourraient avoir un effet négatif sur la construction et l'exploitation du pipeline et également pour établir les paramètres techniques en vue de l'analyse et de la conception du Projet.

Les études géotechniques ont porté sur les principaux aspects suivants de la conception :

- Stabilité des pentes : Les principales pentes ont été examinées afin de déterminer les zones actives et également historiques de glissements de terrain qui pourraient être réactivées en raison des travaux de construction de l'oléoduc.
- Affouillement : La géomorphologie et les caractéristiques des chenaux aux points de franchissement des cours d'eau ont été analysées afin de déterminer le potentiel d'affouillement vertical et latéral, et pour établir des mesures d'atténuation lorsque le potentiel d'affouillement est jugé élevé.
- Failles et sismicité : Les données sur les séismes historiques ont été analysées et l'information géologique disponible a été examinée afin d'évaluer l'intensité possible des événements sismiques futurs, et leurs effets négatifs potentiels sur l'oléoduc.
- Subsidence du sol et autres géorisques : Le potentiel de subsidence du sol due à des causes naturelles et aux activités humaines a été évalué par l'examen des données historiques et des reconnaissances aériennes.

Des études géotechniques propres aux différents sites seront réalisées pendant la conception détaillée, aux endroits où on constate un potentiel élevé de géorisques et où des mesures d'atténuation sont requises.

Voir l'Annexe Vol 4-2, qui présente une déclaration écrite d'un ingénieur qualifié attestant que le Projet a été et continuera d'être évalué et conçu pour tenir compte des effets potentiels des conditions qui ne sont pas expressément abordées dans la norme CSA Z662-~~11~~15.

Golder Associates Inc. (Golder) a préparé un rapport sur les géorisques pouvant potentiellement affecter l'oléoduc. Voir l'Annexe Vol 4-3 pour consulter le rapport : *Phase 1 Geologic Hazards Assessment – New Build Portion of the Energy East System* (en anglais seulement).

3.0 RENSEIGNEMENTS SPÉCIFIQUES RELATIFS AU PIPELINE

3.1 TRONÇON DE L'ALBERTA

Le tronçon de l'Alberta sera parallèle à la servitude existante sur environ 80 % du tracé allant du terminal de réservoirs de Hardisty jusqu'à la vanne de régulation de la pression au début du tronçon des Prairies de la section de conversion près de Burstall, en Saskatchewan. Pour des renseignements supplémentaires sur l'emplacement de la servitude parallèle et non parallèle, veuillez vous reporter à la Figure 3-1.

Le tronçon de l'Alberta comporte cinq sections, comme l'indique le Tableau 3-1. Veuillez également vous reporter au Volume 12A pour consulter des cartes générales du tronçon de l'Alberta à l'échelle 1:200 000 et au Volume 12F pour consulter des cartes détaillées du tracé à l'échelle 1:50 000.

Tableau 3-1 : Emplacements préliminaires des sections et longueur du pipeline – Tronçon de l'Alberta

Section	Début ¹		Fin ¹		Longueur approx. (km) ²	Longueur approx.	
	Latitude	Longitude	Latitude	Longitude		(km) ²	Province
Hardisty	52° 39' 49" N	111° 16' 0721 " O	52° 20' 53" N	110° 46' 1409 " O	56,5	56,5	AB
Lakesend	52° 20' 53" N	110° 46' 1409 " O	51° 51' 2605 " N	110° 34' 536 " O	59,460	59,460	AB
Monitor	51° 51' 2605 " N	110° 34' 536 " O	51° 19' 31" N	110° 31' 2428 " O	61,6	61,6	AB
Oyen	51° 19' 31" N	110° 31' 2428 " O	50° 489 ' 0352 " N	110° 26' 475 " O	60,661	60,661	AB
Cavendish	50° 489 ' 0352 " N	110° 26' 475 " O	50° 40' 4442 " N	109° 58' 26" O	46,042,6	42,69	AB
Longueur totale					284,1	3,42,9	SK
						3,42,9	SK

Remarques :

- Les emplacements indiqués dans ce Tableau sont préliminaires. Les emplacements définitifs dépendront de plusieurs facteurs : évaluations techniques et environnementales des sites, évaluations géotechniques, participation des Autochtones, des propriétaires fonciers et des parties prenantes, acquisition de terrains et consultation des organismes de réglementation.
- Les chiffres indiqués dans cette colonne sont arrondis.

3.1.1 Autres tracés considérés

Énergie Est a appliqué les critères de sélection du tracé du pipeline décrits à la section 2.2 pour sélectionner le tracé du tronçon de l'Alberta.

Le tracé suit les pipelines existants ou des perturbations linéaires existantes avec deux déviations liées à des contraintes environnementales et d'infrastructure. Près de

Figure 3-2 : Emprises parallèles et non parallèles le long du tronçon de l'est de l'Ontario

Québec	Québec
Alexandria Pump Station	Station de pompage Alexandria
Iroquois Pump Station and Pressure Control Facility	Station de pompage et installations de régulation de la pression de Iroquois
Legend	Légende
Energy East Mainline (Ontario East Segment) - Parallel ROW	Canalisation principale Énergie Est (tronçon de l'est de l'Ontario) - Emprise parallèle
Energy East Mainline (Ontario East Segment) - Non parallel ROW	Canalisation principale Énergie Est (tronçon de l'est de l'Ontario) - Emprise non parallèle
Energy East Mainline (North Bay Shortcut Segment)	Canalisation principale Énergie Est (tronçon du raccourci de North Bay)
Energy East Mainline (Quebec Segment)	Canalisation principale Énergie Est (tronçon de Québec)
Proposed Pump Station	Station de pompage proposée
Proposed Pressure Control Facility	Installation proposée de régulation de la pression
City/Town (2013/2014 Open House Location)	Ville/Municipalité (emplacement portes ouvertes 2013/2014)
Primary Roads	Routes principales
Lake/Water Body	Lac/plan d'eau
River/Creek	Rivières/ruisseau

Le tronçon est parallèle à la ligne de Montréal de la canalisation principale de TransCanada à un point médian entre Long Sault et Martintown, d'où il se dirige dans une direction nord-est le long de la servitude de pipeline existante, franchissant la rivière Rigaud à la frontière de l'Ontario et du Québec.

Le tronçon de l'est de l'Ontario comporte deux sections de pipeline, comme l'indique le Tableau 3-9. Veuillez vous reporter également au Volume 12D pour consulter les cartes générales du tronçon de l'est de l'Ontario à l'échelle 1:200 000 et au Volume 12J pour consulter les cartes détaillées du tracé à l'échelle 1:50 000.

Tableau 3-9 : Emplacements et longueurs préliminaires des sections de pipeline – Tronçon de l'est de l'Ontario

Section	Début ¹		Fin ¹		Longueur approx. ² (km)
	Latitude	Longitude	Latitude	Longitude	
Iroquois	44° 53' 26 3" N	75° 17' 36 5" O	45° 12' 30 40" N	74° 36' 30 20" O	65,866
Alexandria Glengarry	45° 12' 30 40" N	74°36' 30 20" O	45° 29 30' 46" 54 " N	74° 24 23' 09" 47 " O	38,239.9
Longueur totale					104,0105.9

Tableau 3-20 : Emplacements et longueurs préliminaires des sections d'oléoduc – Tronçon du Québec

Section	Début ¹		Fin ¹		Longueur approx. ² (km)
	Latitude	Longitude	Latitude	Longitude	
Saint André Est	45° 29' 46" N	74° 24' 09" O	45° 38' 22" N	74° 16' 40" O	<u>23,721</u>
Lachute	45° 38' 22" N	74° 16' 40" O	45° 46' 36" N	73° 32' 05" O	<u>73,675,4</u>
Mascouche	45° 46' 36" N	73° 32' 05" O	46° 14' 10" N	73° 00' 45" O	75,40
Maskinongé	46° 14' 10" N	73° 00' 45" O	46° 26' 02" N	72° 29' 15" O	<u>58,959,3</u>
Saint-Maurice-Trois-Rivière	46° 26' 02" N	72° 29' 15" O	46° 41' 38" N	71° 41' 00" O	<u>76,676,4</u>
Donnacoona	46° 41' 38" N	71° 41' 00" O	46° 41' 54" N	71° 09' 43" O	54,20
Lévis	46° 41' 54" N	71° 09' 43" O	47° 01' 57" N	70° 23' 44" O	<u>75,479,6</u>
L'Islet	<u>47° 18' 39" N</u>	<u>69° 52' 33" O</u>	<u>47° 04' 20" N</u>	<u>70° 20' 27" O</u>	47,4
Saint-Onésime	<u>47° 36' 14" N</u>	<u>69° 23' 58" O</u>	<u>47° 18' 39" N</u>	<u>69° 52' 33" O</u>	50,3
Picard	<u>47° 30' 49" N</u>	<u>68° 30' 12" O</u>	<u>47° 36' 14" N</u>	<u>69° 23' 58" O</u>	75,3
Cap-Saint-Ignace	<u>47° 01' 57" N</u>	<u>70° 23' 44" O</u>	<u>47° 20' 53" N</u>	<u>69° 48' 48" O</u>	60,2
Saint-Gabriel-Lalemant	<u>47° 20' 53" N</u>	<u>69° 48' 48" O</u>	<u>47° 55' 14" N</u>	<u>69° 28' 33" O</u>	81,7
Cacouna	<u>47° 55' 14" N</u>	<u>69° 28' 33" O</u>	<u>47° 38' 27" N</u>	<u>69° 14' 25" O</u>	40,9
Saint-Honoré-de-Témiscouata	<u>47° 38' 27" N</u>	<u>69° 14' 25" O</u>	<u>47° 34' 59" N</u>	<u>68° 28' 18" O</u>	65,8
Dégelis	47° <u>33' 5918</u> " N	68° <u>228</u> ' 18" O	47° <u>303' 4549</u> " N	68° <u>22' 30' 5912</u> " O	<u>7,510,9</u>
Longueur totale					<u>693,2625,2</u>
Remarques :					
1. Les emplacements indiqués dans ce Tableau sont préliminaires. Les emplacements définitifs dépendront de plusieurs facteurs : évaluations techniques et environnementales des sites, évaluations géotechniques, participation des Autochtones, des propriétaires fonciers et des parties prenantes, acquisition de terrains et consultation des organismes de réglementation.					
2. Les chiffres indiqués dans cette colonne sont arrondis.					

3.3.1 Autres tracés considérés

Énergie Est a appliqué les critères de sélection du tracé du pipeline décrits à la section 2.2 pour sélectionner le tronçon du Québec.

Deux tracés majeurs ont été envisagés à partir de la frontière entre le Québec et l'Ontario jusqu'au fleuve Saint-Laurent. La proposition initiale consistait à suivre le tracé des gazoducs existants de TransCanada et de Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.

Cependant, en raison de la proximité des agglomérations, cette proposition a été écartée. Un autre tracé a été ensuite sélectionné, qui évitait les zones plus développées près de Montréal.

Tableau 3-31 : Tronçon du Nouveau-Brunswick – Emplacement et longueur des sections

Section	Début ¹		Fin ¹		Longueur approximative (km) ²
	Latitude	Longitude	Latitude	Longitude	
Edmundston ¹	47° 33' 1 <u>85</u> " N	68° 22' 59" O	47° 17' <u>4847</u> " N	67° 4 <u>98</u> ' <u>3709</u> " O	<u>62,760,9</u>
<u>Grand Falls Saint-Léonard</u>	47° 17' <u>4847</u> " N	67° 4 <u>98</u> ' <u>3709</u> " O	46° 46' 1 <u>68</u> " N	67° 23' <u>0611</u> " O	<u>71,574,7</u>
Plaster Rock	46° 46' 1 <u>68</u> " N	67° 23' <u>0611</u> " O	46° <u>26-24</u> ' <u>4516</u> " N	66° <u>53-45</u> ' <u>2445</u> " O	<u>58,871,4</u>
<u>Napadogan Stanley</u>	46° <u>246</u> ' <u>4516</u> " N	66° <u>53-45</u> ' <u>2445</u> " O	46° 0 <u>57</u> ' 0 <u>27</u> " N	65° 50 <u>2</u> ' <u>5924</u> " O	<u>92,088,2</u>
Cumberland Bay	46° 0 <u>57</u> ' 0 <u>27</u> " N	65° 50 <u>2</u> ' <u>5924</u> " O	45° 36' 38" N	65° 47' <u>0407</u> " O	<u>61,055,5</u>
Hampton	45° 36' 38" N	65° 47' <u>0407</u> " O	45° 13' 3 <u>92</u> " N	65° 59' <u>4521</u> " O	<u>61,060,8</u>
Longueur totale					<u>407,4411,5</u>
Remarques :					
1. Les emplacements indiqués dans ce Tableau sont préliminaires. Les emplacements définitifs dépendront de plusieurs facteurs : évaluations techniques et environnementales des sites, évaluations géotechniques, participation des Autochtones, des propriétaires fonciers et des parties prenantes, acquisition de terrains et consultation des organismes de réglementation.					
2. Les chiffres indiqués dans cette colonne sont arrondis.					

3.4.1 Autres tracés considérés

Deux corridors principaux ont été étudiés pour le Nouveau-Brunswick. Le premier suit en parallèle une importante ligne de transport électrique et des infrastructures existantes additionnelles jusqu'à l'ouest de la ville de Saint John. Il suit ensuite un oléoduc existant qui traverse la ville de Saint John, et se termine à l'installation existante Canoport d'Irving Oil.

Le premier corridor a été rejeté en raison de possibles répercussions sur la ville de Saint John et d'importants franchissements de cours d'eau. Bien que le deuxième corridor soit plus long, il suit des infrastructures existantes, notamment des lignes électriques et des routes, et il a été choisi parce qu'il permet d'éviter de construire un important ouvrage de franchissement de cours d'eau, et évite la ville d'Edmundston et plusieurs collectivités le long du tracé, et il aurait un impact minimal sur la ville de Saint John. La Figure 3-7 présente une carte comparative du tracé.

2.0 STATIONS DE POMPAGE – CONCEPTION GÉNÉRALE

La présente section présente de l'information générale sur la conception des stations de pompage de la canalisation principale et des canalisations latérales qui seront installées dans le cadre du Projet.

Soixante-douze stations de pompage seront aménagées dans le cadre du Projet, soit 71 sur la canalisation principale, à des intervalles d'environ 65 km, et une sur la canalisation latérale de Cromer. Ces stations de pompage génèrent de la pression afin de compenser pour la perte de pression dans l'oléoduc due à la friction.

Jusqu'à 64 des 72 stations de pompage seront alimentées en électricité par les réseaux des sociétés de services publics. Les huit autres stations, situées dans le nord de l'Ontario, seront alimentées par des génératrices à turbine à gaz installées sur place.

2.1 Sécurité et protection de l'environnement

Des mesures de sécurité et de protection environnementale seront intégrées aux stations de pompage afin de réduire le risque que survienne un incident, comme un déversement de pétrole ou un incendie, et d'atténuer les effets potentiels d'un incident, le cas échéant. Un aperçu de ces mesures est fourni à la présente section. On trouvera de plus amples renseignements dans les descriptions de chacun des composants.

2.1.1 Mesures de prévention et d'atténuation des déversements de pétrole

Les composants utilisés pour transporter le pétrole dans les stations de pompage fournissent la protection primaire contre les déversements de pétrole. Ces composants sous pression incluent les pompes, les compteurs, les conduites, les vannes et les points d'insertion et de retrait de racleurs. Faits d'acier au carbone, ces composants seront conçus et fabriqués conformément aux normes de l'industrie pour les conditions d'exploitation prévues.

Une fois installés, les composants pressurisés formeront un système fermé. Le confinement de la pression sera réalisé grâce à la combinaison de l'épaisseur et de la résistance de l'acier utilisé pour chacun des composants, conçus afin de résister à la pression d'exploitation maximale (PEM) du système. La conception respectera la norme CSA Z662-~~11~~15. L'intégrité des composants pressurisés sera vérifiée pendant la fabrication et la construction et sera maintenue pendant l'exploitation par le biais des mesures suivantes :

- mise en œuvre du programme de gestion de la qualité de TransCanada pour la vérification des matériaux et des méthodes de fabrication;
- application d'un revêtement aux surfaces externes et installation de systèmes de protection cathodique afin de prévenir la corrosion;
- essais hydrostatiques des conduites pendant la construction;

Les turbines à gaz des génératrices seront dotées d'un système de détection et de suppression des incendies.

2.2 Composantes contenant du pétrole

2.2.1 Pompes

Les pompes sont des unités monocellulaires centrifuges conçues et fabriquées conformément à la norme API 610. Les pompes seront alimentées par des moteurs électriques conçus pour être compatibles avec l'équipement à entraînement à fréquence variable (EFV) pour les besoins du contrôle de la vitesse. Un mécanisme d'EFV est utilisé pour démarrer les moteurs et contrôler la vitesse des pompes afin de contrôler la pression. Chaque moteur est démarré par un mécanisme d'EFV, amené à une vitesse synchrone et transféré à la barre omnibus. Le dernier moteur est continuellement contrôlé par un mécanisme d'EFV afin de réguler la pression de décharge de la station de pompage. Le mécanisme d'EFV sera doté d'une redondance interne de manière à ce qu'il puisse fonctionner de façon sécuritaire avec des composants défaillants. Pendant la conception détaillée, un second mécanisme d'EFV pourrait être installé aux stations de pompage afin d'accroître la souplesse opérationnelle.

Des instruments de surveillance seront installés sur les pompes et les moteurs pour surveiller leur fonctionnement. Une déviation par rapport à la plage de fonctionnement normale entraînera le déclenchement d'une alarme et, au besoin, l'arrêt de la pompe.

Chaque pompe sera équipée de joints mécaniques afin de sceller l'ouverture entre l'arbre d'entraînement et le corps de la pompe. Les fuites au niveau des joints s'écouleront dans le système de drainage du pétrole et seront stockées dans un réservoir collecteur. Les fuites feront l'objet d'une surveillance et, en cas de défaillance d'un joint, le système de contrôle déclenchera une alarme et arrêtera la pompe.

2.2.2 Conduites

Les conduites seront en acier au carbone et conçues, fabriquées, installées et testées conformément à la norme CSA Z662-~~415~~15. Les conduites souterraines seront protégées contre la corrosion au moyen de l'application de revêtements sur les conduites et de la protection cathodique. Le revêtement principal de la surface externe des conduites souterraines sera composé d'époxy appliqué par fusion. Les soudures annulaires de chantier seront protégées par un revêtement époxydique appliqué sur place.

Les conduites et l'équipement situés en surface seront enduits de peinture convenant aux conditions environnementales là où les conduites sont installées.

fonctionner normalement pendant le transfert. Si les deux transmetteurs cessent de générer des signaux, la station de pompage sera arrêtée.

Le PLC de la station contrôlera la pression de décharge en ajustant la vitesse des pompes au moyen d'un EFV. Il pourra fermer une ou plusieurs pompes à tout moment afin de limiter davantage la pression de décharge, au besoin. Si le PLC d'une station de pompage subit une défaillance, la procédure d'arrêt d'urgence de la station sera déclenchée.

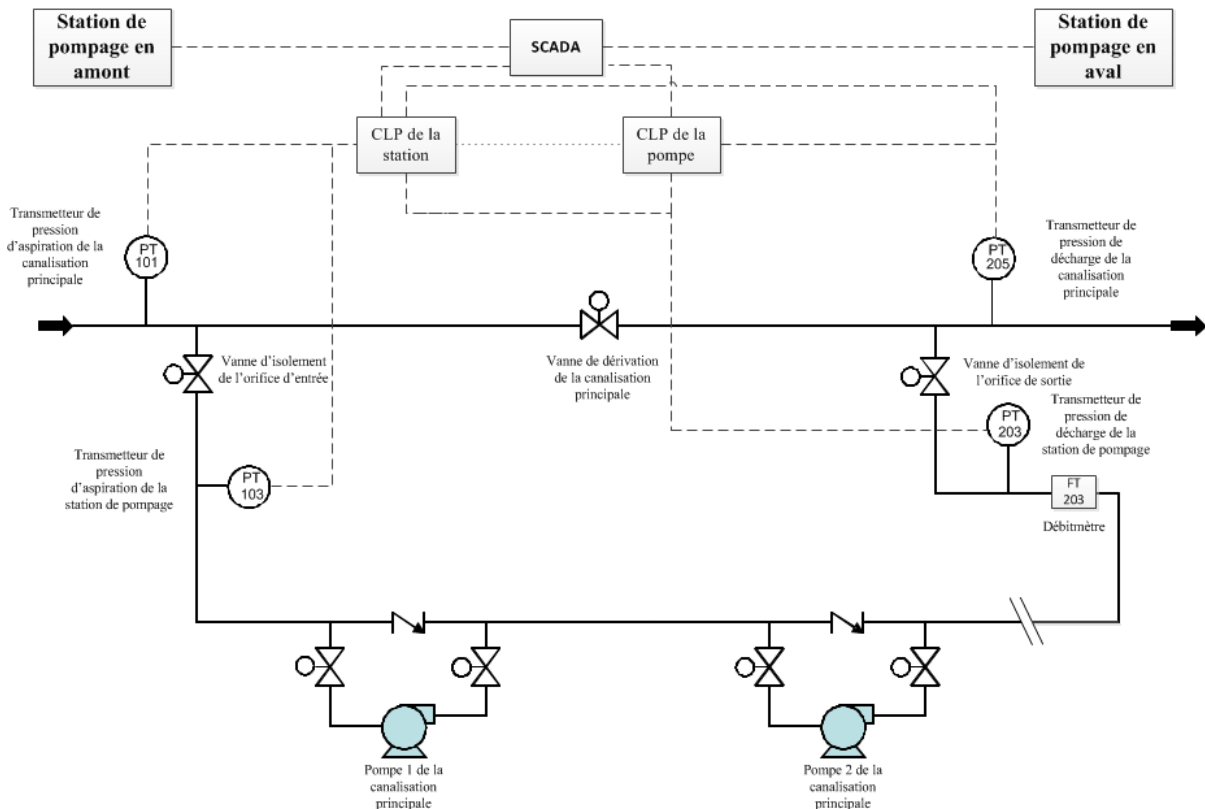


Figure 2-1 : Schéma des stations de pompage indiquant les émetteurs de pression

2.2.3.2 Protection contre la surpression

Le système de protection contre la surpression assure un deuxième niveau de contrôle de la pression pour l'oléoduc, qui est entièrement indépendant du système de contrôle de la pression. Le système de protection contre la surpression empêchera la surpression de l'oléoduc de dépasser 110 % de la PEM. Conformément à la norme CSA Z662-11-15 (clause 4.18.4), les systèmes de contrôle de pression et de protection contre la surpression sont conçus de telle sorte qu'une défaillance d'un système n'entraînera pas la défaillance de l'autre. La protection contre la surpression sera assurée par le PLC en combinaison avec le système de surveillance, de contrôle et d'acquisition des données (SCADA). Le PLC de l'unité surveille constamment la pression de décharge des pompes en utilisant deux transmetteurs indépendants,

2.3.4 Fondations

Les bâtiments, l'équipement et les conduites seront soutenus par des pieux en acier ou en béton ou par des fondations en béton armé. La zone clôturée des stations de pompage sera recouverte de gravier concassé.

2.3.5 Considérations géotechniques

Une étude géotechnique propre à chaque emplacement, réalisée conformément à la norme CSA Z662-~~11~~15 et au *Code national du bâtiment* du Canada, sera réalisée au cours ~~de la deuxième moitié de 2014 et en 2015 de la conception détaillée~~, pour chaque station de pompage.

Si les études géotechniques indiquent la présence de conditions non couvertes par la norme CSA Z662-~~11~~15, TransCanada fournira un rapport d'un ingénieur et une description des plans et des mesures requises pour protéger la station de pompage.

Les études géotechniques porteront principalement sur les composants clés suivants :

- Conditions du sous-sol : l'information tirée des forages et des échantillons de sol sera évaluée afin d'établir la nature du sous-sol, de vérifier la présence de matière indésirable, comme du pergélisol ou des roches acides, et de déterminer si le sous-sol convient au type de fondation envisagé.
- Stabilité des pentes : Les pentes importantes seront examinées afin de repérer les zones de glissements de terrain, de coulées de boues et d'effondrement actives ou des évènements historiques dans les zones susceptibles qui pourraient redevenir actives pendant la construction.
- Failles et sismicité : Les tremblements de terre antérieurs seront examinés et les données géologiques seront passées en revue afin d'évaluer l'intensité potentielle des événements sismiques futurs et les répercussions qu'ils pourraient avoir sur les terminaux de réservoirs.
- Affaissement du sol et autres risques géologiques : Le risque d'affaissement du sol, imputable à des causes naturelles et aux activités humaines, sera évalué au moyen de l'examen des dossiers historiques et de la reconnaissance aérienne.

2.4 INFRASTRUCTURE ÉLECTRIQUE

2.4.1 Alimentation électrique

Soixante-quatre des 72 stations de pompage seront alimentées par les réseaux de transmission et de distribution des sociétés de services ~~publies~~publies-indépendants. Les lignes électriques alimentant les stations de pompage seront construites et détenues par des sociétés de services ~~publies~~publies-indépendants. Les sociétés de services publics qui pourraient fournir l'électricité sont indiquées dans le tableau 2-1.

Tableau 2-1 : Liste des éventuelles sociétés de services publics

Sociétés de services publics	Province
ATCO, Fortis et AltaLink	Alberta
Manitoba Hydro	Manitoba
Énergie NB	Nouveau-Brunswick
Hydro One, Hydro Ottawa et Atlantic Power Corporation	Ontario
Hydro-Québec	Québec
SaskPower	Saskatchewan

D'autres arrangements d'approvisionnement électrique pourraient être envisagés. Des génératrices à turbine à gaz seront installées aux huit stations de pompage suivantes, qui sont situées dans le nord de l'Ontario, où les services publics d'électricité ne sont pas disponibles :

- station de pompage de Martin sur le tronçon de l'ouest de l'Ontario;
- station de pompage d'Upsala sur le tronçon de l'ouest de l'Ontario;
- station de pompage de Dog River sur le tronçon de l'ouest de l'Ontario;
- station de pompage d'Eagle Head sur le tronçon de l'ouest de l'Ontario;
- station de pompage de Geraldton sur le tronçon du nord de l'Ontario;
- station de pompage de Klotz Lake sur le tronçon du nord de l'Ontario;
- station de pompage de Hearst sur le tronçon du nord de l'Ontario;
- station de pompage de Mattice sur le tronçon du nord de l'Ontario.

Des génératrices pourraient également être installées à la station de pompage **Cabri Clinworth**, sur le tronçon des Prairies, si les services publics d'électricité ne peuvent pas être utilisés.

2.4.2 Infrastructure électrique des stations de pompage alimentées par un réseau public

Un poste électrique sera installé afin de réduire le voltage électrique provenant du réseau public au voltage de distribution requis. Le poste sera constitué d'un transformateur d'alimentation, d'un disjoncteur haute tension, de limiteurs de surtension, d'une résistance neutre de mise à la terre et de commutateurs d'isolement. Les postes de l'Alberta seront la propriété des sociétés de services publics, qui auront la responsabilité d'obtenir les permis nécessaires et se chargeront de la construction et de l'exploitation des postes. Les postes seront situés à l'intérieur des aires d'Énergie Est mais seront clôturés séparément et auront leur propre accès. Dans toutes les autres provinces, les postes seront construits et détenus par Énergie Est et exploités par TransCanada.

Une alimentation d'électricité sans interruption (ASI), qui inclut des piles de secours, assurera le maintien du fonctionnement des systèmes de contrôle, de communication et de protection électrique essentiels en cas d'interruption de l'alimentation électrique.

Chaque station de pompage, sauf Hardisty D, sera dotée d'une génératrice auxiliaire au diesel. La génératrice auxiliaire fournira de l'électricité aux vannes d'isolement, au système ASI et aux unités de chauffage, ventilation et de climatisation (CVC) afin de permettre l'arrêt sécuritaire de la station de pompage et son isolement de l'oléoduc en cas de panne du réseau d'électricité. Le châssis de la génératrice auxiliaire comportera un réservoir de stockage de carburant diesel à double paroi. La station de pompage Hardisty comptera deux lignes d'alimentation indépendantes connectées au réseau public, de sorte qu'aucune source d'alimentation d'appoint ne sera nécessaire.

2.4.3 Infrastructure électrique des stations de pompage dotées de génératrices

Une génératrice à turbine à gaz avec un indice ISO initial de 22 000 kW et une génératrice à turbine à gaz entièrement auxiliaire seront installées à chaque station de pompage. La taille et la configuration des génératrices à turbine à gaz seront finalisées définitivement pendant la conception détaillée, une fois que les besoins en électricité des stations de pompage auront été déterminés. Les turbines à gaz seront alimentées en gaz naturel à partir du réseau principal de TransCanada aux termes d'une entente d'approvisionnement en gaz qui sera conclue avant la date de mise en service prévue. Les turbines à gaz utiliseront des dispositifs de combustion à sec à faible production d'oxydes d'azote (NO_x) afin de contrôler les émissions, conformément à la *Recommandation nationale sur les émissions des turbines à combustion fixes* du Conseil canadien des ministres de l'Environnement.

Les prises d'air des turbines à gaz comporteront un filtre à air autonettoyant et un silencieux. Afin de répondre au critère requis en ce qui concerne le bruit, le système d'échappement comportera un silencieux.

Les turbines à gaz seront installées dans des enceintes équipées d'un système de détection et de suppression des incendies. Le système de suppression des incendies pourra être activé sur place ou à distance en cas de détection d'un incendie. Par suite de la détection d'un incendie, l'arrêt d'urgence de la station de pompage sera déclenché et du gaz inerte ou de la vapeur d'eau sera libéré dans l'enceinte afin d'éteindre l'incendie.

Des instruments de contrôle seront installés sur les turbines à gaz et les génératrices afin de surveiller leur fonctionnement, y compris des instruments de contrôle de la température et des vibrations. Tout écart par rapport à la plage de fonctionnement normale déclenchera une alarme dans le système de contrôle, qui arrêtera au besoin la génératrice à turbine à gaz. Une génératrice auxiliaire d'une capacité de 800 kW fournira l'électricité nécessaire pour démarrer les génératrices à turbine à gaz. Cette génératrice fournira également de l'alimentation de secours afin d'assurer les services de la station si les génératrices à turbine à gaz sont arrêtées. La génératrice sera alimentée au diesel ou au gaz naturel. Dans le cas des génératrices auxiliaires au diesel, un réservoir de stockage du carburant diesel à double paroi serait intégré au

seront inspectés de la manière prévue dans la norme API 510 afin de s'assurer qu'ils sont maintenus en bon état de fonctionnement.

2.5.4 Protection cathodique

Des systèmes de protection cathodique (PC) à courant imposé seront installés pour protéger les conduites souterraines des stations de pompage. Ces systèmes incluront des déversoirs de courant et des redresseurs, conformément à ce qui sera déterminé pendant la conception détaillée. D'autres infrastructures n'ayant pas trait à la protection cathodique, comme les infrastructures civiles et électriques, seront prises en compte pendant la conception détaillée afin de s'assurer que la tension et la distribution du courant de protection cathodique sont adéquates. Des systèmes de contrôle seront installés afin de surveiller l'efficacité du courant de protection cathodique appliqué.

2.5.5 Systèmes de conduites auxiliaires

Dans le cadre de la présente demande, Énergie Est cherche à obtenir une dispense de l'application de l'article 17 du *Règlement sur les pipelines terrestres* pour les motifs énoncés ci-après.

Pour le pétrole et le mazout, les conduites de gaz conformes à la CSA Z662-~~415~~, Énergie Est appliquera un programme d'essais entièrement non destructifs (END). Pour les autres systèmes de conduites, Énergie Est choisira les matériaux et concevra les joints d'étanchéité conformément à la norme ASME B31.3-2010, *Process Piping*, citée en référence dans les clauses 4.14.2.11, 5.1.1, 7.2.4, ainsi qu'à la clause 8.1.7 de la norme CSA Z662-~~415~~. Énergie Est s'assurera que les joints sont examinés conformément à la clause 7.10.3 de la norme CSA Z662-~~415~~.

Pour les systèmes de conduites auxiliaires moins à risque, Énergie Est propose de soumettre à des END 15 % des soudures de production effectuées quotidiennement pendant la construction. Cette approche est conforme à la clause 7.2.5 de la norme CSA Z662-~~415~~, et ne compromettrait pas la sécurité du public ou des employés de la société. Elle n'entravera pas la politique de TransCanada, qui est de s'assurer que toutes les conduites font l'objet d'essais de pression avant d'être mises en service.

Les systèmes auxiliaires proposés pour les END à 15 % sont indiqués dans le tableau 2-2. Ces systèmes sont soumis à une faible contrainte et sont généralement dotés d'instruments qui interrompent leur fonctionnement et limitent les fuites en cas de déversement.

Tableau 2-2 : Spécifications des systèmes de conduites, pression nominale et couverture des examens non destructifs

Système de conduites	Spécification de TransCanada	Code de conception	Pression nominale (kPa)	Pourcentage de vérification au moyen d'END (%)
Air d'instrumentation	TES-MATL-MD1, Table 12 TES-MATL-MD1-OIL, tableau 4-4	ASME B31.3	1 035	15
Eau potable	TES-MATL-MD1, Table 10 TES-MATL-MD1-OIL, tableau 4-5	ASME B31.3	550	15
Drainage des liquides autres que pétroliers	TES-MATL-MD1, Table 13 TES-MATL-MD1-OIL, tableau 4-5	ASME B31.3	550	15
Huile de graissage	TES-MATL-MD1, Table 7 TES-MATL-MD1-OIL, tableau 4-5	ASME B31.3	1 035	15

2.6 Systèmes de contrôle

2.6.1 Automates programmables

Les stations de pompage seront surveillées et contrôlées à distance par le CCO, au moyen d'un système SCADA. La régulation de la pression sera effectuée à chaque station de pompage par un PLC.

Les PLC surveilleront et contrôleront de manière indépendante les séquences de démarrage et d'arrêt et le fonctionnement des pompes. Ils comporteront des fonctions assurant l'exploitation et l'arrêt sécuritaires des stations de pompage. Les PLC réagiront aux commandes de démarrage et d'arrêt des stations de pompage et aux consignes de pression émises par le CCO.

Deux PLC fonctionneront de concert pour surveiller et contrôler la station de pompage :

- le PLC de la station, qui surveillera et contrôlera l'exploitation de la station;
- le PLC des pompes, qui surveillera et contrôlera le fonctionnement des pompes de la canalisation principale.

Un arrêt d'urgence sera déclenché en cas de défaillance d'un automate programmable.

2.6.2 Interface homme-machine

Une interface homme-machine (IHM) locale servira d'interface entre le personnel sur le terrain et les PLC. Elle fournira un résumé des alarmes pour tous les dispositifs de la station et permettra le contrôle local de l'équipement pendant les activités d'entretien et de dépannage. L'IHM locale comportera un affichage graphique des fonctions d'exploitation qui inclura ce qui suit :

- information sur le fonctionnement des processus et de l'équipement;
- alarmes et arrêts;

- commandes et points de consignes du CCO et commandes et points de consignes locaux.

2.6.3 Système d'arrêt d'urgence

Le système d'arrêt d'urgence d'une station de pompage arrêtera et isolera automatiquement la station de pompage s'il survient une condition dangereuse, comme :

- incendie confirmé dans l'abri pour l'équipement électrique;
- niveau élevé du réservoir collecteur;
- interruption de l'alimentation du système de contrôle.

L'arrêt d'urgence d'une station de pompage pourra être déclenché par le CCO au moyen du système SCADA ou par le personnel sur place ~~au moyen de l'IHM~~. Des boutons poussoirs manuels seront par ailleurs situés à proximité de l'entrée de la station de pompage et dans l'abri pour l'équipement électrique.

Les actions suivantes de produiront si l'arrêt d'urgence d'une station de pompage est déclenché :

- arrêt de toutes les pompes;
- contournement de la station de pompage au moyen de l'ouverture de la vanne de dérivation;
- isolation de la station au moyen de la fermeture des vannes d'aspiration et de purge de la station.

Un système d'arrêt d'urgence à relais câblé indépendant prendra la relève en cas de défaillance de la logique d'arrêt d'urgence du PLC. Ce système sera conçu de manière à reproduire la réponse du PLC en cas de défaillance du PLC.

Chaque pompe de la canalisation principale comportera un mécanisme d'arrêt d'urgence. Ce mécanisme pourra être déclenché par le CCO au moyen du système SCADA ou par le personnel sur place ~~au moyen de l'IHM~~. Des boutons poussoirs manuels seront par ailleurs situés à proximité des pompes.

Les actions suivantes se produiront si le mécanisme d'arrêt d'urgence d'une pompe est déclenché :

- déclenchement de la pompe en fonctionnement, associé au système d'arrêt d'urgence de l'unité;
- isolation de la pompe au moyen de la fermeture des vannes d'aspiration et de purge de la pompe.

Un circuit à relais câblé prendra la relève en cas de défaillance de la logique d'arrêt d'urgence du PLC de la pompe.

Les pompes, les moteurs, les turbines à gaz (dans le cas des stations équipées de génératrices), les conduites et les transformateurs d'alimentation seront des sources de bruit continu. Les sources de bruit intermittent seront les génératrices d'urgence et les génératrices auxiliaires (dans le cas des stations équipées de génératrices). Le bruit des stations de pompage variera en fonction des installations avoisinantes et des conditions environnementales, comme le vent et la topographie.

D'autres évaluations du bruit seront réalisées et des mesures d'atténuation seront mises en œuvre au besoin afin de respecter les normes applicables. Les mesures d'atténuation pourraient inclure ce qui suit :

- isolation acoustique des conduites et de l'équipement;
- enceintes réduisant les sons;
- terre-pleins ou murs antibruit

2.8 AIRES PROTÉGÉES DÉSIGNÉES

Dans toutes les régions traversées par le Projet, aucune station de pompage n'est située dans un parc national ou une aire patrimoniale. Sur les 72 stations de pompage, 11 se trouvent dans les aires protégées désignées indiquées dans le tableau 2-4.

Les principaux organismes de réglementation chargés de l'administration des aires protégées affectées ont été contactés et consultés au sujet des effets et enjeux potentiels du Projet, et le processus d'approbation a été entrepris et devrait se poursuivre (voir le Volume 11, Annexes Vol 11-2 à Vol 11-26). Pour de plus amples informations au sujet des aires désignées et des mesures d'atténuation qui ont été élaborées jusqu'à présent pour le projet, consulter l'Évaluation environnementale et socioéconomique, Volume 2 : Évaluation biophysique, Section 8 : Végétation et milieux humides, et la Section 9 : Faune et habitat de la faune, ainsi que l'Évaluation environnementale et socioéconomique, Volume 3 : Section 2, Occupation humaine et exploitation des ressources.

De l'information additionnelle au sujet des aires protégées pouvant être affectées par le Projet et des mesures d'atténuation qui ont été élaborées jusqu'à présent ~~sera a été~~ fournie dans les plans de protection de l'environnement et dans les cartes-tracés environnementales ~~qui seront~~ présentées à l'Office lors de dépôts supplémentaires ~~pendant le quatrième trimestre de 2014 en 2015.~~

L'étendue de chaque station de pompage est décrite à la section 3, Conception des stations de pompage. Les dimensions d'une station de pompage sont d'environ 300 m par 300 m (8 ha), et comprennent l'infrastructure pouvant être requise pour construire et exploiter le site (c.-à-d. les routes d'accès).

2.8.1 Tronçon de l'Alberta

Le long du tronçon de l'Alberta, aucune station de pompage ne devrait se trouver à l'intérieur d'un parc provincial ou national. Trois stations de pompage proposées – Monitor, Oyen et Cavendish – se trouvent à l'intérieur de deux aires spéciales désignées par la province. En Alberta, ces aires spéciales sont habituellement des terres agricoles administrées de façon similaire à une municipalité rurale en vertu des dispositions de la *Special Areas Act*, mais avec une supervision provinciale additionnelle. Les aires spéciales sont régies par le Special Areas Board.

2.8.2 Tronçon des Prairies

Le long du tronçon des Prairies, la station de pompage de Falcon Lake se trouve en partie sur une propriété de TransCanada et en partie sur une terre provinciale administrée par la *Manitoba Conservation and Water Stewardship* (MCWS), et elle se trouve à l'intérieur des limites du parc provincial de Whiteshell au Manitoba. La MCWS est un organisme provincial et des approbations devront être obtenues en vertu de la loi qui la régit. La station de pompage de Falcon Lake se trouve juste au nord de l'autoroute Transcanadienne et à l'ouest d'une station de compression existante. Aucune autre station de pompage ne se trouve à l'intérieur d'une aire protégée désignée, qu'elle soit provinciale ou fédérale.

2.8.3 Tronçons de l'ouest de l'Ontario, du nord de l'Ontario, du raccourci de North Bay et de l'est de l'Ontario

Le long du tronçon de l'Ontario, aucune station de pompage ne devrait se trouver à l'intérieur des parcs provinciaux. Toutefois, ~~six~~ sept stations de pompage se trouvent à l'intérieur des aires d'habitat du caribou. Les stations de pompage de Jellicoe, de Klotz Lake, de Hearst, de Smooth Rock Falls et de Potter se trouvent à l'intérieur de l'aire continue d'habitat du caribou des forêts en Ontario. Les deux autres stations, soit celles de Nipigon et de Geraldton, se trouvent à l'intérieur de l'aire d'habitat discontinue du caribou des forêts en Ontario.

2.8.4 Tronçon du Québec

Le long du tronçon du Québec, aucune station de pompage ne devrait se trouver à l'intérieur d'un parc provincial ou d'une autre aire protégée désignée.

2.8.5 Tronçon du Nouveau-Brunswick

Le long du tronçon du Nouveau-Brunswick, aucune station de pompage ne devrait se trouver à l'intérieur d'un parc provincial ou d'une autre aire protégée désignée.

Tableau 2-4 : Nouvelles stations de pompage dans des aires protégées désignées

Tronçon	Section	Nom de la station de pompage	Latitude du site	Longitude du site	Empreinte (ha)	Longueur en km Route d'accès	Longueur intersectée par zone protégée (km)	Aire protégée désignée	Responsabilité	Règlementation	Autorité compétente	Titre de l'approbation ou de l'autorisation requise
Prairies Alberta	Monitor	Monitor	51° 51' 0426" N	110° 34' 596" O	9	0,12	0,12	Aire spéciale	Provinciale	Special Areas Act, RSA 2000, C. S-16	Special Areas Board	Special Areas Disposition Regulation, Sec 91.1 Miscellaneous Disposition
Prairies Alberta	Oyen	Oyen	51° 19' 31" N	110° 31' 24" O	9	0,27	0,27	Aire spéciale	Provinciale	Special Areas Act, RSA 2000, C. S-16	Special Areas Board	Special Areas Disposition Regulation, Sec 91.1 Miscellaneous Disposition
Prairies Alberta	Cavendish	Cavendish	50° 489' 5193" N	110° 26' 5345" O	9	0,44	0,44	Aire spéciale	Provinciale	Special Areas Act, RSA 2000, C. S-16	Special Areas Board	Special Areas Disposition Regulation, Sec 91.1 Miscellaneous Disposition
Ouest de l'Ontario Prairies	Falcon Lake	Falcon Lake	49° 40' 47" N	95° 22' 38" O	9	0,18	0,18	Parc provincial de Whiteshell	Provinciale	Crown Lands Act, RSM 1987, c. C340	Manitoba Conservation & Water Stewardship	Discussions en cours pour déterminer les exigences courantes pour les terres additionnelles, le cas échéant. L'information à jour sera fournie
Ouest de l'Ontario	Nipigon	Nipigon	49° 17' 3742" N	88° 06' 3798" O	9	1,42	1,42	Aire d'habitat du caribou	Provinciale – Aire d'habitat discontinue	Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) en Ontario, en vertu de la Loi de sur les espèces en voie de disparition, L.O. 2007, C 6 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril	Ministère des Ressources naturelles (MRN), Ontario	Permis en vertu de la Loi de sur les espèces en voie de disparition, L.O. 2007, ch. 6
Ouest de l'Ontario	Jellicoe	Jellicoe	49° 40' 14" N	87° 39' 48" O	9	0,12	0,12	Aire d'habitat du caribou	Provinciale – Aire d'habitat continue	<ul style="list-style-type: none"> Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) en Ontario, en vertu de la Loi de sur les espèces en voie de disparition, L.O. 2007, C 6 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril 	<ul style="list-style-type: none"> Ministère des Ressources naturelles (MRN), Ontario 	<ul style="list-style-type: none"> Permis en vertu de la Loi de sur les espèces en voie de disparition, L.O. 2007, ch. 6

Formate

Tronçon	Section	Nom de la station de pompage	Latitude du site	Longitude du site	Empreinte (ha)	Longueur en km Route d'accès	Longueur intersectée par zone protégée (km)	Aire protégée désignée	Responsabilité	Règlementation	Autorité compétente	Titre de l'approbation ou de l'autorisation requise
Ouest de l'Ontario (suite)									Fédérale – Aire de Nipigon	<ul style="list-style-type: none"> Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) au Canada, en vertu de la Loi sur les espèces en péril, S.C. 2002, c. 29 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril 	<ul style="list-style-type: none"> Environnement Canada 	<ul style="list-style-type: none"> Environnement Canada ne délivre pas d'approbation pour ce type de projet qui ne traverse pas des terres fédérales. Toutefois, dans son examen de la demande, l'ONE, à titre d'autorité responsable, peut déterminer que d'autres conditions s'imposent.
Nord de l'Ontario	Geraldton	Geraldton	49° 47' 34.43" N	86° 49' 38.48" O	15,9	0,55	0,55	Aire d'habitat du caribou	Provinciale – Aire d'habitat discontinue	Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) en Ontario, en vertu de la Loi de sur les espèces en voie de disparition, L.O. 2007, C 6 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril	Ministère des Ressources naturelles (MRN), Ontario	Permis en vertu de la Loi de sur les espèces en voie de disparition, L.O. 2007, ch. 6

Tronçon	Section	Nom de la station de pompage	Latitude du site	Longitude du site	Empreinte (ha)	Longueur en km Route d'accès	Longueur intersectée par zone protégée (km)	Aire protégée désignée	Responsabilité	Règlementation	Autorité compétente	Titre de l'approbation ou de l'autorisation requise
Nord de l'Ontario	Hearst	Hearst	49° 45' 47" N	84° 55' 18" O	15,9	0,21	0,21	Aire d'habitat du caribou	<p>Provinciale – Aire d'habitat continue</p> <p>Fédérale – Aire de Pagwachuan</p>	<ul style="list-style-type: none"> Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) en Ontario, en vertu de la Loi de sur les espèces en voie de disparition, L.O. 2007, C 6 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) au Canada, en vertu de la Loi sur les espèces en péril, S.C. 2002, c. 29 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril 	<ul style="list-style-type: none"> Ministère des Ressources naturelles (MRN), Ontario Environnement Canada 	<ul style="list-style-type: none"> Permis en vertu de la Loi de sur les espèces en voie de disparition, L.O. 2007, ch. 6 Environnement Canada ne délivre pas d'approbation pour ce type de projet qui ne traverse pas des terres fédérales. Toutefois, dans son examen de la demande, l'ONE, à titre d'autorité responsable, peut déterminer que d'autres conditions s'imposent.

Tableau 2-6 : Nouvelles stations de pompage dans des aires protégées désignées (suite)

Tronçon	Section	Nom de la station de pompage	Latitude du site	Longitude du site	Empreinte (ha)	Longueur en km Route d'accès	Longueur intersectée par zone protégée (km)	Aire protégée désignée	Responsabilité	Règlementation	Autorité compétente	Titre de l'approbation ou de l'autorisation requise
Nord de l'Ontario	Potter	Potter	48° 53' 1426" N	80° 53' 2856" O	9	0.26	0.26	Aire d'habitat du caribou	<p>Provinciale – Aire d'habitat continue</p> <p>Fédérale – Aire de Kesagami</p>	<ul style="list-style-type: none"> Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) en Ontario, en vertu de la <i>Loi de sur les espèces en voie de disparition</i>, L.O. 2007, C 6 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) au Canada, en vertu de la Loi sur les espèces en péril, S.C. 2002, c. 29 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril 	<ul style="list-style-type: none"> Ministère des Ressources naturelles (MRN), Ontario Environnement Canada 	<ul style="list-style-type: none"> Permis en vertu de la <i>Loi de sur les espèces en voie de disparition</i>, L.O. 2007, ch. 6 Environnement Canada ne délivre pas d'approbation pour ce type de projet qui ne traverse pas des terres fédérales. Toutefois, dans son examen de la demande, l'ONE, à titre d'autorité responsable, peut déterminer que d'autres conditions s'imposent.

3.0 STATIONS DE POMPAGE – RENSEIGNEMENTS SPÉCIFIQUES RELATIFS AU SITES

La présente section contient des renseignements détaillés concernant la canalisation principale et des canalisations latérales qui seront aménagées dans le cadre du Projet, ainsi que des descriptions spécifiques aux sites de stations de pompage (Hardisty D, Moosomin et Cacouna) et les stations où le PEM augmente à partir du tronçon des Prairies au tronçon de l'ouest d'Ontario et à partir du raccourci du tronçon de North Bay au tronçon dans l'est de l'Ontario (Île-des-Chênes et Iroquois).

Les installations connexes de l'oléoduc sont également décrites dans cette section, y compris la station de vannes de régulation de pression à Burstall, Saskatchewan et les stations de vannes à clapet oscillant à l'intérieur ou adjacentes aux stations de pompage qui seront installées aux points de départ de la canalisation principale pour les canalisations latérales de Montréal et de Lévis (les stations de pompage de Mascouche et de Lévis).

3.1 STATIONS DE POMPAGE DE LA CANALISATION PRINCIPALE

3.1.1 Emplacement

Les emplacements des stations de pompage de la canalisation principale ont été choisis initialement par modélisation hydraulique, comme il est indiqué au Volume 3, Section 4, Conception du système. Dans la mesure du possible, les stations de pompage seront situées à proximité de stations de pompage ou de compression existantes de TransCanada. Les emplacements proposés sont situés le plus près possible des points hydrauliques afin d'atteindre la capacité de l'oléoduc.

On trouvera une description du processus et des critères de sélection des emplacements au Volume 1, section 4, Tracé et sélection des sites de l'ÉES.

À chaque station de pompage, une route d'accès d'une largeur de 7 m sera aménagée à partir du chemin public le plus près. L'emplacement approximatif des routes d'accès est illustré sur les cartes aériennes; voir les appendices Vol. 6-1 à 6-71.

Une liste préliminaire des emplacements proposés pour les stations de pompage est présentée dans le tableau 3-1.

Tableau 3-1 : Emplacements préliminaires des stations de pompage de la canalisation principale

Numéro de la station de pompage	Nom de la station de pompage	Latitude centrale ^{1,2}	Longitude centrale ^{1,2}	Province	Nombre de pompes ²	Annexe
Tronçon de l'Alberta						
1	Hardisty D	52°39' <u>53</u> 49"N	111°16' <u>28</u> 7"O	AB	6	Vol. 6-1
2	Lakesend	52°20'53"N	110°46'14"O	AB	6	Vol. 6-2
3	Monitor	51°51' <u>04</u> 26"N	110°34' <u>59</u> 6"O	AB	6	Vol. 6-3
4	Oyen	51°19'31"N	110°31'24"O	AB	5	Vol. 6-4
5	Cavendish	50°48' <u>89</u> <u>51</u> 3"N	110°26' <u>45</u> 3"O	AB	6	Vol. 6-5

Tableau 3-1 : Emplacements préliminaires des stations de pompage de la canalisation principale (suite)

Numéro de la station de pompage	Nom de la station de pompage	Latitude centrale ^{1,2}	Longitude centrale ^{1,2}	Province	Nombre de pompes ²	Annexe
Tronçon des Prairies						
6	Liebenthal	50°40'1 2 4"N	109°46'5411" O	SK	5	Vol. 6-6
7	Gabri Clinworth	50°37'2934"N	108°56'120"O	SK	5	Vol. 6-7
8	Stewart ValleyPennant	50°33'2444"N	108°1'24'63"O	SK	5	Vol. 6-8
9	Herbert	50°32'41"N	107°29'30"O	SK	5	Vol. 6-9
10	Chaplin	50°30'5"N	106°41'49"O	SK	4	Vol. 6-10
11	Caron	50°28'4655"N	105°50'4826" O	SK	5	Vol. 6-11
12	Belle Plaine	50°26'1924"N	105°7'829"O	SK	5	Vol. 6-12
13	Regina	50°23'305"N	104°2'43'1055" O	SK	5	Vol. 6-13
14	Kendal	50° 20' 7"N	103°43'35"O	SK	5	Vol. 6-14
15	Grenfell	50°17'10"N	102°59'38"O	SK	54	Vol. 6-15
16	Whitewood	50°14'567"N	102°1'12'542" O	SK	4	Vol. 6-16
17	Moosomin	50°12'17"N	101°28'48"O	SK	5	Vol. 6-17
18	Crandall	50°8'7"N	100°43'3"O	MB	4	Vol. 6-18
19	Rapid City	50°4'59"N	100°4'13"O	MB	4	Vol. 6-19
20	Wellwood	50°1'15"N	99°23'3927" O	MB	5	Vol. 6-20
21	Portage la Prairie	49°54'50"N	98°31'24"O	MB	5	Vol. 6-21
22	Oakville Cartier	49° 48' 37"N	97° 44' 5"O	MB	5	Vol. 6-22
23	Île-des-Chênes	49° 43' 12"N	96°59'18"O	MB	5	Vol. 6-23
24	Spruce	49°39'364"N	96°13'3455"O	MB	5	Vol. 6-24
25	Falcon Lake	49°40'47"N	95°22'38"O	MB	56	Vol. 6-25
Tronçon de l'ouest de l'Ontario						
26	Kenora	49°47'26"N	94°29'47"O	ON	56	Vol. 6-26
27	Vermilion BayMachin	49°49'553"N	93°460'1725" O	ON	5	Vol. 6-27
28	Dryden	49°48'3247"N	92°5245'3546" O	ON	5	Vol. 6-28
29	Ignace	49°33'4'2"N	92°103'438"O	ON	5	Vol. 6-29
30	Martin	49°20'47'1037" N	91°26'48'5548" O	ON	5	Vol. 6-30

Tableau 3-1 : Emplacements préliminaires des stations de pompage de la canalisation principale (suite)

Numéro de la station de pompage	Nom de la station de pompage	Latitude centrale ^{1,2}	Longitude centrale ^{1,2}	Province	Nombre de pompes ²	Annexe
Tronçon de l'ouest de l'Ontario (suite)						
31	Upsala	49° <u>32'54</u> "N	90° <u>4130'</u> <u>1455</u> "O	ON	5	Vol. 6-31
32	Dog River	48°56'17"N	89°46'4 <u>73</u> "O	ON	5	Vol. 6-32
33	Eagle Head	49° <u>54'452</u> "N	88° <u>4454'1720</u> " O	ON	5	Vol. 6-33
34	Nipigon	49° 17' <u>3742</u> "N	88°6' <u>378</u> "O	ON	5	Vol. 6-34
35	Jellicoe	49°40'14"N	87°39'48"O	ON	5	Vol. 6-35
Tronçon du nord de l'Ontario						
36	Geraldton	49°4 <u>78'3443</u> "N	86°4 <u>95'3848</u> " O	ON	<u>56</u>	Vol. 6-36
37	Klotz Lake	49°47' <u>367</u> "N	85°51' <u>0344</u> "O	ON	5	Vol. 6-37
38	Hearst	49°45'47"N	84°55' <u>2848</u> "O	ON	5	Vol. 6-38
39	Calstock	49°44'51"N	84°4'24"O	ON	5	Vol. 6-39
40	Mattice	49°35' <u>102</u> "N	83°9' <u>303</u> "O	ON	5	Vol. 6-40
41	Kapuskasing	49°23'20"N	82°26'9"O	ON	5	Vol. 6-41
42	Smooth Rock Falls	49°15'20"N	81°38'9"O	ON	5	Vol. 6-42
43	Potter	48°5 <u>32'1426</u> "N	80°5 <u>53'2856</u> " O	ON	<u>56</u>	Vol. 6-43
44	Ramore	48°2 <u>65'315</u> "N	80°20' <u>3222</u> "O	ON	5	Vol. 6-44
45	Kirkland Lake	47°57'56"N	80°1'13"O	ON	5	Vol. 6-45
46	Haileybury	47°27' <u>110</u> "N	79°45' <u>5149</u> "O	ON	5	Vol. 6-46
47	Marten River	46°56'5 <u>24</u> "N	79°47' <u>4729</u> "O	ON	5	Vol. 6-47
Tronçon du raccourci de North Bay						
48	North Bay	46°26'50"N	79°28'50"O	ON	5	Vol. 6-48
49	Mattawa	46°1 <u>76'2334</u> "N	78° <u>3844'234</u> " O	ON	<u>56</u>	Vol. 6-49
50	<u>Deux-Rivières Mackey</u>	46° <u>0944'3450</u> " N	77° <u>4555'225</u> " O	ON	5	Vol. 6-50
51	Pembroke	45°4 <u>79'1646</u> "N	77°1 <u>02'1222</u> " O	ON	<u>56</u>	Vol. 6-51
52	<u>Renfrew Stewartville</u>	45°2 <u>37'484</u> "N	76° <u>2935'2223</u> " O	ON	5	Vol. 6-52
53	Stittsville	45°1 <u>34'1143</u> "N	75°5 <u>53'30</u> "O	ON	5	Vol. 6-53
Tronçon de l'est de l'Ontario						
54	Iroquois	44°53'23"N	75°17'35"O	ON	5	Vol. 6-54
55	<u>Alexandria Glengarry</u>	45°12' <u>4330</u> "N	74°36' <u>2330</u> "O	ON	5	Vol. 6-55

Tableau 3-1 : Emplacements préliminaires des stations de pompage de la canalisation principale (suite)

Numéro de la station de pompage	Nom de la station de pompage	Latitude centrale ^{1,2}	Longitude centrale ^{1,2}	Province	Nombre de pompes ²	Annexe
Tronçon du Québec						
56	Lachute	45°38'22"N	74°16'40"O	QC	5	Vol. 6-56
57	Mascouche	45°46'346"N	73°3'12'425"O	QC	56	Vol. 6-57
58	Maskinongé	46°14'440"N	73°0'435"O	QC	5	Vol. 6-58
59	<u>Saint-Maurice</u> <u>Trois-Rivière</u>	46°26'2"N	72°29'15"O	QC	6	Vol. 6-59
60	Donnacoona	46°41'38"N	71°41'0"O	QC	5	Vol. 6-60
61	Lévis	46°42'854"N	71°9'5043"O	QC	56	Vol. 6-61
62	Cap-Saint-Ignace	47°1'57"N	70°23'44"O	QC	6	Vol. 6-62
63	Saint-Gabriel-Lalemant	47°20'53"N	69°48'48"O	QC	5	Vol. 6-63
64	Cacouna	47°55'14"N	69°28'33"O	QC	6	Vol. 6-64
65	Saint-Honoré-de-Témiscouata	47°38'27"N	69°14'25"O	QC	4	Vol. 6-65
66	Dégelis	47°31'59"N	68°28'18"O	QC	6	Vol. 6-66
Tronçon du Nouveau-Brunswick						
67	Grand Falls	47°17'18"N	67°48'37"O	NB	6	Vol. 6-67
68	Plaster Rock	46°46'18"N	67°23'6"O	NB	6	Vol. 6-68
69	Napadogan	46°26'45"N	66°53'24"O	NB	6	Vol. 6-69
70	Cumberland Bay	46°7'7"N	65°52'59"O	NB	5	Vol. 6-70
71	Hampton	45°36'38"N	65°47'4"O	NB	5	Vol. 6-71
Remarques :						
1. Les coordonnées dans cette colonne sont arrondies.						
2. Les emplacements des stations de pompage indiqués dans le tableau sont préliminaires. Les emplacements définitifs dépendront des études techniques et environnementales, des études géotechniques, des commentaires formulés par les populations autochtones, les propriétaires fonciers et les parties prenantes, de l'acquisition de terrains et de la consultation avec les autorités de réglementation.						
3. Pour chaque station, le nombre de pompes inclut une pompe auxiliaire visant à accroître la fiabilité. Le nombre total de pompes à chaque station, incluant la pompe auxiliaire, est préliminaire et pourrait être modifié à la suite de la modélisation hydraulique et des analyses de fiabilité et de maintenabilité détaillées qui seront effectuées au cours de la phase de conception détaillée.						

3.1.2 Description du processus

Le pétrole provenant de l'oléoduc passera par la vanne d'aspiration et circulera dans des pompes montées en série. Le pétrole pompé circulera dans l'oléoduc en passant par un débitmètre par la vanne de purge. La vitesse des pompes est réglée afin de

Annexe Vol 6-49

EFFACÉ

Station de pompage proposée Mattawa

Annexe Vol 6-50

EFFACÉ

**Station de pompage proposée Deax Rivières et poste
d'insertion et de retrait raceurs**

Annexe Vol 6-51

EFFACÉ

Station de pompage proposée de Pembroke

Annexe Vol 6-52

EFFACÉ

Station de pompage proposée de Renfrew

Annexe Vol 6-53

EFFACÉ

Station de pompage proposée de Stittsville

Annexe Vol 6-55

EFFACÉ

Station de pompage proposée Alexandria

Annexe Vol 6-56 à Annexe Vol 6-66

ANNEXE VOL 6-57 à 6-59, 6-61
EFFACÉES

Station de pompage- Carte aérienne -Tronçon du Québec

Annexe Vol. 6-90

EFFACÉ

Terminaux de réservoirs - Information générale- Légende

tuyauterie et les vannes. Ces composants seront faits d'acier, conçus et fabriqués conformément aux normes de l'industrie pour les conditions d'utilisation prévues.

Une fois installés, ces composants pressurisés formeront un circuit fermé. Le confinement de la pression sera atteint grâce à la combinaison de l'épaisseur et de la force d'acier choisi pour chaque composant, et conçu pour résister à la pression maximale de fonctionnement du système. La conception répondra à la norme CSA Z662-~~415~~.

L'intégrité des réservoirs et des composants résistant à la pression sera vérifiée au moment de la fabrication et de la construction, et maintenue pendant l'exploitation grâce aux mesures suivantes :

- mise en œuvre du programme de gestion de la qualité de TransCanada portant sur la vérification du matériel et des méthodes de fabrication;
- revêtements des surfaces et installation de systèmes de protection cathodique permettant d'éviter la corrosion;
- soumission de la tuyauterie à des essais hydrauliques pendant la construction;
- soumission des réservoirs à des épreuves d'étanchéité;
- utilisation des composants aux pressions approuvées;
- mise en œuvre du programme de gestion de l'intégrité (PGI) de TransCanada.

Les réservoirs de stockage du pétrole seront équipés d'un dispositif anti-débordement automatisé utilisant des instruments redondants, mais aussi d'un système de détection des fuites, d'un revêtement en membrane flexible imperméable et d'un système de protection cathodique conçus conformément à la norme API RP 651. Un réseau de conduites d'écoulement permettra de recueillir les fuites provenant des joints d'étanchéité des pompes et de vidanger les pompes et la tuyauterie dans un réservoir collecteur, réduisant ainsi les risques de déversement de pétrole.

Une enceinte de confinement secondaire, permettant de contrôler un déversement, sera mise en place pour des réservoirs de stockage du pétrole et des transformateurs de puissance électrique.

Les compteurs et les pompes de charge seront dotés de vannes d'isolement qui permettront de limiter le volume de pétrole déversé. Ces vannes seront commandées par des moteurs électriques, et pourront être fermées en appuyant sur un bouton à partir du terminal de réservoir ou à distance à partir du centre de contrôle des opérations (CCO). De plus, des vannes d'isolement seront placées à l'entrée du terminal de réservoirs et dans le collecteur de soupape, afin d'arrêter le flux de pétrole.

4.1.2 Mesures de prévention et atténuation des incendies

La prévention des incendies sera principalement assurée par la réduction des vapeurs s'échappant des composants contenant du pétrole, et par l'élimination des sources d'inflammation potentielles autour de ces composants. Les composants à l'épreuve de la pression formeront un circuit fermé, tel qu'il est expliqué à la Section 4.1.1, Mesures de prévention et d'atténuation des conséquences des déversements de pétrole. En outre, les réservoirs de stockage du pétrole seront équipés de toits flottants et de joints d'étanchéité périphériques, en contact avec le pétrole, limitant ainsi l'exposition potentielle à l'air. L'équipement électrique sera séparé des composants contenant du pétrole ou sera doté d'éléments de protection permettant de l'utiliser en toute sécurité à proximité des composants contenant du pétrole.

Les réservoirs seront équipés de conducteurs électriques offrant une protection contre la foudre. Les conducteurs dirigeront l'électricité vers le sol pour être dissipée en toute sécurité.

Les panneaux d'aération de puisard seront munis d'un pare-flamme pour prévenir l'allumage de vapeurs dans le réservoir collecteur. Un système d'extinction des incendies à la mousse ignifuge sera installé afin d'éteindre tout incendie potentiel au niveau du joint d'étanchéité périphérique situé entre le toit flottant en acier et la paroi du réservoir (voir section 4.5.1 : Système d'extinction des incendies à la mousse). Des instruments de mesure seront mis en place sur les réservoirs afin de détecter les incendies et d'offrir une alerte rapide. Ce système de contrôle permettra d'alerter et d'informer le centre de contrôle des opérations (CCO) de TransCanada, situé à Calgary, en Alberta. Une fois l'incendie confirmé, le personnel local activera le système de pulvérisation de mousse ignifuge, qui projettera une solution de mousse concentrée sur les flammes.

Des détecteurs de chaleur et de fumée seront installés dans les abris d'équipement électrique. Ces détecteurs seront surveillés par le système de contrôle, qui alertera le CCO si de la chaleur ou de la fumée est détectée. Si l'incendie est confirmé, le système d'arrêt d'urgence (système ESD) pourra être déclenché à distance par le CCO ou localement.

Les vannes d'isolement seront conçues et certifiées pour être ignifuges. ~~Un joint métallique secondaire résistant au feu permettra d'assurer l'étanchéité en cas d'incendie au cas où le joint élastique principal est endommagé.~~

4.2 COMPOSANTS CONTENANT DU PÉTROLE

4.2.1 Réservoirs de stockage du pétrole

Les réservoirs de stockage du pétrole seront conformes aux normes de l'industrie, et conçus et fabriqués selon la norme API 650. Ils seront dotés d'une robe cylindrique verticale et d'un plancher en acier, et équipés de toits flottants extérieurs, comme le montre la figure 4-1.

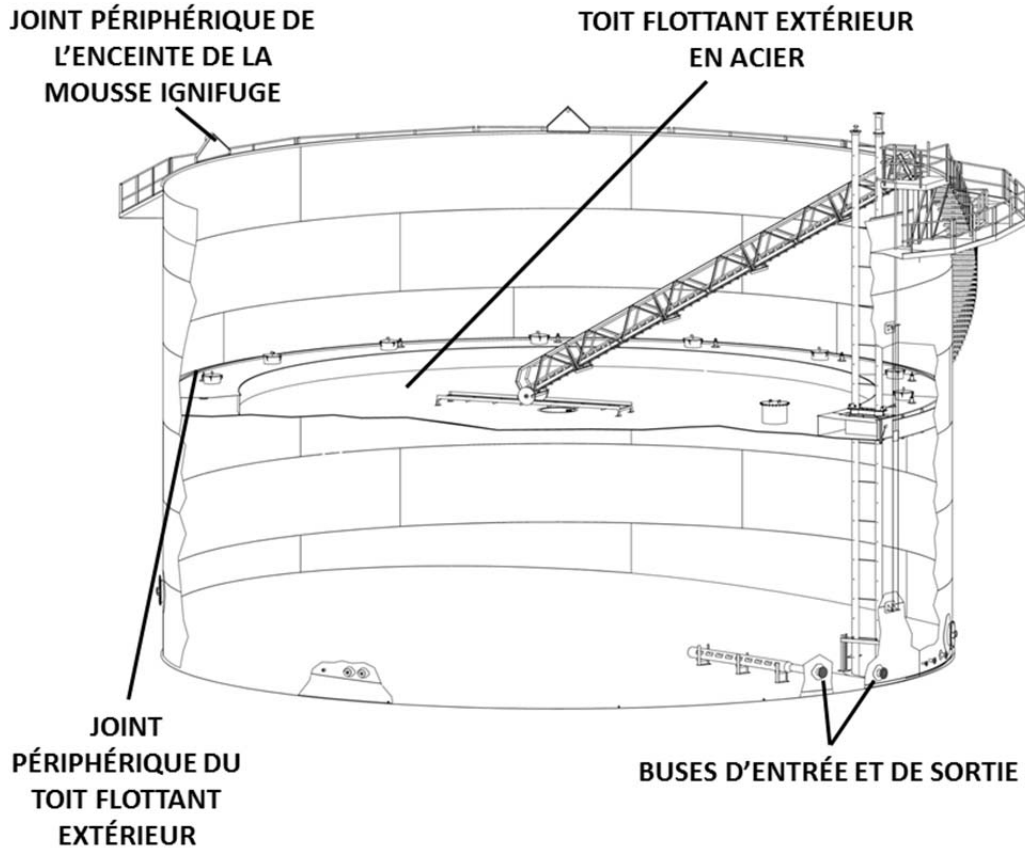


Figure 4-1 : Coupe transversale d'un réservoir à toit flottant extérieur (Référence Compagnie de service Matrix)

4.2.2 Caractéristiques préliminaires des réservoirs

Les caractéristiques préliminaires des réservoirs sont énumérées au tableau 4-1.

Tableau 4-1 - Caractéristiques préliminaires des réservoirs

Description	Réservoirs de 350 000 barils ¹	Réservoirs de 500 000 barils ¹
Capacité nominale	55 600 m ³ (350 000 barils)	79 500 m ³ (500 000 barils)
Capacité de fonctionnement ²	49 400 m ³ (311 000 barils)	71 500 m ³ (450 000 barils)
Diamètre du réservoir	65,5 m	78,1 m
Hauteur du réservoir	18,2 m	18,2 m
Type de toit	Toit flottant extérieur	Toit flottant extérieur
Débit maximum de remplissage et de vidange ³	370 000 m ³ /jour (2 330 000 barils/jour)	530 000 m ³ /jour (3 310 000 barils/jour)
Remarques :		
1. Les caractéristiques des réservoirs évolueront à mesure de l'avancement du Projet vers une conception détaillée. 2. La capacité de fonctionnement correspond au volume entre les niveaux de fonctionnement minimum et maximum du réservoir. 3. Le débit maximum de remplissage ou de vidange est basé sur une vitesse maximum d'abaissement du toit de 4,6 m3/h. Ce débit pourra être plus faible en raison des restrictions hydrauliques. 4. <u>La capacité nominale est le volume à partir du fond du réservoir jusqu'au niveau de liquide de conception.</u>		

Les réservoirs seront munis d'un toit flottant extérieur. Ce toit sera en acier de type flotteur couvrant toute la surface du pétrole. Il sera conçu de manière à être en contact direct avec le pétrole, ce qui permettra de limiter l'émission de vapeurs dans l'atmosphère.

L'espace entre le bord du toit flottant et la paroi fixe du réservoir (le bord) est conçu avec un dispositif d'étanchéité périphérique composé d'un joint d'étanchéité primaire et d'un joint d'étanchéité secondaire, afin de réduire encore l'émission de vapeurs et le risque d'incendie. Les caractéristiques des joints d'étanchéité des réservoirs répondront aux exigences de la publication du Conseil canadien des ministres de l'environnement PN 1180. Des racleurs montés sur le joint périphérique essuieront les parois internes du réservoir à l'abaissement du toit, afin de réduire la quantité de pétrole restant sur les murs.

Certains réservoirs pourront être dotés d'une coupole géodésique ou d'un toit conique pour prévenir les effets des contraintes climatiques comme la pluie et la neige. Il sera déterminé si ceci est nécessaire lors de la conception détaillée.

4.2.3 Protection contre le débordement du réservoir

Un système de détection du niveau du réservoir et un interrupteur autonome de secours offriront une protection contre les débordements. Si le niveau du réservoir dépasse la limite d'utilisation normale, une alarme sera déclenchée par le dispositif de jaugeage, ce qui laissera au CCO le temps d'intervenir. Si le système de jaugeage ou l'interrupteur de niveau détecte un niveau de pétrole supérieur au niveau d'utilisation maximum, les vannes d'isolement à l'entrée du réservoir se fermeront automatiquement pour éviter tout débordement. Les fondations et les niveaux

d'utilisation des réservoirs seront conçus en fonction des niveaux de risque sismique de chaque emplacement.

4.2.4 Protection contre la corrosion des réservoirs

Un revêtement époxydique industriel sera posé sur le plancher du réservoir et au fond de la paroi intérieure (1 m). Ce dispositif offrira une protection contre la corrosion causée par l'eau pouvant stagner au fond du réservoir. En outre, le bas de la paroi extérieure (1 m) sera recouvert d'un revêtement époxydique protégeant le réservoir de la corrosion due à l'eau qui pourrait s'accumuler à sa base. Le reste de l'extérieur du réservoir, y compris le toit, sera peint.

Le dessous du réservoir sera doté d'une protection contre la corrosion, de type cathodique (voir section 4.5.3 : Protection cathodique).

4.2.5 Pompes

Les pompes principales (pompes de charge, pompes de chargement portuaire et pompes de transfert) seront des pompes verticales centrifuges pour puits profonds, conçues et fabriquées conformément à la norme API 610. Chaque pompe sera propulsée par un moteur électrique démarré et commandé au moyen d'un dispositif d'entraînement à fréquence variable. Des instruments de mesure seront installés sur les pompes et les moteurs afin de surveiller leur fonctionnement, y compris la température et les vibrations. Si les données mesurées sortent de la plage de fonctionnement normal, le système déclenchera une alerte et, si nécessaire, arrêtera la pompe.

Chaque pompe sera équipée d'un joint d'étanchéité mécanique entre l'arbre et le corps de la pompe. Toute fuite de pétrole au niveau des joints d'étanchéité sera dirigée vers le système d'écoulement, puis stockée dans le réservoir collecteur. Les fuites seront surveillées et, en cas de défaillance d'un joint, le système de contrôle déclenchera une alerte et arrêtera la pompe.

4.2.6 Conduites

Les conduites seront conçues, fabriquées, installées et testées conformément à la norme CSA Z662-~~11~~15.

La lutte contre la corrosion des conduites enfouies sera assurée par un revêtement anticorrosion et la protection cathodique. Le revêtement primaire de la surface externe d'une conduite enfouie se composera d'un revêtement époxyde appliqué par fusion. Sur le terrain, les joints circulaires seront protégés par un revêtement époxyde appliqué directement sur place.

Les conduites de surface seront revêtues en utilisant des peintures qui conviennent aux conditions du milieu dans lequel elles seront installées.

Les conduites enfouies seront pourvues d'orifices d'accès conçus pour l'insertion d'outils et d'instruments pour l'évaluation périodique de l'état de la conduite, y compris la mesure de l'épaisseur de la paroi métallique.

4.2.7 Installations de comptage de transfert de propriété

Pour plus de détails sur les installations de comptage de transfert de propriété, consultez la Section 8 intitulée Installations de comptage de transfert de propriété – Conception générale.

4.2.8 Réglage de la pression et protection contre la surpression

Chaque terminal de réservoirs sera contrôlé au moyen du système de contrôle local, afin de s'assurer qu'il fonctionne dans les limites de pression spécifiées. La pression du pétrole dans le terminal de réservoirs sera constamment surveillée à l'aide d'instruments de mesure de la pression montés sur la tuyauterie. La pression de décharge des pompes de charge du terminal sera contrôlée par le PLC du terminal au moyen d'un dispositif d'entraînement à fréquence variable.

Les conduites en amont du terminal de réservoirs Hardisty D qui seront aussi détenues en propriété et exploitées par TransCanada et seront dotées de systèmes de réglage de la pression à l'entrée du terminal de réservoirs Hardisty D. Aux terminaux de réservoirs de Moosomin, Cacouna et Saint John, des soupapes régulatrices de pression seront placées à l'entrée du terminal de réservoirs afin de contrôler la pression dans les conduites d'entrée.

Les exigences de protection contre la surpression due aux sautes de pression hydraulique seront finalisées au moment de la conception détaillée. Des conduites prévues pour les hautes pressions, des soupapes de surpression, et/ou des limiteurs de surpression seront utilisés si nécessaire pour prévenir la surpression. Si les soupapes de surpression sont actionnées, elles dirigeront le flux de pétrole vers un réservoir.

Des soupapes de sûreté seront installées sur la tuyauterie pour empêcher la surchauffe des sections fermées et diriger le pétrole vers le système de purge.

4.2.9 Système de détection des fuites

Un système de détection des fuites sera installé sous le réservoir, au niveau des dalots souterrains, et comprendra un revêtement imperméable et des tubes à fentes. Toutes les fuites seront dirigées vers le périmètre du réservoir et passeront dans les tubes filtres à fentes pour arriver aux puits d'observation. Les puits de contrôle sont étendus au-dessus du sol et conformément aux procédures de TransCanada ils sont inspectés visuellement par le personnel d'exploitation pour la présence de fuites.

Les dispositifs de détection des fuites ou les compteurs de transfert de propriété mesureront la quantité de pétrole à l'entrée et à la sortie des terminaux de réservoirs. En outre, un système de jaugeage par radar permettra de surveiller en permanence le niveau de pétrole dans les réservoirs. Ces données seront utilisées par le CCO pour

4.3.4 Fondations

Les réservoirs de stockage reposeront sur des semelles isolées de graviers. L'équipement, les bâtiments et les structures seront soutenus par des piliers en acier ou en béton, ou par des fondations en béton armé. La zone du terminal de réservoirs délimitée par une clôture sera recouverte de gravillons.

4.3.5 Considérations géotechniques

Des études géotechniques spécifiques à chaque site, effectuées conformément à la norme CSA Z662-~~11-15~~ et au *Code national du bâtiment du Canada*, ont commencé et se poursuivront pendant ~~la deuxième moitié de 2014 et en 2015~~ conception détaillée pour chaque terminal de réservoirs. Si ces études révèlent certains problèmes non abordés dans la norme CSA Z662-~~11-15~~, Énergie Est produira un rapport d'un ingénieur qualifié ainsi qu'une description des éléments de conception et des mesures nécessaires pour assurer la sécurité du terminal de réservoirs.

Ces études géotechniques seront principalement axées sur les éléments importants suivants de la conception :

- État du sous-sol - Les données du sondage et les échantillons de terre seront évalués afin d'identifier la nature du sous-sol, de déceler la présence de matières néfastes telles que le pergélisol ou les roches acides, et de déterminer si les caractéristiques du sol sont adéquates pour accueillir des fondations.
- Stabilité des pentes - Les pentes importants seront examinés afin de déceler les zones actuellement sujettes aux glissements de terrain, aux coulées de boue ou à l'affaissement, ou qui l'ont été par le passé et pourraient à nouveau présenter ces risques à la suite des travaux de construction.
- Failles et sismicité - Les relevés sismiques historiques seront analysés et les données géologiques disponibles examinées afin d'évaluer l'intensité possible des futurs événements sismiques et leurs conséquences néfastes potentielles sur les terminaux de réservoirs.
- Subsidence du sol et autres risques géologiques - Le potentiel d'affaissement du sol (due aux éléments naturels et aux activités humaines) sera évalué grâce à l'examen des données historiques et à la reconnaissance aérienne.

4.4 Infrastructure électrique

4.4.1 Alimentation électrique

Les terminaux de réservoirs Hardisty D, Moosomin et Cacouna seront alimentés en électricité au moyen de postes électriques situées dans les stations de pompage adjacentes, tandis que le terminal de réservoirs de Saint John disposera de son propre poste. Les lignes électriques permettant d'alimenter les terminaux de réservoirs seront construites et détenues par les entreprises de service public.

4.5.2 Réservoirs amortisseurs et chaudières

Des réservoirs amortisseurs pourront être installés sur certains sites afin de résoudre les problèmes de surpression. L'emplacement de ces réservoirs et leur nombre seront déterminés à la conception détaillée. Ils seront conçus et construits conformément à la division 1 de la section VIII de la norme *ASME Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC)*. Leur conception et leurs caractéristiques seront enregistrées par l'autorité compétente dans la province où ils sont installés. Enfin, ces réservoirs amortisseurs seront inspectés conformément à la norme API STD 510, afin de déterminer s'ils sont correctement entretenus et étalonnés, et en bon état.

4.5.3 Protection cathodique

Des systèmes de protection cathodique par courant imposé seront installés afin de sécuriser les canalisations souterraines des terminaux de réservoirs. Ces systèmes comprendront des déversoirs et des redresseurs de courant, selon les précisions apportées à la conception détaillée. Les autres infrastructures de protection non cathodiques, comme les dispositifs civils ou électriques, seront abordées lors de la conception détaillée, afin de veiller à fournir un courant de protection cathodique adéquat et bien distribué.

Chaque fond de réservoir sera doté d'un système de protection cathodique par courant imposé, afin de protéger le fond du réservoir de la corrosion.

Des systèmes de surveillance seront également mis en place, afin de déterminer l'efficacité du courant de protection cathodique appliqué.

4.5.4 Systèmes de conduites auxiliaires

Dans le cadre de cette demande, Énergie Est cherche à obtenir une dispense de l'application de l'article 17 du *Règlement sur les pipelines terrestres*, en ce qui concerne les réseaux de conduites auxiliaires qui figurent au tableau 4-2.

Tableau 4-2 – Spécifications des systèmes de conduites auxiliaires, pression nominale et étendue des END

Système de conduites	Spécification de TransCanada	Code de conception	Pression nominale (kPa)	Étendue des END (%)
Air d'instrumentation	TES-MATL-MD1-OIL, Tableau 4-4 Tableau 12	ASME B31.3	1 035	15
Eau potable	TES-MATL-MD1-OIL, Tableau 4-5 Tableau 10	ASME B31.3	550	15
Évacuation d'autres produits que le pétrole	TES-MATL-MD1-OIL, Tableau 4-5 Tableau 13	ASME B31.3	550	15
Eau de lutte contre les incendies	TES-MATL-MD1-OIL, Tableau 4-6	ASME B31.3	864 1900	15
Eau de contact	TES-MATL-MD1- Tableau 13 OIL , Tableau 4-5	ASME B31.3	550	15

En ce qui concerne les conduites de pétrole brut conçues selon la norme CSA Z662 - ~~15~~, Énergie Est appliquera un programme d'essais entièrement non destructifs (END). Pour ce qui est des autres types de conduites, Énergie Est sélectionnera les matériaux et concevra les joints d'étanchéité conformément à la norme ASME B31.3-2010, selon ce qui est prévu aux alinéas 4.14.2.11, 5.1.1, 7.2.4 et à l'article 8.1.7 de la norme CSA Z662-~~15~~. Énergie Est s'assurera que les joints d'étanchéité sont examinés conformément à l'article 7.10.3 de la norme CSA Z662-~~15~~.

En ce qui concerne les systèmes de conduites auxiliaires à plus faible risque, Énergie Est prévoit soumettre à des END 15 % des soudures de production par jour pendant la construction. Cette façon de procéder est conforme à l'article 7.2.5 de la norme CSA Z662-~~15~~ et ne mettrait pas en péril la sécurité du public ou des employés de la société. De même, elle ne porte pas atteinte à la politique de TransCanada, en vertu de laquelle toutes les conduites doivent être soumises à des essais sous pression avant leur mise en service.

Ces dispositifs fonctionnent sous de faibles contraintes et sont généralement assortis d'une instrumentation qui met automatiquement le système hors service et limite les fuites en cas de déversement.

4.6 Systèmes de contrôle

4.6.1 Automates programmables

Les terminaux de réservoirs seront surveillés et commandés à distance par le CCO grâce au système SCADA. Ce système communiquera avec les automates programmables (PLC) industriels installés dans les terminaux de réservoirs.

Chaque terminal de réservoirs sera surveillé et commandé par un PLC. Les caractéristiques des PLC leur permettront d'assurer ou d'arrêter le fonctionnement du terminal de réservoirs en toute sécurité. Leurs fonctions principales sont les suivantes :

- protéger les processus et l'équipement;
- assurer le fonctionnement des collecteurs de réservoir et de soupape;
- assurer le fonctionnement et la protection des pompes de charge;
- surveiller les appareils de commutation de haute et moyenne tension;
- assurer les communications et les échanges de données avec le système SCADA;
- assurer le fonctionnement du système de récupération des eaux d'écoulement.

En cas de panne d'un des PLC, un système d'arrêt d'urgence se déclenchera.

4.6.2 Interface homme-machine

Une interface homme-machine locale offrira une interface entre le personnel sur le terrain et les PLC. Elle offrira un aperçu des alertes pour tous les appareils du terminal de réservoirs, et de contrôler l'équipement durant les activités d'entretien et

de réseau étendu relieront le CCO et son centre de contrôle d'urgence aux terminaux de réservoirs. Les caractéristiques des services et des infrastructures de télécommunication seront définies lors de la conception technique détaillée et pourront inclure les éléments suivants :

- un réseau de câbles souterrain, de fibre et/ou de cuivre, comme ceux souvent fournis par les compagnies téléphoniques;
- un réseau de communications par satellite;
- un réseau de communications cellulaire.

4.7 Bruit

La conception des terminaux de réservoirs sera conforme aux normes relatives au bruit qui figurent au tableau 4-3.

Tableau 4-3 – Normes relatives au bruit

Province	Norme en vigueur
Alberta, Saskatchewan et Nouveau-Brunswick	The Alberta Energy Regulator, Directive 038
Québec	<ul style="list-style-type: none">• Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC)• Pour l'exploitation : <i>Note d'instructions 98-01 - Traitement des plaintes sur le bruit et exigences aux entreprises qui le génèrent.</i>• Pour la construction : <i>Limites et lignes directrices préconisées par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) relativement aux niveaux sonores provenant d'un chantier de construction.</i>
Note : <u>1. AER Directive 038 est appliqué aux installations de la Saskatchewan et du Nouveau-Brunswick en raison de l'absence d'exigences provinciales applicables.</u>	

Les sources de bruit continu seront les pompes, les moteurs, les conduites, les mélangeurs de réservoirs et les transformateurs de puissance. Les sources de bruit intermittent seront les génératrices et les pompes d'urgences pour l'eau de lutte contre les incendies. Le bruit produit par les terminaux de réservoirs subira l'incidence des installations environnantes et des conditions environnementales comme le vent et la nature du terrain.

D'autres évaluations sur le niveau sonore seront réalisées et des mesures d'atténuation seront mises en œuvre au besoin pour garantir le respect des normes en vigueur. Les mesures d'atténuations pourraient comprendre les éléments suivants :

- un revêtement insonorisant sur les conduites et l'équipement;
- des enceintes de réduction du niveau sonore;
- des bermes ou des écrans acoustiques.

5.1.1 Emplacement

Le terminal de réservoirs sera situé à environ 3 km au sud-est de la ville d'Hardisty (Alberta).

Le complexe du terminal de réservoirs sera construit dans une zone industrielle qui constitue une plaque tournante majeure de l'industrie du pétrole desservant l'ouest du Canada. Le site sera accessible depuis ~~Range Road 95~~ les routes d'accès publiques existantes, au moyen de deux grands portails de huit mètres de large.

TransCanada possède déjà un terminal de réservoirs existant (Hardisty A) au site Hardisty et deux autres en cours d'aménagement : Hardisty B et le terminal de réservoirs de Keystone Hardisty (appelé Hardisty C dans cette demande). Ces terminaux appartiennent au réseau d'oléoducs Keystone Pipeline et au projet proposé de réseau Keystone XL, respectivement. Le terminal de réservoirs Hardisty D sera situé sur la propriété de TransCanada, immédiatement au nord des terminaux Hardisty A, B et C.

Le site proposé a été sélectionné en raison de sa proximité avec ces terminaux. Il permet de limiter l'empreinte environnementale des installations en réduisant la longueur des pipelines d'interconnexion, des lignes de transport d'électricité et des routes d'accès nécessaires. Il permet également l'utilisation partagée des infrastructures.

Le terrain est généralement plat, ce qui limite l'envergure des travaux de génie civil nécessaires.

La figure 5-1 contient une vue aérienne des terminaux de réservoirs Hardisty.

Consultez le tableau 5-1 pour connaître les coordonnées de latitude et de longitude au centre du terminal de réservoirs Hardisty D.

Tableau 5-1 : Emplacement du terminal de réservoirs Hardisty D

Latitude centrale	Longitude centrale
52°39' 50" N	111°16' 4537 " O
Remarque : Ces coordonnées ont été arrondies.	

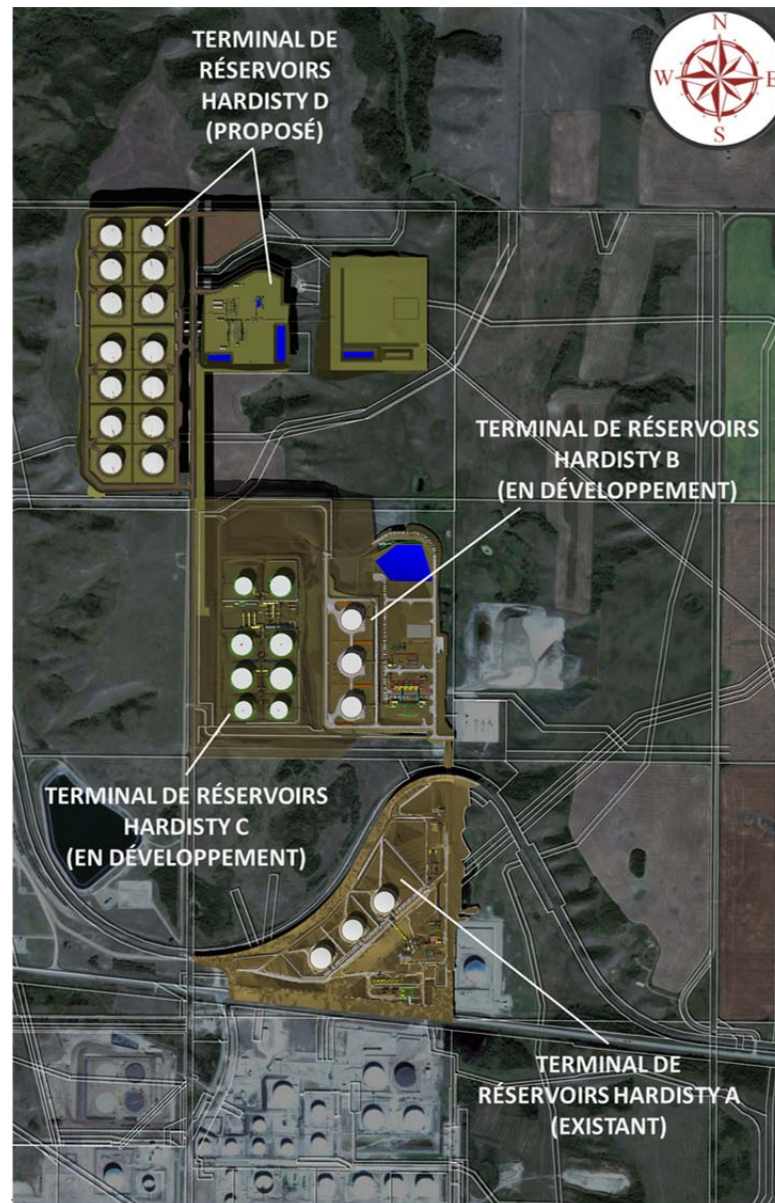


Figure 5-1 : Vue aérienne des terminaux de réservoirs Hardisty **REPLACÉ**

5.1.2 Description des opérations

Le pétrole arrivera au terminal de réservoirs Hardisty D par six canalisations : quatre (dont deux bidirectionnelles) venant des terminaux de réservoirs Hardisty A, B et C, et deux en provenance du futur collecteur de distribution de TransCanada situé dans la région d'Hardisty. Des canalisations supplémentaires pourront être reliées au terminal de réservoirs en fonction des exigences commerciales. Les canalisations d'entrée convergeront vers une conduite collectrice, chargé de distribuer le pétrole dans les différents réservoirs de stockage.

La figure 5-2 illustre les principaux éléments du terminal de réservoirs Hardisty D. Un lot contenant un même type de pétrole passera d'un ou de plusieurs réservoirs aux pompes de charge (configurés dans un agencement parallèle), puis à travers les compteurs de transfert de propriété. Une fois les mesures nécessaires effectuées, le pétrole sera dirigé vers la station de pompage de la canalisation principale de Hardisty D, pour être envoyé vers l'Oléoduc Énergie Est.

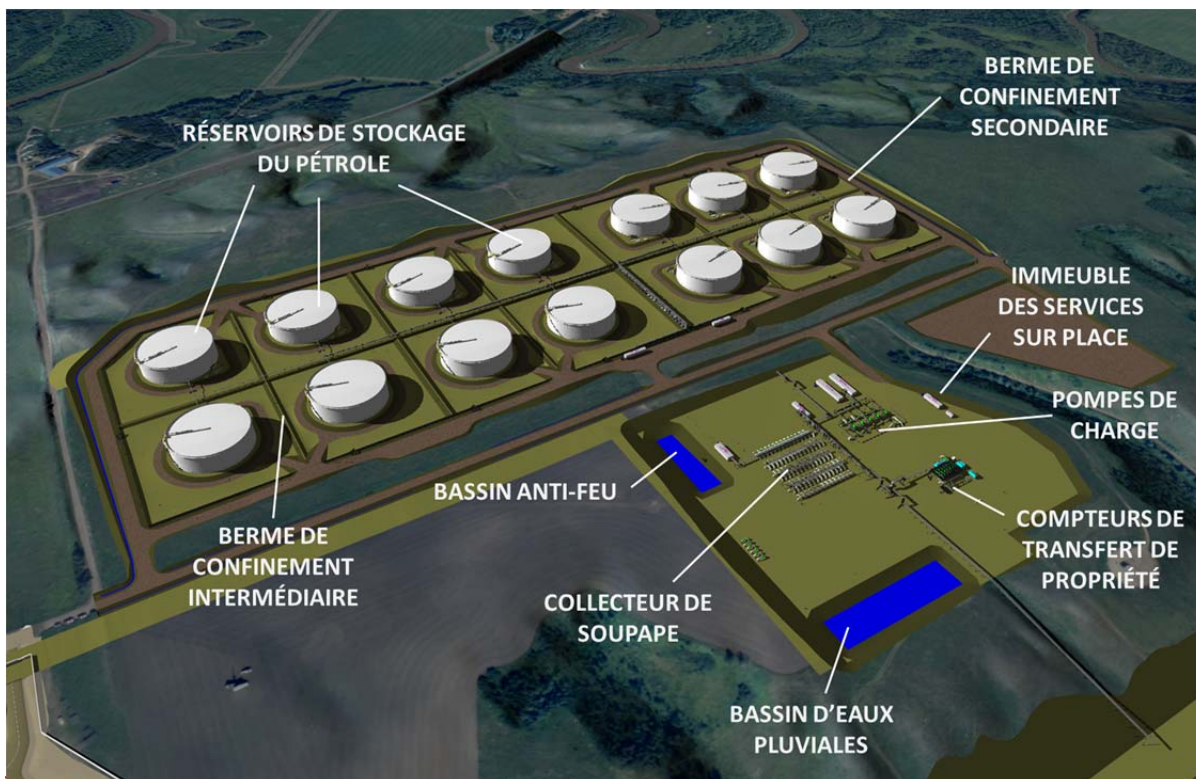


Figure 5-2 : Disposition conceptuelle du terminal de réservoirs Hardisty D **REPLACÉ**

Des vannes d'isolement seront installées sur les canalisations d'entrée du terminal de réservoirs Hardisty D et sur la canalisation de sortie reliant le terminal à la station de pompage de la canalisation principale. Ces vannes seront utilisées en cas d'urgence pour arrêter le flux de pétrole et isoler le terminal.

5.1.3 Équipement

La taille et le nombre préliminaires de réservoirs de stockage de pétrole au terminal sont indiqués dans le tableau 5-2.

Tableau 5-4 : Caractéristiques techniques préliminaires des conduites du terminal de réservoirs Hardisty D

Description des conduites	Diamètre extérieur (mm)	Pression nominale (kPa)	Épaisseur de la paroi (mm)	Classe de pression (PN)	Grade de matériau (MPa)
Canalisations d'entrée et bidirectionnelles, conduites d'aspiration des pompes de charge, tuyauterie reliant le collecteur de refoulement des pompes de charge à la conduite d'aspiration des pompes de la canalisation principale	914 (DN 36)	1 900	9,5	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Collecteur d'aspiration des pompes de charge, canalisations bidirectionnelles reliant chaque réservoir de stockage du pétrole au collecteur de soupape	1 219 (DN 48)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Conduites d'aspiration et de refoulement des pompes de transfert entre les réservoirs	406 (DN 16)	1 900	9,5	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Conduites de refoulement des pompes de charge	508 (DN 20)	1 900	9,5	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II

5.1.5 Bâtiments et abris

Le tableau 5-5 contient une liste des bâtiments du terminal de réservoirs Hardisty D.

Tableau 5-5 : Liste préliminaire des bâtiments du terminal de réservoirs Hardisty D

Bâtiment	Fonction	Dimensions approximatives ¹ (m)	Quantité ¹
Bâtiment de services	Installations du personnel et salle de communications	18 x 4	4
Bâtiment d'entreposage	Entreposage	7 x 2	4
Abris du dispositif d'entraînement à fréquence variable d'équipement électrique	Variante de fréquence et Équipement de distribution de l'alimentation électrique	30 x 5	24
Abris d'équipement électrique	Équipement de distribution de l'alimentation électrique	20 x 4	2
Abris d'équipement électrique	Équipement de distribution de l'alimentation électrique	22 x 4	1
Bâtiment des pompes à incendie/à mousse	Équipement d'extinction des incendies à la mousse ignifuge	15 x 6	1

L'emplacement proposé a été retenu en raison de sa proximité avec les installations existantes de TransCanada. On pourra accéder au site par les ~~chemins de canton au nord et au sud de la route 600~~ routes d'accès publiques existantes, par deux portails de 8 m de large.

Consultez le tableau 5-7 pour connaître la latitude et la longitude du centre du terminal de réservoirs de Moosomin.

Tableau 5-7 : Emplacement du terminal de réservoirs de Moosomin

Latitude centrale ^{1,2}	Longitude centrale ^{1,2}
50°12' 4703 " N	101°28' 4846 " O
Remarques : 1. Les chiffres ont été arrondis. 2. Les coordonnées de latitude et de longitude se rapportent au centre de la station de pompage proposée de Moosomin, située dans les limites du terminal de réservoirs de Moosomin.	

Une vue aérienne du terminal de réservoirs, de la station de compression et de la station de pompage de TransCanada à Moosomin est présentée à la figure 5-3.

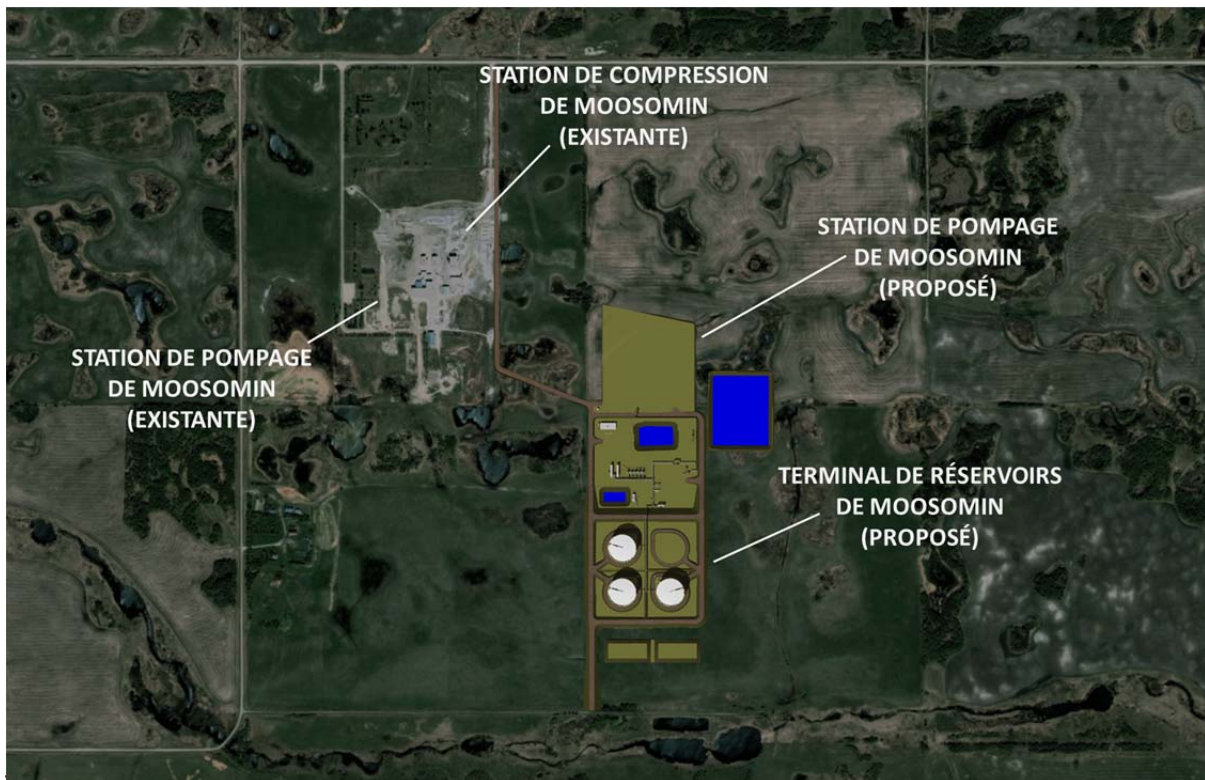


Figure 5-3 : Vue aérienne du terminal de réservoirs, de la station de compression et de la station de pompage de Moosomin REPLACÉ

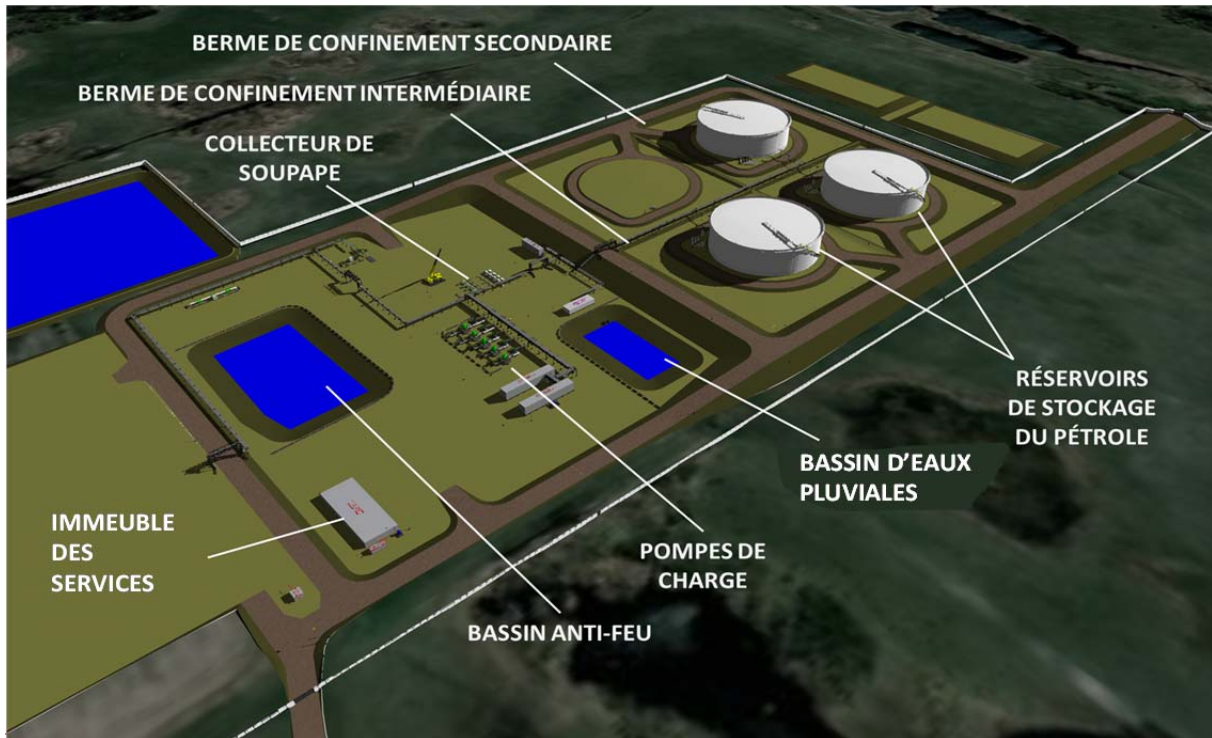


Figure 5-4 : Disposition conceptuelle du terminal de réservoirs de Moosomin **REPLACÉ**

5.2.3 Équipement

Le tableau 5-8 indique la taille et le nombre préliminaires des réservoirs de stockage de pétrole au terminal.

Tableau 5-8 : Taille et nombre préliminaires des réservoirs de stockage de pétrole du terminal de réservoirs de Moosomin

Réservoirs de stockage de 350 000 barils	Réservoirs de stockage de 500 000 barils	Nombre total de réservoirs de stockage de pétrole
3	0	3

Pour obtenir les caractéristiques techniques préliminaires des réservoirs, consulter la section 4.2.2.

Le nombre et la taille préliminaires des pompes et des moteurs électriques apparaissent au tableau 5-9.

Description des conduites	Diamètre extérieur (mm)	Pression nominale (kPa)	Épaisseur de la paroi (mm)	Classe de pression (PN)	Grade de matériau (MPa)
Conduites d'aspiration des pompes de charge, tuyauterie reliant le collecteur de refoulement des pompes de charge aux conduites d'aspiration des pompes de la canalisation principale	914 (DN 36)	1 900	9,5	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Conduites d'aspiration des pompes de transfert entre les réservoirs	457 (DN 18)	1 900	9,5	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Conduites de refoulement des pompes de charge	508 (DN 20)	1 900	9,5	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II

5.2.5 Bâtiments et abris

Le tableau 5-11 contient une liste des bâtiments proposés du terminal de réservoirs.

Tableau 5-11 : Liste préliminaire des bâtiments du terminal de réservoirs de Moosomin

Bâtiment	Fonction	Dimensions approximatives ¹ (m)	Quantité
Bâtiment de services	Installations du personnel et salle de communications	38 x 16	1
Bâtiment d'entreposage	Espace d'entreposage	7 x 2	1
Abri d'équipement électrique du dispositif d'entraînement à fréquence variable	Variante de fréquence et Équipement de distribution de l'alimentation	30 x 5	2
Abri d'équipement électrique	Équipement de distribution de l'alimentation	17 x 4	2
Bâtiment des pompes à incendie/à mousse	Équipement d'extinction des incendies à la mousse ignifuge	15 x 6	1
Remarque :			
1. La taille <u>et le nombre</u> des bâtiments sera confirmée lors de la conception détaillée.			

Le tableau 5-12 contient le diagramme des opérations, le plan du terrain et la photographie aérienne du terminal de réservoirs de Moosomin, qui figurent également dans les Annexes Volume 6-94 à 6-96.

Tableau 5-12 : Dessins préliminaires du terminal de réservoirs de Moosomin

Titre du dessin	Type de dessin	Numéro de dessin	Numéro de l'annexe
Information générale	Légende	4932-01-00-01-100	Volume 6-90
Terminal de réservoirs de Moosomin d'Énergie Est	Diagramme des opérations	4874-01-00-01-100	Volume 6-94

Tableau 5-19 : Emplacement du terminal de réservoirs de Saint John

Latitude centrale	Longitude centrale
45°13' 29" N	65°59' 53" O
Remarque : Les chiffres ont été arrondis.	

Cet emplacement a été choisi en raison de sa proximité avec les installations existantes d'Irving Oil Canaport et le terminal maritime de Saint John. La figure 5-7 montre une vue aérienne du terminal de réservoirs de Saint John et son emplacement par rapport au terminal maritime d'Énergie Est de Canaport.

5.4.2 Description des opérations

Le pétrole arrivera au terminal de réservoirs de Saint John par l'Oléoduc Énergie Est. Il passera par un système de détection des lots, un réservoir de réception et un dispositif de détection des fuites, et sa pression sera réduite au moyen d'une soupape régulatrice de pression. En aval de cette soupape, la pression nominale sera donc moindre, permettant au pétrole de passer dans le collecteur de soupape, avant d'être réparti dans les réservoirs de stockage selon le type de lot, ou directement dans les réservoirs ~~d'Irving Oil Canaport de la raffinerie existante~~ par l'intermédiaire des compteurs de transfert de propriété.

Un lot contenant un même type de pétrole passera d'un ou plusieurs réservoirs aux pompes de chargement portuaire, puis dans les installations de comptage de transfert de propriété, avant d'être acheminé vers le terminal maritime Énergie Est Canaport. Deux canalisations parallèles au-dessus du sol de 2,2 km de long permettront de relier le terminal de réservoirs de Saint John au terminal maritime Énergie Est Canaport. Consultez la Section 3 du Volume 4 intitulée Renseignements spécifiques relatifs au pipeline pour une description de ces pipelines d'interconnexion.

~~Après le réservoir de réception au terminal de réservoir de Saint-John Un un lot contenant un même type de pétrole peut être dirigé via le transfert de propriété pour livraison passera d'un ou plusieurs réservoirs aux pompes de transfert, puis dans les installations de comptage de transfert de propriété, avant d'être acheminé vers les réservoirs d'Irving Canaport. Une canalisation au-dessus du sol de 1,5 km de long reliera le terminal de réservoirs de Saint John aux terminal de réservoirs d'Irving Canaport. Consultez la Section 3 du Volume 4 intitulée Renseignements spécifiques relatifs au pipeline pour une description de ce pipeline d'interconnexion.~~

Des vannes d'isolement seront installées sur la canalisation d'entrée du terminal de réservoirs de Saint John et sur les canalisations de sortie. Ces vannes seront utilisées en cas d'urgence pour arrêter le flux de pétrole et isoler le terminal de réservoirs. La figure 5-8 indique les principaux composants du terminal de réservoirs de Saint John.

6.2 Sécurité et protection de l'environnement

Des mesures de sécurité et de protection de l'environnement ont été intégrées à la conception des terminaux maritimes afin de réduire le risque que survienne un incident, comme un déversement de pétrole ou un incendie, ainsi que les effets potentiels d'une vue d'ensemble d'un incident, le cas échéant. Un aperçu de ces mesures se trouve aux articles 6.2.1 à 6.2.4.

De plus amples renseignements sont fournis dans les descriptions des composants dans la section 7, Terminaux Maritimes – Renseignements spécifiques relatifs au site.

6.2.1 Mesures de prévention et d'atténuation des déversements de pétrole

Les composantes utilisées pour entreposer le pétrole, transférer le pétrole entre les terminaux de réservoirs et les terminaux maritimes et transporter le pétrole à l'intérieur des terminaux maritimes fournissent la protection primaire contre les déversements de pétrole. Ces composantes pressurisées, telles que les pompes, les compteurs, les conduites, les vannes et les bras de chargement, seront conçues et fabriquées conformément aux normes de l'industrie pour les conditions d'exploitation prévues.

À la suite de l'installation, les composantes sous pression formeront un système fermé. Le confinement de la pression sera obtenu grâce à l'épaisseur des parois et à la résistance de l'acier utilisé pour chacune des composantes, qui seront conçues afin de résister à la pression d'exploitation maximale du système. La conception respectera la norme CSA Z662-~~44~~15.

De nombreuses mesures de nature technique ont été incluses dans la conception de ces installations afin de réduire la perte du produit, dont les suivantes :

- système de détection des fuites de pétrole permettant de détecter les fuites potentielles dans les conduites reliant les terminaux de réservoirs et les ~~bras~~ plateformes de chargement
- réseau de tuyaux de drainage servant à recueillir le pétrole fuyant des pompes et des conduites
- système de confinement secondaire composé d'une plateforme et de bordures en béton installées sous l'ensemble des brides et de l'équipement de transport du pétrole ou de gestion de la vapeur dans la zone extracôtière
- système d'aide à l'accostage permettant de mesurer la vitesse des pétroliers ainsi que leur distance et leur angle d'approche par rapport au poste d'amarrage

- système de surveillance de la tension des crochets d'amarrage servant à informer l'opérateur du poste d'amarrage et l'équipage des pétroliers de la tension des amarres et permettant l'ajustement des amarres avant qu'un incident survienne
- système de surveillance de l'environnement maritime transmettant en temps réel de l'information météorologique et océanographique permettant de s'assurer que les pétroliers ne tentent pas d'accoster ou de quitter le quai si les conditions (vent, vagues ou courants) ne sont pas sécuritaires

L'intégrité des composantes sous pression sera vérifiée pendant la fabrication, la construction et la mise en service, notamment au moyen des mesures suivantes :

- mise en œuvre du programme de gestion de la qualité de TransCanada pour la vérification des matériaux et des méthodes de fabrication
- application des revêtements sur la surface de l'oléoduc et installation de systèmes de protection cathodique afin de prévenir la corrosion
- essais hydrostatiques des conduites et des réservoirs pendant la construction

Les mesures opérationnelles incluront ce qui suit :

- exploitation conforme aux pressions approuvées de la conception technique
- mise en œuvre du programme de gestion de l'intégrité de TransCanada
- s'assurer que tous les pétroliers sont dotés de multiples dispositifs de prévention des déversements de pétrole, comme des doubles coques et des citernes à cargaison compartimentées.

~~Les terminaux maritimes seront par ailleurs dotés d'équipements d'intervention en cas de déversement et de confinement des déversements appropriés, conformément aux exigences applicables aux installations de manutention d'hydrocarbures aux termes de la Loi sur la marine marchande du Canada (2001).~~

Le terminal maritime sera par ailleurs doté, sur place, d'équipements d'interventions en cas de déversements et de confinement des déversements appropriés, en plus de l'entente signé avec l'organisme certifié en intervention en cas de déversement ALERT (Atlantic Emergency Response Team) à la suite des exigences applicables aux installations de manutention d'hydrocarbures aux termes de la Loi sur la marine marchande du Canada (2001).

Cet équipement inclura ce qui suit :

- barrières flottantes
- navires d'intervention en cas de déversement
- la capacité de déploiement

Les capacités d'intervention en cas d'urgence sont plus amplement décrites à la Section 6 du Volume 7, Intervention en cas d'urgence.

6.2.2 Mesures de prévention des incendies et d'atténuation

La principale mesure de prévention des incendies consiste à réduire les vapeurs émises par les composantes contenant du pétrole et à éliminer les sources d'inflammation potentielles à proximité de celles-ci. Comme il est décrit à l'alinéa 6.2.1, *Mesures de prévention et d'atténuation des déversements de pétrole*, les composantes sous pression formeront un système fermé. L'équipement électrique sera séparé des composantes contenant du pétrole ou comportera des dispositifs de protection permettant son exploitation sécuritaire lorsqu'il sera installé à proximité de composantes contenant du pétrole.

Les bras de chargement du pétrole seront dotés de parafoudres afin de les protéger contre la foudre. Les bras de chargement seront également équipés de brides isolantes afin d'éviter que des étincelles surviennent au moment du branchement avec le collecteur d'un pétrolier et isoler électroniquement le pétrolier des systèmes des terminaux côtiers et marins.

Toutes les vannes d'isolement seront munies d'un dispositif anti-incendie. En cas d'incendie, si le joint d'étanchéité souple principal est endommagé, un deuxième joint d'étanchéité en métal résistant au feu assurera l'étanchéité.

Les événements des réservoirs collecteurs seront équipés des dispositifs anti-retour de flamme afin d'éviter l'inflammation des vapeurs dans les réservoirs collecteurs.

Les plateformes de chargement seront dotées de détecteurs d'incendie. Des détecteurs de chaleur et de fumée seront installés dans les abris pour l'équipement électrique et une alarme sera transmise au terminal maritime et au CCO si de la chaleur ou de la fumée sont détectées. En cas d'incendie, le système d'arrêt d'urgence sera activé. De plus amples renseignements sur le système d'arrêt d'urgence se trouvent dans la section 6.3.2, *Système d'arrêt d'urgence*. Un système de distribution d'eau et de mousse ignifuge sera installé sur les plateformes de chargement et dans la zone intertidale. Des bornes-fontaines seront installées le long du chevalet.

6.2.3 Sécurité

Les mesures de sécurité mises en œuvre aux terminaux maritimes seront fondées sur le *Règlement sur la sûreté du transport maritime*, qui fournit un cadre permettant de détecter les menaces à la sécurité et de prendre des mesures en vue de prévenir les incidents de sécurité qui pourraient affecter les navires, leurs installations et les infrastructures connexes. Transport Canada, avec l'autorisation du ministre du Transport, procédera à l'évaluation de la sûreté des installations maritimes avant la mise en service des terminaux maritimes. Les mesures de sécurité précises seront

déterminées à la lumière de cette évaluation. L'accès véhiculaire aux terminaux maritimes sera réservé au personnel et aux visiteurs autorisés.

6.2.4 Considérations géotechniques

Des études géotechniques des emplacements des terminaux maritimes sont prévues au deuxième semestre de 2014 et en 2015. Ces études fourniront de l'information sur le sous-sol pour les composantes extracôtières et côtières des terminaux maritimes. Les méthodes d'enquête et de conception seront conformes au *Code national du bâtiment du Canada* en ce qui a trait à la composante côtière des terminaux maritimes.

En ce qui a trait à la composante extracôtière, le *Code national du bâtiment du Canada*, la norme CAN/CSA-ISO 19906:11, *Industries du pétrole et du gaz naturel - Structures arctiques en mer*, les normes de l'American Petroleum Institute (API) et d'autres codes de conception et lignes directrices de l'industrie seront utilisés.

Les études géotechniques et la conception porteront principalement sur les éléments clés suivants :

- Conditions du sous-sol : l'information tirée des forages et des échantillons du sol sera recueillie et évaluée afin d'établir la nature du sous-sol, de vérifier la présence de matière indésirable ou de tassement, et de déterminer si le sous-sol convient au type de fondation conçu.
- Stabilité des pentes : les revêtements ou les pentes dans le tracé de l'oléoduc ou à proximité immédiate de l'oléoduc seront examinés afin de s'assurer de la stabilité des nouvelles structures et de repérer les zones d'instabilité et les zones dans lesquelles les pentes existantes doivent être modifiées.
- Sismicité : l'activité sismique à chaque emplacement sera évaluée afin de déterminer l'intensité potentielle des événements sismiques futurs et les répercussions qu'ils pourraient avoir sur les terminaux.
- Autres géorisques : le risque d'affaissement et de perte de résistance du sol en raison du potentiel de liquéfaction sera évalué au moyen de l'examen des conditions du sous-sol et de l'activité sismique potentielle.

Si les études géotechniques indiquent la présence de conditions non prévues dans la norme CSA Z662-11, Énergie Est fournira un rapport préparé par un ingénieur professionnel qualifié et une description des plans de conception et des mesures nécessaires pour protéger les terminaux maritimes.

6.3 Contrôle

Les terminaux maritimes seront surveillés et exploités par un personnel qualifié et dotés de systèmes intégrés d'automatisation et de détection des fuites. Des données sur les activités de chargement en mer et les systèmes de récupération de vapeur

seront recueillies et évaluées sur place et à distance par le CCO au moyen du système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) afin de s'assurer de la sécurité et de la fiabilité des activités. Le système SCADA communiquera avec des automates programmables (PLC) installés aux terminaux maritimes.

Des PLC surveilleront et contrôleront de manière indépendante les séquences de démarrage et d'arrêt des pompes de chargement et le fonctionnement des bras de chargement. Ils comporteront des fonctions assurant l'exploitation et l'arrêt sécuritaires des terminaux maritimes. Les PLC réagiront aux commandes de démarrage et d'arrêt et aux consignes de pression émises.

~~Quatre~~ Les PLC fonctionneront de concert pour surveiller et contrôler les opérations des terminaux maritimes :

- ~~le PLC du terminal maritime, pour les activités de c~~Chargement du pétrole
- ~~le PLC du système de La~~ gestion de la vapeur
- ~~le PLC du dispositif de commutation, pour le fonctionnement de l'é~~Équipement à haute et à moyenne tension
- ~~le PLC des postes d'amarrage, P~~pour les activités d'accostage et d'amarrage et la surveillance environnementale
- Communication et échange de donnée pour le système SCADA
- Collecteur

Un arrêt d'urgence sera automatiquement déclenché en cas de défaillance d'un PLC.

Un PLC de comptage surveillera et contrôlera le fonctionnement des stations de comptage, du compteur étalon et de l'équipement d'échantillonnage automatique. Il recevra de l'information transmise par les débitmètres informatisés et d'autres appareils de mesure et communiquera avec le PLC du terminal maritime et le système SCADA.

Un système de radio communication continu sera mis en place pour assurer les communications entre le pétrolier, le responsable du terminal et le CCO pendant les activités de chargement portuaires. Si le personnel qualifié n'est pas en mesure de réagir à une condition anormale, des systèmes automatisés déclencheront un arrêt d'urgence. Les activités de chaque emplacement sont décrites à la Section 5 du Volume 7, Activités maritimes.

6.3.1 Interface homme-machine

Une interface homme-machine locale servira d'interface entre le personnel sur place et les PLC. Elle fournira un résumé des alarmes pour tous les dispositifs de chaque terminal maritime et tous les dispositifs liés aux systèmes de chargement du pétrole et de gestion de la vapeur. Elle permettra également le contrôle local de l'équipement

pendant les activités d'entretien et de dépannage. L'interface homme-machine locale comportera un affichage graphique de l'exploitation qui inclura ce qui suit :

- information sur le fonctionnement des processus et de l'équipement
- alarmes et arrêts
- commandes et points de consignes

6.3.2 Système d'arrêt d'urgence

Un système d'arrêt d'urgence arrêtera et isolera automatiquement un terminal maritime dans les situations suivantes :

- défaillance d'un PLC
- incendie confirmé dans l'abri pour l'équipement électrique
- niveau élevé du réservoir collecteur
- interruption de l'alimentation du système de contrôle
- surveillance de la position des bras de chargement
- ~~défaillance du système de récupération de vapeur~~
- Déclenchement à distance par le CCO à travers du système de SCADA ou par le personnel qualifié sur place au moyen de boutons-poussoirs manuels après avoir reçu une confirmation de déversement.
- ~~détection d'une fuite~~

L'arrêt d'urgence d'un terminal maritime pourra être déclenché à distance par le CCO au moyen du système SCADA ou par le personnel qualifié sur place au moyen de l'interface homme-machine ou des boutons-poussoirs manuels qui seront situés à des emplacements stratégiques des terminaux maritimes. Les emplacements exacts des boutons-poussoirs seront confirmés lors de la conception détaillée.

Les actions suivantes se produiront si l'arrêt d'urgence d'un terminal maritime est enclenché :

- arrêt des pompes de chargement en mer
- fermeture des vannes à action rapide situées dans les bras de chargement suivie de la fermeture des vannes d'isolation afin d'interrompre de manière sécuritaire l'écoulement du pétrole
- arrêt du système de gestion de la vapeur

Un système d'arrêt d'urgence à relais câblé indépendant prendra la relève en cas de défaillance de la logique d'arrêt d'urgence d'un PLC d'un terminal maritime. Ce système sera conçu de manière à reproduire la réponse du PLC en cas de défaillance.

Chaque pompe de chargement comportera un mécanisme d'arrêt d'urgence. Ce mécanisme pourra être enclenché à distance par le CCO au moyen du système SCADA ou par le personnel sur place au moyen de l'interface homme-machine ou de boutons-poussoirs manuels.

permettra à l'opérateur de surveiller les mouvements et de s'assurer qu'ils ne dépassent pas les limites permises en raison du roulis (oscillation d'un bord sur l'autre), du tangage (déplacement de haut en bas) ou du cavalement (déplacement dans le sens de la longueur) d'un pétrolier sous l'effet de la marée et du vent.

6.3.4 Communications

Un réseau de télécommunication étendu assurera la communication entre le système SCADA, les terminaux de réservoirs de stockage et les terminaux maritimes. Le CCO et les terminaux maritimes seront dotés d'un réseau étendu principal et d'un réseau étendu auxiliaire. Les services et l'infrastructure de télécommunication seront déterminés lors de la conception technique détaillée.

Des systèmes de communication radio navire-terre à très haute fréquence (VHF) installés dans le bâtiment principal du terminal maritime et les abris des opérateurs des postes d'amarrage permettront de coordonner les manœuvres d'accostage sécuritaires, les activités de chargement et les interventions d'urgence. Les communications navire-terre seront transmises au CCO par un répéteur.

6.3.5 Systèmes auxiliaires

Dans le cadre de la présente demande, Énergie Est cherche à obtenir une exemption de l'application de l'article 17 du *Règlement sur les pipelines terrestres* pour les motifs énoncés ci-après.

En ce qui concerne les conduites de pétrole et de gaz combustible conformes à la CSA Z662-~~44~~15, Énergie Est appliquera un programme d'essais 100 % non destructifs (END). Pour toutes les autres conduites, Énergie Est choisira les matériaux et concevra les joints d'étanchéité conformément à la norme ASME B31.3-2010, *Process Piping*, comme il est prévu aux alinéas 4.14.2.11, 5.1.1, 7.2.4 et 8.1.7 de la norme CSA Z662-~~44~~15. Énergie Est s'assurera que les joints d'étanchéité sont examinés conformément à l'alinéa 7.10.3 de la norme CSA Z662-~~44~~15.

En ce qui concerne les systèmes de conduites auxiliaires à plus faible risque, Énergie Est propose de soumettre à des END 15 % des soudures de production par jour pendant la construction. Cette façon de procéder est conforme à l'alinéa 7.2.5 de la norme CSA Z662-~~44~~15 et ne mettrait pas en péril la sécurité du public ou des employés de la société. De même, elle ne porte pas atteinte à la politique de TransCanada, en vertu de laquelle toutes les conduites doivent être soumises à des essais sous pression avant leur mise en service.

Les systèmes auxiliaires dont 15 % devront être soumis à des END sont indiqués dans le tableau 6-1. Ces systèmes fonctionnent sous de faibles contraintes et sont généralement assortis d'une instrumentation qui met automatiquement le système hors service et limite les fuites en cas de déversement.

Tableau 6-1 : Spécifications, pression nominale et étendue des END des systèmes de conduites

Système de conduites	Spécifications de TransCanada	Code de conception	Pression nominale (kPa)	Étendue des END (%)
Air d'instrumentation	TES-MATL-MD1, Tableau 12	ASME B31.3	1 035	15
Chauffage glycol/eau	TES-MATL-MD1, Tableau 11	ASME B31.3	414	15
Eau potable	TES-MATL-MD1, Tableau 10	ASME B31.3	550	15
Évaluation d'autres produits que le pétrole	TES-MATL-MD1, Tableau 13	ASME B31.3	550	15
Huile de graissage	TES-MATL-MD1, Tableau 7	ASME B31.3	1 035	15
Ventilation	TES-MATL-MD1, Tableau 11	S.O.	S.O.	15
<u>Eau de lutte contre incendies</u>	<u>TES-MATL-MD1, Tableau 4-6</u>	<u>ASME B31.3</u>	<u>1,900</u>	<u>15</u>
<u>Eau de contact</u>	<u>TES-MATL-MD1, Tableau 13</u>	<u>ASME B31.3</u>	<u>500</u>	<u>15</u>

7.1.5 Conception des conduites

Les conduites seront conçues, fabriquées, installées et testées conformément à la norme CSA Z662-~~41~~15. Les tableaux 7-5 et 7-6 présentent les conduites principales du terminal maritime de Cacouna.

Tableau 7-5 : Emplacements préliminaires des conduites

Installation	Description de la conduite	Du terminal de réservoirs à la zone intertidale	Zone intertidale	Pont sur chevalets et postes d'amarrage
Terminal maritime de Cacouna	Conduite de chargement du pétrole	Sous terre	Sous terre jusqu'au poste de retrait de l'outil d'inspection interne puis en surface jusqu'au pont sur chevalets	En surface, sur des râteliers en acier.
	Conduite de déplacement du pétrole			

Tableau 7-6 : Spécifications préliminaires des conduites du terminal maritime de Cacouna

Description de la conduite	Diamètre externe (mm)	Épaisseur de la paroi (mm)	Pression nominale (kPag)	Classe de pression (PN ou ANSI)	Type de matériau et nuance (MPa)
Conduites de refoulement des pompes de chargement	508	9,5	4 960	50	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Collecteur de refoulement des pompes de chargement jusqu'au collecteur du système de mesure pour le transfert de propriété	1 067	12,7	4 960	50	CSA Z245.1 Gr 359 CAT II
Conduite de l'étalonneur	762	12,7	4 960	50	CSA Z245.1 Gr 290 CAT II
Conduite de chargement reliant le terminal de réservoirs aux postes d'amarrage	1 067	12,7	4 960	50	CSA Z245.1 Gr 359 CAT II
Conduite de déplacement du pétrole	508	9,5	4 960	50	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Conduite de retour des vapeurs ¹	610	6,35	207	6	Voir la remarque 2
Remarques :					
1. Le matériau de la conduite de retour des vapeurs sera choisi pendant la conception détaillée.					
2. L'article 154.2100 des <i>U.S. Coast Guard Regulations</i> prévoit que ces canalisations doivent être en acier inoxydable duplex.					

Un revêtement extérieur (appliqué par fusion ou similaire) sera appliqué afin de protéger les conduites contre la corrosion externe. La protection cathodique sera utilisée afin de protéger les conduites enfouies. Sur le pont sur chevalets, les conduites seront entièrement soudées et ne comporteront pas de bride ni de joint mécanique. Les conduites de retour des vapeurs seront isolées et chauffantes.

- proximité des installations existantes du terminal de GNL de Canaport et de la bouée d'amarrage à point unique d'Irving Oil à Canaport
- orientation de l'amarrage par rapport à la direction du courant dominant et des vagues

Le dragage du bassin d'amarrage et d'une partie du cercle de giration sera nécessaire afin de pouvoir accueillir les navires qui devraient faire escale au terminal maritime d'Énergie Est à Canaport. La méthode de dragage prévue et les facteurs pris en compte relativement à la construction sont présentés à la Section 3 du Volume 7, Construction composantes spécifiques.

7.2.2 Conception du terminal

Le terminal maritime est conçu pour accueillir des pétroliers de la classe Aframax (capacité de 110 000 m³/700 000 barils) à la classe VLCC (capacité de 350 000 m³/2,2 millions de barils). On prévoit qu'environ 115 pétroliers feront escale annuellement au terminal maritime d'Énergie Est à Canaport. Les pétroliers seront chargés de manière séquentielle aux deux postes d'amarrage du terminal maritime. Le terminal maritime sera conçu en tenant compte des marées dans la Baie de Fundy et le port de Saint John Harbour, qui font partie des plus hautes du monde.

Le pétrole destiné à être chargé dans les pétroliers amarrés au terminal maritime proviendra du terminal de réservoirs de Saint John, situé à environ un kilomètre du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport. Le pétrole provenant d'un ou plusieurs réservoirs du terminal de réservoirs de Saint John passera par les pompes de chargement portuaires et les compteurs pour le transfert de propriété.

Une fois mesuré, le pétrole sera transporté jusqu'au terminal maritime par deux conduites parallèles de 914 mm (DN 36). L'utilisation de deux conduites parallèles au lieu d'une conduite plus volumineuse a été privilégiée en raison de la disponibilité des matériaux et de la constructibilité. L'utilisation de deux conduites permet par ailleurs de ramener au terminal de réservoirs le pétrole contenu dans les conduites. Les deux conduites traverseront la zone intertidale et emprunteront un pont sur chevalets jusqu'aux plateformes de chargement.

À chaque plateforme de chargement, les deux conduites parallèles de 914 mm (DN 36) seront connectées à un collecteur doté de quatre conduites de ~~406-610~~ mm (DN ~~1624~~) alimentant chacune un bras de chargement du pétrole. Chaque conduite comportera une vanne de régulation permettant de contrôler le débit du pétrole. Le bras de chargement sera connecté au collecteur du pétrolier au moyen de raccords à connexion et déconnexion rapides.

Des vannes d'isolement motorisées seront situées dans les conduites menant au terminal maritime et les conduites situées dans la zone intertidale, sur les plateformes

vers le pétrolier. Les bras de retour des vapeurs achemineront les vapeurs déplacées du pétrolier vers le collecteur de vapeurs. Les bras seront constitués de conduites d'acier articulées dotées de joints pivotants scellés qui seront branchés au collecteur du pétrolier.

Les joints articulés permettront au bras de composer avec les mouvements du pétrolier pendant le chargement. La position du bout du bras sera continuellement surveillée et, si les mouvements s'approchent des limites de la plage de fonctionnement sécuritaire, une alarme sera déclenchée dans l'abri de l'opérateur du poste d'amarrage, dans le bâtiment de l'installation locale et au CCO. Un arrêt d'urgence sera déclenché si les limites de la plage de fonctionnement sont atteintes. La figure 7.9 présente un bras de chargement type et sa plage de fonctionnement.

Afin de faciliter la connexion des bras de chargement au collecteur d'un pétrolier et leur déconnexion, chaque bras sera équipé de raccords à connexion et déconnexion rapides plutôt que d'un raccord à brides boulonné standard.

Une fois qu'un pétrolier aura été chargé, les bras de chargement seront asséchés et entreposés vides afin de réduire le risque de fuite. Le système d'assèchement sera ensuite fermé, et les pompes d'assèchement retourneront dans le collecteur-pétrolier le pétrole qui aura été retiré.

Les bras de chargement du pétrole et les bras de retour des vapeurs seront conçus, fabriqués et testés conformément aux exigences énoncées dans le document intitulé *Design and Construction Specification for Marine Loading Arms* (troisième édition, 1999) publié par l'Oil Companies International Marine Forum (OCIMF).

7.2.3.4 Conception des conduites

Les conduites seront conçues, fabriquées, installées et testées conformément à la norme CSA Z662-~~H15~~. Le tableau 7-12 présente les conduites principales du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport.

Tableau 7-12 : Emplacements préliminaires des conduites

Installation	Description de la conduite	Du terminal de réservoirs à la zone intertidale	Zone intertidale	Pont sur chevalets et postes d'amarrage
Terminal maritime d'Énergie Est à Canaport	Conduites de chargement du pétrole	En surface, sur des râteliers en acier, sauf lorsque la conduite traverse la route d'Irving existante située du côté ouest du périmètre	En surface, sur des râteliers en acier	En surface, sur des râteliers en acier

Un revêtement extérieur (d'époxy appliqué par fusion ou similaire) sera appliqué afin de protéger les conduites contre la corrosion externe. La protection cathodique sera utilisée afin de protéger les conduites enfouies. Sur le pont sur chevalets, les conduites seront entièrement soudées et ne comporteront pas de bride ni de joints mécaniques. Les conduites de retour des vapeurs seront isolées et chauffantes.

Les conduites enfouies comporteront des points d'accès afin de permettre l'insertion des outils instrumentés utilisés pour vérifier l'état des conduites, y compris l'épaisseur des parois en métal. Les conduites en surface pourront être inspectées visuellement ou au moyen d'outils d'inspection portatifs aux ultrasons.

Le tableau 7-13 présente les spécifications préliminaires des conduites du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport.

Tableau 7-13 : Spécifications préliminaires des conduites du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport

Description de la conduite	Diamètre externe (mm)	Épaisseur de la paroi (mm)	Pression nominale (kPag)	Classe de pression (PN ou ANSI/ASME)	Type de matériau et nuance (MPa)
Conduites de refoulement des pompes de chargement	610	9,5	4 960	PN 50	CSA Z245.1 Gr 290 CAT II
Collecteur de refoulement des pompes de chargement jusqu'au collecteur du système de mesure pour le transfert de propriété	1 219	12,7	4 960	PN 50	CSA Z245.1 Gr 414 CAT II
Conduites de chargement reliant le terminal de réservoirs aux postes d'amarrage	9441.067	12,7	4 960	PN 50	CSA Z245.1 Gr 359 CAT II
Conduite de retour des vapeurs ¹	610	6,35	207	ASME 1506	Voir la remarque 2
Remarques :					
1. Le matériau de la conduite de retour des vapeurs sera choisi lors de la conception technique détaillée.					
2. L'article 154.2100 des <i>U.S. Coast Guard Regulations</i> prévoit que ces canalisations doivent être en acier inoxydable duplex.					

7.2.3.5 Régulation de la pression et protection contre la surpression

Le terminal maritime d'Énergie Est à Canaport et les pompes de chargement du terminal de réservoirs de stockage de Saint John seront contrôlés par le système de contrôle local et le CCO afin de s'assurer qu'ils respectent les plages de pression prescrites. La pression du pétrole dans la conduite reliant les pompes de chargement aux bras de chargement sera continuellement surveillée au moyen de capteurs de pression installés sur la conduite.

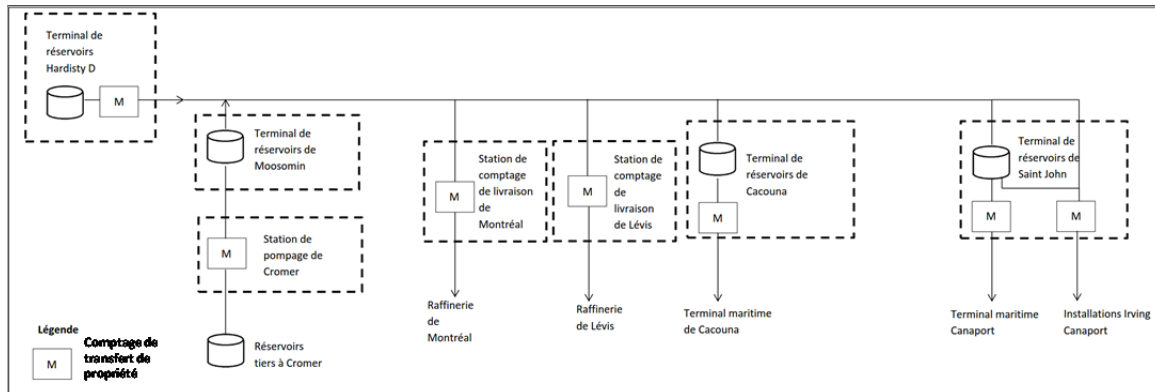


Figure 8-1 : Sites de comptage de transfert de propriété

8.1 SÉCURITÉ ET PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Des mesures de sécurité et de protection de l'environnement seront intégrées aux stations de comptage et aux batteries de compteurs pour réduire les risques d'incidents tels que les déversements de pétrole ou les incendies et pour atténuer les effets possibles de ces incidents.

8.1.1 Mesures de prévention et d'atténuation des déversements de pétrole

Les éléments sous pression, comme les compteurs, les conduites et les vannes utilisés pour le transport du pétrole dans les stations de comptage et dans les batteries de compteurs, fournissent une protection primaire contre les déversements. Ils seront faits en acier ordinaire et conçus conformément aux normes industrielles pour les conditions de services prévues.

Une fois installés, ces éléments formeront un circuit fermé. La pression sera contenue grâce à l'épaisseur et à la résistance de l'acier choisi pour chacun des composants, qui seront conçus afin de résister à la pression d'exploitation maximale du système. La conception respectera la norme CSA Z662-~~41~~15.

L'intégrité des éléments sous pression sera vérifiée durant la fabrication et la construction et maintenue pendant l'exploitation grâce à des mesures telles que :

- l'exécution du programme de gestion de la qualité de TransCanada en ce qui concerne la vérification des matériaux et des méthodes de fabrication;
- le revêtement des surfaces et la pose de dispositifs de protection cathodique pour prévenir la corrosion;
- la réalisation d'essais hydrauliques sur les conduites durant la construction;
- le fonctionnement à une pression approuvée;
- la mise en place du programme de gestion de l'intégrité de TransCanada.

Un système de vidange permettra d'évacuer le contenu des conduites dans un réservoir collecteur, afin de réduire les risques de déversement de pétrole pendant les opérations d'entretien.

Des vannes d'admission et de refoulement montées de chaque côté de l'installation de comptage de transfert de propriété limiteront l'étendue des déversements. ~~Ces~~ Les vannes de refoulement seront actionnées par des moteurs électriques et pourront être fermées localement ou à distance. De plus, des vannes d'isolement situées à l'entrée et à la sortie des terminaux de réservoirs, de la station de pompage de Cromer et des stations de comptage de livraison de Montréal et de Lévis interrompront le débit de pétrole.

8.1.2 Prévention et atténuation des incendies

La prévention des incendies sera principalement réalisée par la réduction des vapeurs émises par des éléments contenant du pétrole et par l'élimination des sources potentielles d'inflammation autour de ces éléments. Comme il est préalablement décrit à la section 8.1.1, Mesures de prévention et d'atténuation des déversements de pétrole, les éléments sous pression formeront un circuit fermé. L'équipement électrique sera séparé des éléments contenant du pétrole ou doté de dispositifs de protection lui permettant de fonctionner en toute sécurité à proximité de ces mêmes éléments.

Les événements des réservoirs collecteurs seront munis d'un coupe-flamme afin d'empêcher l'inflammation des vapeurs dans les réservoirs collecteurs.

Des détecteurs de chaleur et de fumée seront placés dans les abris à équipement électrique. Ces instruments seront surveillés par le système de contrôle et, s'ils se déclenchent, une alarme sera envoyée au centre de contrôle des opérations (CCO) de TransCanada, à Calgary en Alberta.

Si l'incendie est confirmé, un arrêt d'urgence peut être déclenché localement ou à distance par le CCO.

Les vannes d'isolement seront protégées contre les incendies. En cas de feu, un sceau métallique ignifugé secondaire assurera l'étanchéité du joint flexible primaire si celui-ci est endommagé.

8.2 COMPOSANTES CONTENANT DU PÉTROLE

8.2.1 Compteurs de transfert de propriété

Les stations de comptage et les batteries de compteurs seront dotées de sections de mesure avec compteurs volumétriques. Des émetteurs redondants situés dans le

collecteur d'admission mesureront la pression et la température. L'information sera utilisée par le calculateur de débit pour déterminer le volume standard brut de pétrole.

Les compteurs fonctionneront à des débits inférieurs à leur capacité maximum, avec une précision estimée de volume standard brut de $\pm 0,25$ %. L'indice des compteurs de transfert de propriété sera confirmée par des appareils d'étalonnage à bille montés, conformément au *Manual of Petroleum Measurement Standards* de l'American Petroleum Institute (API).

Un ensemble district de transmetteurs de pression redondants se trouvera en aval dans la station de comptage d'admission, en amont de la vanne de régulation de la pression contrôlée. Un automate programmable local (PLC) utilisera les données provenant de ces transmetteurs pour surveiller et réguler la pression arrière sur les compteurs utilisant une vanne de régulation en amont.

~~Un ensemble distinct de transmetteurs de pression redondants se trouvera dans le collecteur d'admission. Un automate programmable local (PLC) utilisera les données provenant de ces transmetteurs pour surveiller et réguler la pression dans les compteurs au moyen d'une vanne de régulation à contre-pression.~~

La conception du système de comptage évoluera avec l'avancement de la conception détaillée.

8.2.2 Conduites

Les conduites seront conçues, fabriquées et testées conformément à la norme CSA Z662-~~11~~15.

La protection contre la corrosion des installations souterraines sera assurée par le revêtement et la protection cathodique des conduites. Le revêtement primaire de la surface externe des conduites souterraines sera constitué d'époxy liée par fusion. Les soudures annulaires effectuées sur le site seront protégées par un revêtement époxydique appliqué sur place.

Les conduites et l'équipement de surface seront revêtus d'une couche de peinture adaptée aux conditions du milieu où les conduites seront installées.

8.2.3 Régulation de la pression et protection contre la surpression

La régulation de la pression et la protection contre la surpression des batteries de compteurs des terminaux de réservoirs ou des stations de pompage sont décrites dans les sections correspondantes. Pour les stations de comptage de Montréal et de Lévis, des vannes réguleront la pression d'admission.

8.3.4 Paramètres géotechniques

Chaque station de comptage fera l'objet ~~durant la conception détaillée, au deuxième semestre 2014 et en 2015~~, d'une étude géotechnique réalisée conformément à la norme CSA Z662-~~11-15~~ et au *Code national du bâtiment du Canada*. En ce qui concerne les études portant sur les batteries de compteurs des stations de pompage et des terminaux de réservoirs, se reporter à la Section 2, Stations de pompage – Conception générale et Section 5.0, Terminaux de réservoirs – Renseignements spécifiques relatifs au site.

Si l'étude révèle des conditions non prévues dans la norme CSA Z662-~~11-15~~, Énergie Est produira un rapport écrit d'un ingénieur qualifié comprenant la description des plans de conception et mesures nécessaires pour protéger les installations de comptage.

Les études géotechniques viseront les éléments principaux de conception suivants :

- Conditions du sol sous-jacent : Les résultats des forages et des échantillons de sol seront analysés pour déterminer la nature du sol, la présence éventuelle de matière défavorable, comme le pergélisol ou une roche acide, et sa qualité pour la conception des fondations.
- Stabilité de la pente : Les pentes importantes seront examinées pour définir les zones actives de glissement de terrain, de coulées de boue et d'éboulement ou les événements passés susceptibles de se reproduire sous l'effet de la construction.
- Failles et sismicité : Les enregistrements de tremblements de terre passés et les renseignements géologiques accessibles seront analysés pour évaluer l'intensité des futures secousses sismiques et leurs possibilités d'impacts négatifs sur les installations de comptage.
- Subsidence du sol et autres risques géologiques : Le potentiel d'affaissement du sol due à des causes naturelles et à l'activité humaine sera évalué par le passage en revue de l'historique et par des reconnaissances aériennes.

8.4 INFRASTRUCTURE ÉLECTRIQUE

8.4.1 Alimentation électrique

L'alimentation à 600 volts des stations de comptage de Lévis et de Montréal sera fournie par une entreprise indépendante de services publics. Le courant sera distribué à l'équipement électrique des stations de comptage à partir d'un abri. Pour ce qui est des batteries de compteurs, se reporter à la Section 2, Stations de pompage – Conception générale et Section 4.0, Terminaux de réservoirs – Conception générale.

8.6.3 Système d'arrêt d'urgence

Un système d'arrêt d'urgence arrêtera et isolera automatiquement la station de comptage en cas de danger, comme :

- la défaillance d'un automate programmable;
- un niveau élevé-élevé dans le réservoir collecteur;
- une panne d'alimentation du système de commande.

Cet arrêt d'urgence pourra être déclenché soit à partir du CCO, par l'intermédiaire du système SCADA, soit par le personnel sur place, par l'intermédiaire de l'interface homme-machine, ou encore par boutons-poussoirs manuels.

Au déclenchement d'un arrêt d'urgence, la station de comptage sera isolée par la fermeture des vannes d'admission et de refoulement. (Les vannes seront équipées d'actionneurs à énergie emmagasinée permettant la manœuvre en cas de coupure d'alimentation).

Un système à relais câblé et indépendant servira de secours pour la logique d'arrêt d'urgence de l'automate programmable. Ce système sera conçu pour répéter la réponse produite par l'automate au cas où celui-ci tomberait en panne.

La défaillance d'un élément déclencheur d'arrêt d'urgence provoquera elle-même un arrêt d'urgence.

Les systèmes d'arrêt d'urgence des batteries de compteurs installées au terminaux de réservoirs et à la station de pompage de Cromer ou aux terminaux de réservoirs sont décrits aux sections 2.6.3 - systèmes d'arrêt d'urgence et 4.6.3 - systèmes d'arrêt d'urgence, respectivement.

8.6.4 Communications entre les systèmes

Un réseau de télécommunication étendu permettra les communications entre le système SCADA et les stations de comptage. Les circuits primaires et secondaires de réseau étendu seront accessibles à partir du CCO et du centre de contrôle de secours à la station. Les services et l'infrastructure de télécommunication seront déterminés lors de la conception détaillée. Ils pourraient inclure les éléments suivants :

- câble souterrain, fibre optique ou cuivre, souvent fournis par les compagnies de téléphone;
- satellite;
- téléphonie cellulaire.

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

2.1.2 Protection de l'environnement et conformité environnementale

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

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

2.2 PLANS DE SÉCURITÉ DE LA CONSTRUCTION

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

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

Énergie Est supervisera l'élaboration et la mise en œuvre des PSPE des entrepreneurs. Dans le cadre de cette supervision, Énergie Est collaborera avec les entrepreneurs principaux avant la mobilisation afin de s'assurer que les PSPE respectent les exigences en matière de SSE du Projet et exigera que les entrepreneurs principaux

2.6 STRATÉGIE DE CONSTRUCTION

Le plan de construction préliminaire suppose que les activités de construction du pipeline, des stations de pompage, des terminaux de réservoirs et des terminaux maritimes commenceront au ~~troisième~~ quatrième trimestre de ~~2016~~ 2017 (voir la figure 2-1).

Les activités d'aménagement de l'infrastructure de construction temporaire et de préparation des chantiers sont cruciales en ce qui a trait au respect du calendrier du Projet et de la date prévue de début des travaux, puisque ces activités sont nécessaires afin de permettre l'exécution des activités de construction dans tous les secteurs du Projet et pour tous les types d'installations. Ces activités devraient commencer au ~~deuxième trimestre de 2016~~ quatrième trimestre 2017.

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

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

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

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

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

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

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

2.9.1 Baraquements de construction

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

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

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

2.9.1.1 Les grands baraquements de construction

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

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

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

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

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

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

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

Afin que les conduites suivent le tracé de la ligne médiane ou des changements de direction, on utilisera des raccords forgés ou des cintreuses seront utilisés afin de plier les conduites le long de l'emprise. Les joints individuels seront ensuite alignés, fixés au moyen d'un collier et soudés mécaniquement ou manuellement. Les procédures de soudage seront établies au cours de la phase de conception détaillée. Le programme d'assemblage et les END des soudures respecteront les exigences du *Règlement sur les pipelines terrestres* et de la norme CSA Z662-~~11~~15.

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

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

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

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

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

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

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

3.1.6 Nettoyage et essais sous pression de l'oléoduc

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

Avant leur arrivée sur le chantier, les composantes préfabriquées, comme les colonnes montantes de surface, les ensembles de vannes et les raccords coudés, ainsi que la tuyauterie connexe, seront soumises à des essais conformément aux exigences relatives aux essais sous pression énoncées à l'article 8 de la norme CSA Z662-~~11~~15.

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

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

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

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

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

Les trous ouvrages de franchissement prévus sont les suivants :

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

Une tranchée sera aménagée afin de permettre le franchissement de la rivière Assiniboine, étant donné que le FDH risque de ne pas convenir. La construction sera effectuée conformément aux exigences du MPO et de Transport Canada et à l'extérieur des périodes de restriction des activités pour cette rivière. L'ouvrage de franchissement actuel sera mis hors service conformément à l'article 44 du *Règlement sur les pipelines terrestres* et à l'article 10.15.1 de la norme CSA Z662-~~H15~~, *Deactivation of Piping*. De plus amples renseignements sur la mise hors service prévue se trouvent dans la section 4.2.4, *Rivers Crossings* (en anglais seulement).

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

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

3.2.6 Nettoyage des conduites et essais sous pression

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

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

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

Avant leur arrivée sur le chantier, les composantes préfabriquées, comme les colonnes montantes de surface, les ensembles de vannes et les raccords coudés, ainsi que la tuyauterie connexe, seront soumises à des essais conformément aux exigences relatives aux essais sous pression énoncées à l'article 8 de la norme CSA Z662-~~11~~15.

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

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

3.3 CONSTRUCTION DES STATIONS DE POMPAGE

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

3.3.1 Exécution de la construction

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

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

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

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

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

3.4.3 Étapes de la construction

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

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

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

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

3.4.4 Nettoyage des conduites et essais sous pression

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

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

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

3.5 CONSTRUCTION DES TERMINAUX DE RÉSERVOIRS

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

3.5.1 Exécution de la construction

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

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

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

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

3.6.5 Dragage

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

~~L'emplacement des postes d'amarrage sera modifié si de la roche dure est détectée à un niveau plus élevé que prévu.~~

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

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

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

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

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

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

4.0 EXPLOITATION

4.1 APERÇU

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

4.2 ENTENTE DE SERVICES D'EXPLOITATION

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

4.3 NORMES D'EXPLOITATION ET DOCUMENTATION CONNEXE

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

- le *Règlement sur les pipelines terrestres* de l'Office national de l'énergie;
- la norme CSA Z662-~~11~~15 *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*;
- la norme CSA Z246.1-13 *Gestion de la sûreté des installations liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel*.

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

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

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

4.9 SYSTÈMES D'EXPLOITATION ET DE CONTRÔLE DES INSTALLATIONS

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

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

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

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

4.10 SYSTÈME DE TÉLÉSURVEILLANCE ET D'ACQUISITION DE DONNÉES

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

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

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

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

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

4.11 SYSTÈME DE SUIVI DES LOTS

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

4.12 STRATÉGIE DE DÉTECTION DES FUITES

Énergie Est adoptera une stratégie de détection des fuites conforme aux exigences des publications normatives et réglementaires CSA Z662-~~H13~~13, CFR 49 Part 149, et API 1130, et la Société utilisera la méthode en temps réel et la méthode en temps différé.

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

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

4.12.1 Systèmes de détection des fuites en temps réel

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

Le modèle de détection de fuites transitoires en temps réel et le système de détection des fuites par modification de l'équilibre volumétrique dans la canalisation diffèrent dans la façon dont le calcul est effectué en ce qui concerne la quantité de pétrole dans chaque tronçon d'oléoduc. La méthode de détection de fuites transitoires en temps réel accomplit cette tâche au moyen d'un modèle hydraulique perfectionné de calcul de la pression et de la température du pétrole dans l'ensemble de l'oléoduc. Le système de modification de l'équilibre volumétrique repose sur un modèle hydraulique linéaire pour calculer ces mêmes valeurs de pression et de température. Les deux systèmes disposent de possibilités de calcul qui dépassent les recommandations de la norme CSA Z662-~~11~~13 et sont assortis de périodes uniformisées de 2 minutes, 15 minutes, 1 heure et 2 heures. Les valeurs de déclenchement de l'alarme de chaque fenêtre de calcul seront optimisées encore davantage pendant la phase d'exploitation du Projet. Selon l'évaluation théorique standard de l'industrie, qui repose sur la norme API 1149, les fenêtres de calcul de deux heures devraient offrir un degré d'exactitude du seuil de déclenchement de l'ordre de 1,5 à 2 %, selon la longueur du tronçon d'oléoduc pour lequel le calcul de l'équilibre volumétrique est effectué.

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

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

4.12.2 Détection des fuites en temps différé

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

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

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

4.13 SYSTÈME D'ARRÊT D'URGENCE

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

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

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

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

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

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

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

5.1.4.2 Administration portuaire de Saint John

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

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

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

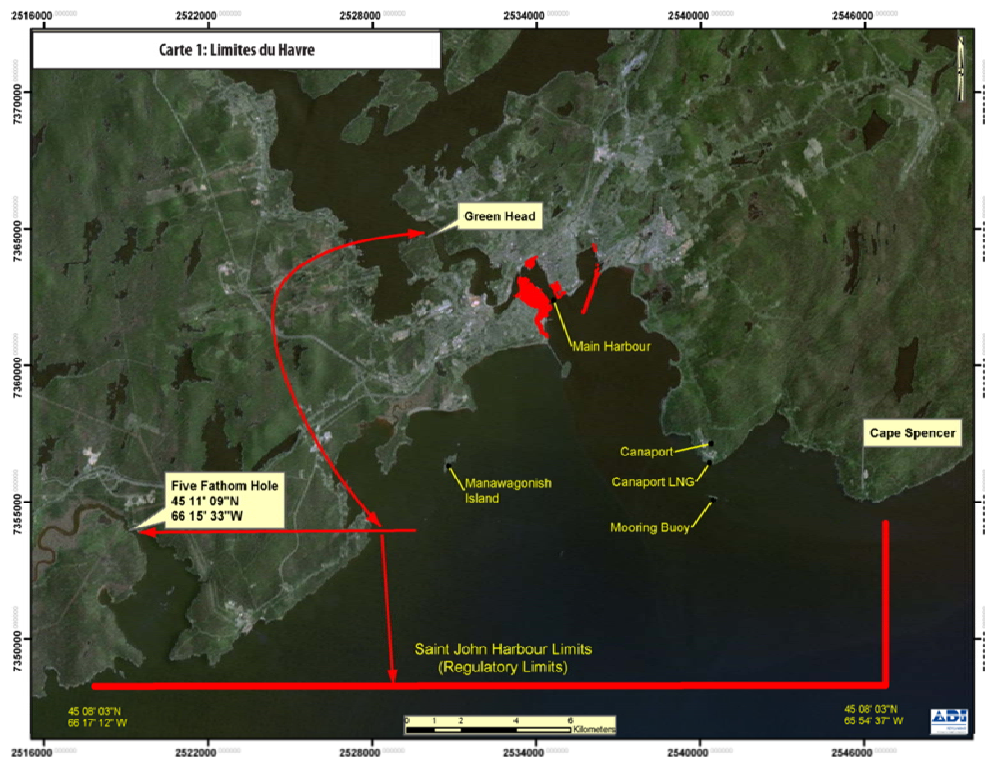


Figure 5-1 : Limites de l'Administration portuaire de Saint John⁴

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

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

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

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

5.2.2 Oil Companies International Marine Forum

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

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

5.3 TERMPOL

Dans les années 1970, un comité de Transports Canada se penchant sur les questions de pollution maritime a reconnu le besoin d'adopter une méthode normalisée de mesurer les risques pour la navigation associés à l'emplacement et à l'exploitation de terminaux maritimes pour les grands pétroliers. Les objectifs fixés par ce comité ont mené à la publication de la première édition du Code TERMPOL en 1977. [Énergie Est compte sur le Le Code TERMPOL 2001-2001 afin de compléter les études](#)

~~requis~~ est actuellement revu et sera mis à jour par Transports Canada. La nouvelle édition est attendue en 2014.

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

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

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

5.3.1 Portée des études

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

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

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

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

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

Tableau 5-3 : Caractéristiques typiques des pétroliers

Paramètre	Catégorie du navire		
	Terminal maritime de Cacouna et terminal maritime Énergie Est Canaport		Terminal maritime Énergie Est Canaport seulement
	Aframax ¹	Suezmax ¹	VLCC ²
Port en lourd (tonnes)	100 000	162 400 164,000	320 000
Longueur hors tout (m)	243,5	280,5 274	340
Longueur entre perpendiculaires (m)	234,9	270 264	327
Largeur (m)	42,0	50	60
Creux sur quille (m)	21,3	23,0	31
Tirant d'eau lorsque chargé (m)	14,2	17,5	23,0
Tirant d'eau du ballast (m)	7,2	7,8	10,0
Type de coque	Double	Double	Double
Capacité (barils m ³)	700 000 113,300	1,1 million 173,700	2,2 millions 348,000
Notes :			
1. Les valeurs indiquées sont représentatives de la taille moyenne de ces catégories de navires.			
2. Les valeurs indiquées sont représentatives de la taille maximale de cette catégorie de navires.			

5.4.1.1 Sécurité des pétroliers et gestion environnementale

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

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

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

Tableau 2-2 : Superficie approximative des emprises et des aires de travail temporaires requises pour les nouveaux tronçons de pipeline

Nouveaux tronçons de pipeline	Superficie (ha)
Tronçon de l'Alberta	
Emprise	482,6
Aire de travail temporaire	863,4
Tronçon de l'Est de l'Ontario	
Emprise	<u>243215,5</u>
Aire de travail temporaire	<u>228219,5</u>
Tronçon du Québec	
Emprise	<u>4 633799,7</u>
Aire de travail temporaire	<u>4 620693,6</u>
Tronçon du Nouveau-Brunswick	
Emprise	813,6
Aire de travail temporaire	732,7
Canalisation latérale de Cromer	
Emprise	112,6
Aire de travail temporaire	94,5
Canalisation latérale de Montréal	
Emprise	<u>4334,4</u>
Aire de travail temporaire	<u>4730,3</u>
Canalisation latérale de Lévis	
Emprise	<u>2516,4</u>
Aire de travail temporaire	<u>2716,7</u>
Connexion de Cacouna	
Emprise	4,8
Aire de travail temporaire	2
Connexion de Saint John	
Emprise	11
Aire de travail temporaire	0
Total	<u>6 983,2</u>

Tableau 2-3 : Superficie approximative des emprises et des aires de travail temporaires requises pour les tronçons de pipeline à convertir

Tronçons de pipeline à convertir	Superficie (ha)
Tronçon des Prairies	
Emprise	7,60,8
Aire de travail temporaire	462,2
Tronçons de l'Ouest de l'Ontario et du Nord de l'Ontario	
Emprise	6,20,9
Aire de travail temporaire	290,5
Tronçon du raccourci de North Bay	
Emprise	4,42,9
Aire de travail temporaire	133,5
Total	67,210,8

2.3 ACQUISITION DES EMPRISES

Des emprises supplémentaires seront acquises dans le cadre du Projet au moyen d'ententes de servitude ou de droits de passage, d'options de servitude ou de droits de superficie, selon le mode applicable dans chaque province.

Les emprises seront acquises auprès des propriétaires de terrains situés le long des nouveaux tronçons de la canalisation principale, des canalisations latérales et des interconnexions.

D'autres emprises seront acquises le long des tronçons de pipeline à convertir, tel que requis par le Projet, pour les segments ajoutés qui contournent les installations actuelles de TransCanada ou pour les tracés réorientés à l'extérieur de l'emprise actuelle pour de nouveaux franchissements de cours d'eau ou pour des motifs de constructibilité ou d'opérabilité.

Le tableau 2-4 renvoie aux annexes Vol 8-3 à Vol 8-10 énumérant des exemples d'ententes d'acquisition des emprises pour chaque province :

Tableau 2-4 : Exemples d'ententes d'acquisition des emprises

Province	Exemple d'entente d'acquisition des emprises	Renvoi
AB	Octroi d'emprise – Canalisation	Annexe Vol 8-3
SK	Octroi d'emprise	Annexe Vol 8-4
MB	Octroi d'emprise – Canalisation	Annexe Vol 8-5
ON	Octroi d'emprise – Canalisation	Annexe Vol 8-6
QC	Convention d'option – Droits de superficie et servitude / Aires de travail temporaires – Canalisation	Annexe Vol 8-7
QC	Modèle d'acte de superficie et servitude	Annexe Vol 8-8
NB	Octroi d'emprise – Canalisation (<i>Loi sur l'enregistrement</i>)	Annexe Vol 8-9
NB	Octroi d'emprise – Canalisation (<i>Loi sur l'enregistrement foncier</i>)	Annexe Vol 8-10

requis à l'extérieur de la zone d'assise du terminal de réservoirs aux fins de la construction.

Le tableau 3-2 dresse un sommaire des terrains requis pour les terminaux de réservoirs.

Tableau 3-2 : Terrains requis pour les terminaux de réservoirs

Terminal de réservoirs	Latitude	Longitude	Estimation de la superficie de terrain requise (ha)	Propriété foncière	Droits fonciers requis
Terminal de réservoirs d'Hardisty D	52° 39' 50" N	111° 16' 37" 45" O	38,828,4	Privée (tenure franche)	Achat en fief simple ou contrat de bail à long terme
Terminal de réservoirs de Moosomin	50° 12' 9" 03" N	101° 28' 33" 46" O	38,923,4	Privée (tenure franche)	Achat en fief simple
Terminal de réservoirs de Gacouana	47° 55' 14" N	69° 28' 33" O	96,0	Privée (tenure franche), municipal	Achat en fief simple
Terminal de réservoirs de Saint John	45° 13' 29" N	65° 59' 53" O	110,6	Privée (tenure franche)	Contrat de bail à long terme

3.3 INSTALLATIONS DE COMPTAGE DE TRANSFERT DE PROPRIÉTÉ

De nouvelles stations de comptage aux points de livraison devront être installées aux terminaux des canalisations latérales de Montréal et de Lévis pour mesurer le volume de pétrole brut acheminé aux raffineries existantes par le pipeline d'Énergie Est. Les besoins de terrain varient pour chaque installation. Les droits sur ces terrains seront acquis au moyen de contrats de bail à long terme.

De plus, des systèmes de comptage de transfert seront installés aux points de réception au terminal de réservoirs d'Hardisty D et à la station de pompage Cromer. Les systèmes de comptage de transfert seront également installés aux terminaux maritimes proposés. Le tableau 3-3 décrit les exigences relatives aux terrains pour les nouvelles stations de comptage aux points de livraison.

4.5 ÉTAT DU PROCESSUS D'ACQUISITION DES TERRAINS

L'acquisition des terrains a débuté en 2013 et se poursuivra pendant plusieurs années. Le tableau 4-2 indique le calendrier d'acquisition. Voir également Vol 7-3 de l'annexe.

Tableau 4-2 : Calendrier d'acquisition des terrains et des activités pertinentes

Dates	Activités
Janvier 2013	Examen préliminaire de titres terminé
Depuis janvier 2013, en cours	Évaluations des terrains <u>transmises terminées</u>
D'avril 2013, <u>en cours à mars 2014</u>	Confirmations d'arpentage <u>transmises terminées</u>
D'avril 2013 jusqu'après la fin de la construction	Consultations auprès des propriétaires fonciers et des occupants
Depuis le premier trimestre de 2014, en cours	Acquisition des droits fonciers requis pour les stations de pompage, les terminaux de réservoirs et les terminaux maritimes, y compris la signification des avis en vertu de l'article 87(1).
Depuis le troisième trimestre de 2014, en cours	Acquisition des droits fonciers requis pour les nouveaux pipelines, y compris la signification des avis en vertu de l'article 87(1).

4.6 INDEMNITÉ POUR LES DROITS FONCIERS

L'objectif d'Énergie Est est de conclure des ententes avec les propriétaires fonciers à l'égard des droits fonciers, y compris des ententes sur l'indemnité payable pour de tels droits. Lorsqu'Énergie Est et le propriétaire foncier ne peuvent s'entendre sur l'indemnité à verser, chaque partie peut demander les services du ministre des Ressources naturelles pour nommer un négociateur, ou que la question soit réglée par arbitrage, selon ce qui est prévu aux articles 88 à 103 de la Loi sur l'ONÉ.

Tableau 5-1 : Nombre de propriétaires fonciers identifiés

Composant	Propriétaires fonciers
Canalisation principale Énergie Est – Alberta	183
Canalisation principale Énergie Est – Prairies	4 064 1,074
Canalisation principale Énergie Est – Ouest de l'Ontario	4 066 1,051
Canalisation principale Énergie Est – Raccourci de North Bay	85 1882
Canalisation principale Énergie Est – Est de l'Ontario	308
Canalisation principale Énergie Est – Québec ¹	4 893 1,137
Canalisation principale Énergie Est – Nouveau-Brunswick	262
Canalisation latérale de Cromer	53 52
Canalisation latérale de Montréal	42
Canalisation latérale de Lévis	29 26
Installations ²	42 769
Total	5 875
<p><small>1 Le 20 mai 2015, Énergie Est a déposé sa réponse à la demande d'information 3 de l'ONÉ. Un tableau comprenant les sections de pipeline longeant le tronçon du Québec à partir de la frontière Ontario-Québec jusqu'à la zone de Lévis a été inclus dans la réponse à la demande d'information de l'ONÉ 3.1.</small></p> <p><small>2 Représente le nombre de propriétaires uniques pour les sites de stations de pompage; propriétaires avec plusieurs parcelles de terre sont comptés une fois. Dans la Demande de l'ONÉ d'Énergie Est certains propriétaires ont été comptés de deux à trois fois.</small></p>	

5.2.1.1 Nouveau pipeline

Les premiers contacts avec les propriétaires fonciers ont commencé en avril 2013. Les équipes de Projet ont communiqué en personne avec les propriétaires de terrains qui longent les nouveaux tronçons de pipelines, les canalisations latérales et les interconnexions afin d'obtenir les confirmations de relevés nécessaires pour faciliter l'accès à Énergie Est aux terrains afin d'y effectuer des inventaires et des études sur place en rapport avec la faisabilité du Projet.

Les occupants autorisés des terres de la Couronne ont été ou seront avisés et consultés. Les équipes continueront à identifier et à consulter les autres occupants pendant la durée du processus d'acquisition des terrains.

5.2.1.2 Tronçons de pipeline convertis

En avril 2013, les équipes de Projet ont envoyé par la poste une lettre et un communiqué de presse aux propriétaires de terrains qui longent la route du pipeline à convertir pour les informer qu'Énergie Est prévoyait la conversion du gazoduc en oléoduc pour transporter le pétrole brut et pour les aviser du lancement d'un appel de soumissions visant à déterminer la viabilité commerciale. Voir l'Annexe Vol 8-80 pour le contenu de la lettre et du communiqué.

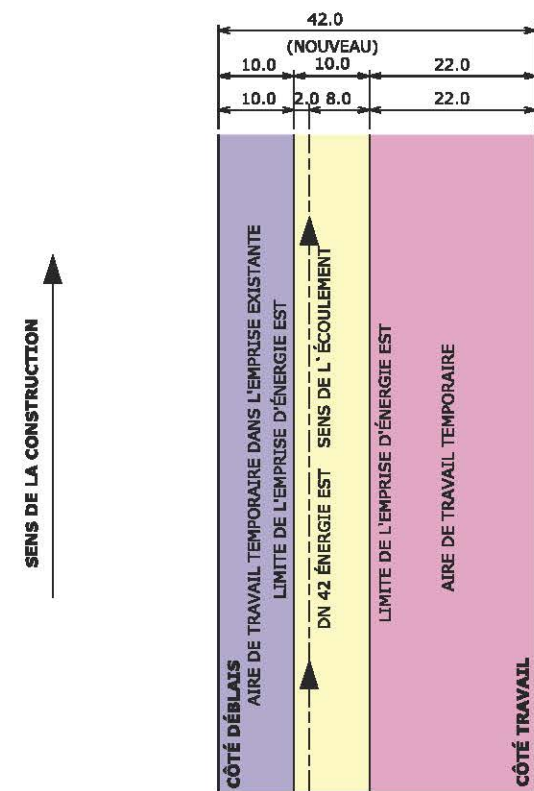
Annexe Vol 8-1

**Croquis typiques concernant les détails sur la voie de
passage**

MIS À JOUR

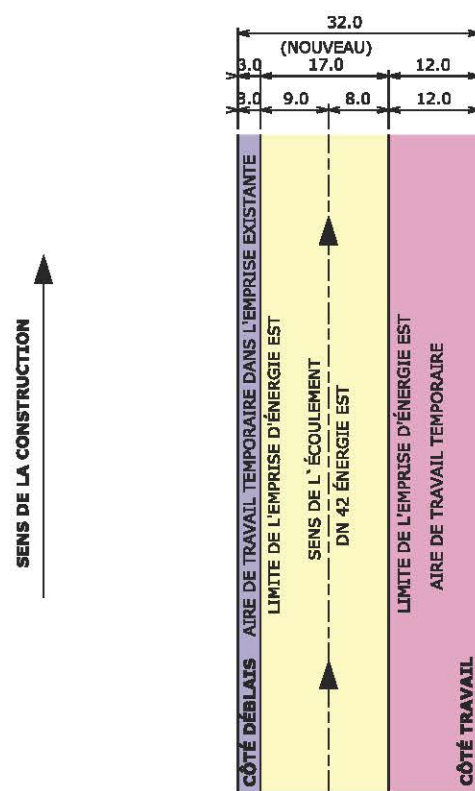
EMPRISE POUR LA MISE EN PARALLÈLE TRANSCANADA SUR LE CÔTÉ DÉBLAIS (ZONE CULTIVÉE)

EMPRISE DÉTAIL # 268



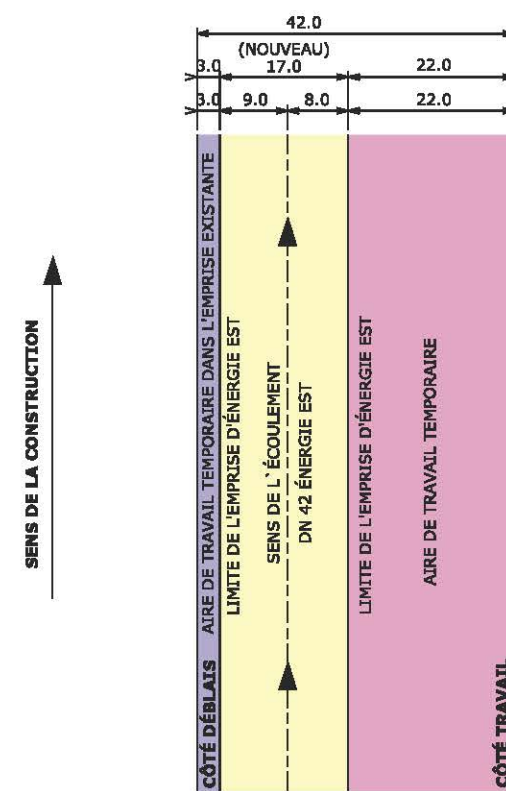
EMPRISE POUR LA MISE EN PARALLÈLE TRANSCANADA SUR LE CÔTÉ DÉBLAIS (ZONE BOISÉE)

EMPRISE DÉTAIL # 269



EMPRISE POUR LA MISE EN PARALLÈLE TRANSCANADA SUR LE CÔTÉ DÉBLAIS (ZONE CULTIVÉE)

EMPRISE DÉTAIL # 270



- Illustration de l'emprise perpétuelle:
- Illustration de l'aire de travail temporaire:
- Illustration de l'aire de travail temporaire dans l'emprise existante:
- Illustration de l'oléoduc d'Énergie Est DN 42 proposé:

Les distances sont au sol et en mètres et décimales de ceux-ci.

Oléoduc Énergie Est Ltée
 Mesures relatives à l'emprise pour
L'emprise proposée de l'oléoduc d'Énergie Est DN 42
 Canalisation principale d'Énergie Est (tronçon de l'Ontario)



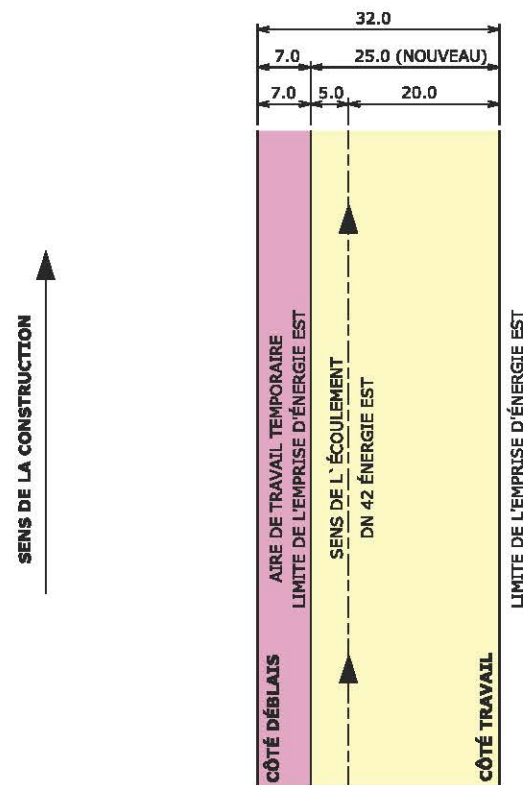
13-23-155-09

Feuille 4 de 4

Mesure d'Énergie Est
 EEP_RW_DISPOSITIONS_REV 3

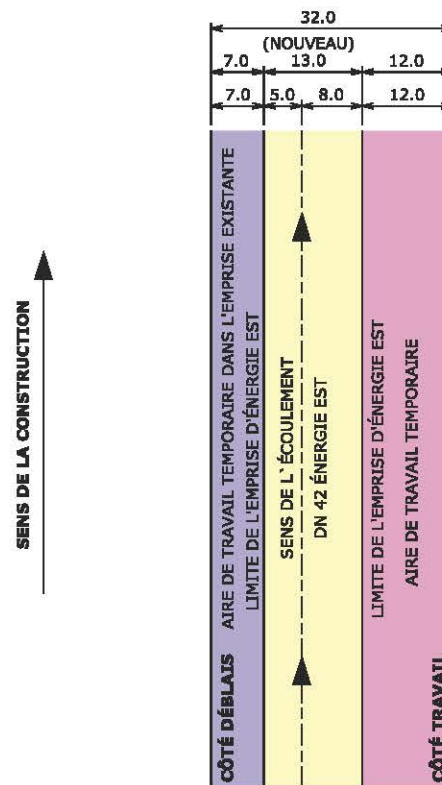
**EMPRISE POUR LIMITE DE LA PROPRIÉTÉ
SUR LE CÔTÉ TRAVAIL (ZONE BOISÉE)**

EMPRISE DÉTAIL # 236



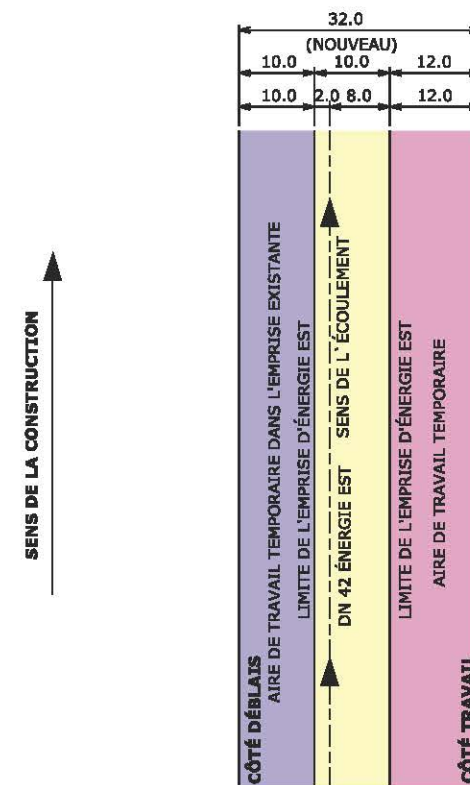
**EMPRISE POUR LA MISE
EN PARALLÈLE TRANSCANADA
SUR LE CÔTÉ DÉBLAIS (ZONE BOISÉE)**

EMPRISE DÉTAIL # 237



**EMPRISE POUR LA MISE
EN PARALLÈLE TRANSCANADA
SUR LE CÔTÉ DÉBLAIS (ZONE BOISÉE)**

EMPRISE DÉTAIL # 267



- Illustration de l'emprise perpétuelle:
- Illustration de l'aire de travail temporaire:
- Illustration de l'aire de travail temporaire dans l'emprise existante:
- Illustration de l'oléoduc d'Énergie Est DN 42 proposé:

Les distances sont au sol et en mètres et décimales de ceux-ci.

Oléoduc Énergie Est Ltée

Mesures relatives à l'emprise pour

L'emprise proposée de l'oléoduc d'Énergie Est DN 42 Canalisation principale d'Énergie Est (tronçon de l'Ontario)



13-23-155-09

Feuille 3 de 4

Mesure d'Énergie Est
EEP_RW_DISPOSITIONS_REV 3

- la nécessité d'obtenir de l'information sur l'UTT
- [identifier les zones de voie de passage du Projet qui traverse terre de la Couronne versus terre privée](#)
- [impact potentiel sur l'industrie touristique et sur la faune et la flore en cas de déversement](#)
- [territoire traditionnel et droits autochtones ancestraux incluant la protection de l'eau de source à travers le territoire de la Première Nation de Temagami, incluant le lac Temegami](#)
- [permis potentiels requis par le Projet pour extraire l'eau afin de refroidir les stations de pompages](#)

L'Équipe des Relations Autochtones d'Énergie Est a répondu aux questions et aux préoccupations pendant la rencontre.

En juillet 2013, le directeur des terres et des ressources de la Première Nation de Temagami a informé Énergie Est que le Conseil avait signé la lettre d'entente relative au processus d'engagement initial entre Énergie Est et la Première Nation et qu'il était en attente d'un exemplaire de la résolution du conseil de bande (la « RCB ») approuvant la participation au processus d'échange d'information. La communauté a également demandé une carte détaillée du Projet qu'elle pourrait superposer sur la carte de son territoire traditionnel. Énergie Est a transmis la carte du Projet.

En août 2013, le directeur des terres et des ressources de la Première Nation de Temagami a téléphoné à Énergie Est afin de demander la tenue d'une journée portes ouvertes pour la communauté, car le chef et le Conseil de la Première Nation de Temagami subissaient une pression énorme de la part de la communauté qui voulait obtenir de l'information sur le Projet. Énergie Est a accepté de donner suite à la demande.

En septembre 2013, une rencontre a été tenue entre Énergie Est et la communauté pour discuter de l'étude et du processus relatifs aux CET et à l'UTT et de la façon dont l'étude pourrait être utilisée dans l'évaluation environnementale et socioéconomique. [Lors de cette réunion les parties à fait la cartographie du Projet relatives aux franchissements de cours d'eau et territoire traditionnel identifiés par la Première Nation de Temagami et discutés des emplacements des vannes d'arrêt d'urgence dans le territoire traditionnel de la communauté. Les parties ont également discuté des détails et logistiques d'une prochaine séance d'information de la communauté.](#)

La séance d'information à l'intention de la communauté a eu lieu en octobre 2013 sur l'île Bear au sein de la Première Nation de Temagami. Des documents ont été distribués et l'événement a également été rendu accessible en ligne pour [les membres de la communauté](#) qui ne pouvaient y assister en personne [et pour ceux qui habitent à l'extérieur de la réserve. Les sujets discutés lors de la session d'information incluait :](#)

- [percevoir le manque d'avantages économiques et possibilités d'emplois pour les Premières](#)
- [percevoir le risque d'expédition de bitume et de produits pétroliers à travers le pipeline](#)
- [impacts environnementaux potentiels dans le cas d'un incident ; besoin de méthode d'intervention d'urgence, y compris au lac Temagami](#)
- [les niveaux de bruits potentiels provenant des stations de pompage](#)
- [permis potentiels requis par le Projet pour extraire l'eau afin de refroidir les stations de pompages](#)

Des discussions sur l'établissement de la portée de l'étude sur les CT de la Première Nation de Temagami et le plan de travail connexe ont eu lieu en novembre et en décembre 2013 avec les conseillers en environnement d'Énergie Est. La communauté a fait valoir que les études sur les CT constituaient des éléments distincts de l'obligation de consultation et d'accommodement et qu'une étude ne réduirait pas ni n'éliminerait la nécessité de consulter la communauté ou de tenir compte de ses droits. Elle a également indiqué qu'elle pourrait mener une étude sur les CT indépendante.

Au cours des mois de janvier et de février 2014, Énergie Est a tenté d'organiser une rencontre avec la Première Nation de Temagami pour mars 2014 afin de discuter plus amplement du plan et du processus d'engagement de la communauté. Un projet d'Entente sur le financement des engagements et sur les communications (l'« EFEC ») a été fourni à la fin de février à la communauté aux fins d'examen. L'EFEC vise à fournir du financement à la Première Nation afin qu'elle participe de manière significative au processus d'engagement.

En mars 2014, Énergie Est a avisé la communauté par la poste qu'elle avait lancé officiellement le processus d'approbation réglementaire en déposant une description de projet auprès de l'Office national de l'énergie.

En mars 2014, le directeur des terres et des ressources de la Première Nation de Temagami a interrogé les conseillers en environnement d'Énergie Est au sujet des ententes d'échange de données sur les CET et l'UTT. Les conseillers en environnement d'Énergie Est ont fait le suivi en fournissant divers documents sur les CT dans le but d'entreprendre des discussions au sujet de l'échange d'information et d'adopter une approche collaborative à l'égard des études sur les CT et l'UTT.

En avril, Énergie Est a remis un nouvel exemplaire de l'EFEC à la communauté aux fins d'examen et, en date du 18 avril, Énergie Est poursuivait ses activités d'engagement auprès de la communauté.

3.4 STATIONS DE POMPAGE

L'installation de 72 stations de pompage est prévue entre Hardisty, Alberta, et Saint John, Nouveau-Brunswick. Le tableau 3-4 indique la superficie estimée requise pour chaque station de pompage.

De nouveaux droits fonciers sont requis pour les stations de pompage au long du trajet. En général, l'intention est d'acquies ces droits au moyen d'achats en fief simple. Au Québec, les droits fonciers pourraient être acquis au moyen de contrats de bail à long terme qui comprennent une option d'achat. Les terrains appartenant à Énergie Est pourraient être acquis au moyen de contrats de bail à long terme.

Tableau 3-4 : Exigences relatives aux terrains pour les stations de pompage

Station de pompage ³	Latitude	Longitude	Estimation de la superficie de terrain requise (ha)	Propriété foncière
Alberta				
Hardisty D	52° 39' 49 53" N	111° 16' 7 28" O	9	Privée (tenure franche)
Lakesend	52° 20' 53" N	110° 46' 14" O	9	Privée (tenure franche)
Monitor	51° 51' 2 64" N	110° 34' 5 659" O	9	Privée (tenure franche) Municipal
Oyen	51° 19' 31" N	110° 31' 24" O	9	Privée (tenure franche)
Cavendish	50° 49 48' 3 51" N	110° 26' 4 553" O	9	Municipal
Saskatchewan				
Liebenthal	50° 40' 4 12" N	109° 46' 4 54" O	9	Privée (tenure franche)
Gabri Clinworth	50° 37' 3 429" N	108° 56' 2 01" O	9	Privée (tenure franche)
Stewart Valley Pennant	50° 33' 4 424" N	108° 4 1' 1 2' 3 6" O	9	Privée (tenure franche)
Herbert	50° 32' 41" N	107° 29' 30" O	9	Privée (tenure franche)
Chaplin	50° 30' 5" N	106° 41' 49" O	9	Privée (tenure franche)
Caron	50° 28' 5 546" N	105° 5 4' 5 0' 2 648" O	9	Privée (tenure franche)
Belle Plaine	50° 26' 2 419" N	105° 7' 2 98" O	9	Privée (tenure franche)
Regina	50° 23' 3 530" N	104° 2 3' 2 4' 5 510" O	9	Privée (tenure franche)
Kendal	50° 20' 7" N	103° 43' 35" O	9	Privée (tenure franche)
Grenfell	50° 17' 10" N	102° 59' 38" O	9	Privée (tenure franche)
Whitewood	50° 14' 6 756" N	102° 4 2' 1 1' 2 54" O	9	Privée (tenure franche)
Moosomin	50° 12' 9" N	101° 28' 33" O	0 ⁴²	Privée (tenure franche)
Manitoba				
Cromer	49° 46' 13" N	101° 16' 45" O	6,2	Privée (tenure franche)
Crandall	50° 8' 7" N	100° 43' 3" O	9	Privée (tenure franche)
Rapid City	50° 4' 59" N	100° 4' 13" O	9	Privée (tenure franche)
Wellwood	50° 1' 5 1" N	99° 2 4' 2 3' 2 739" O	9	Privée (tenure franche)

Tableau 3-4 : Exigences relatives aux terrains pour les stations de pompage (suite)

Station de pompage ³	Latitude	Longitude	Estimation de la superficie de terrain requise (ha)	Propriété foncière
Manitoba (suite)				
Portage la Prairie	49° 54' 50" N	98° 31' 24" O	9	Privée (tenure franche)
<u>Oakville Cartier</u>	49° 48' 37" N	97° 44' 5" O	9	Privée (tenure franche)
Ile-des-Chênes	49° 43' 12" N	96° 59' 18" O	9	Privée (tenure franche)
Spruce	49° 39' <u>3436</u> " N	96° 13' <u>5534</u> " O	9	Provinciale (Couronne)
Falcon Lake	49° 40' 47" N	95° 22' 38" O	9	Provinciale (Couronne)/ <u>Privée (tenure franche)</u>
<u>Ontario</u>				
Kenora	49° 47' 26" N	94° 29' 47" O	9	Privée (tenure franche)
<u>Vermilion Bay Machin</u>	49° 49' <u>5355</u> " N	93° <u>40-46-2517</u> " O	9	Provinciale (Couronne)
Dryden	49° <u>47-48-1732</u> " N	92° <u>45-52-4635</u> " O	9	Privée (tenure franche)
Ignace	49° <u>31-33-2</u> " N	92° <u>3-10-4843</u> " O	9	Provinciale (Couronne)
Martin	49° <u>17-20-3710</u> " N	91° <u>18-26-4855</u> " O	<u>40,5 15,9</u>	Provinciale (Couronne)
Upsala	49° 2' 1" N	90° 30' 55" O	<u>40,5 15,9</u>	<u>Privée (tenure franche)</u> <u>Provinciale (Couronne)</u>
Dog River	48° 56' 17" N	89° 46' <u>4347</u> " O	<u>40,5 15,9</u>	Provinciale (Couronne)
Eagle Head	49° <u>4-5-524</u> " N	88° <u>51-44-2017</u> " O	<u>40,5 15,9</u>	Provinciale (Couronne)
Nipigon	49° 17' <u>4237</u> " N	88° 6' <u>837</u> " O	9	<u>Privée (tenure franche)</u> <u>Provinciale (Couronne)</u>
Jellicoe	49° 40' 14" N	87° 39' 48" O	9	Provinciale (Couronne)
Geraldton	49° <u>48-47-1334</u> " N	86° <u>45-49-1838</u> " O	<u>40,5 15,9</u>	Provinciale (Couronne)/ <u>Privée (tenure franche)</u>
Lac Klotz	49° 47' <u>3736</u> " N	85° 51' <u>1403</u> " O	<u>40,5 15,9</u>	Provinciale (Couronne)/ <u>Privée (tenure franche)</u>
Hearst	49° 45' 47" N	84° 55' <u>1828</u> " O	<u>40,5 15,9</u>	Provinciale (Couronne)/ <u>Privée (tenure franche)</u>
Calstock	49° 44' 51" N	84° 4' 24" O	9	Provinciale (Couronne)/Privée (tenure franche)
Mattice	49° 35' <u>1210</u> " N	83° 9' <u>3330</u> " O	<u>40,5 15,9</u>	<u>Provinciale (Couronne)</u> /Privée (tenure franche)
Kapuskasing	49° 23' 20" N	82° 26' 9" O	9	Privée (tenure franche)
Smooth Rock Falls	49° 15' 20" N	81° 38' 9" O	9	Provinciale (Couronne)/Privée (tenure franche)
Potter	48° <u>52-53-2614</u> " N	80° <u>53-55-5628</u> " O	9	Provinciale (Couronne)

Tableau 3-4 : Exigences relatives aux terrains pour les stations de pompage (suite)

Station de pompage ³	Latitude	Longitude	Estimation de la superficie de terrain requise (ha)	Propriété foncière
Ontario (suite)				
Ramore	48° 25'-26' 531" N	80° 20' 2232" O	9	Privée (tenure franche)
Kirkland Lake	47° 57' 56" N	80° 1' 13" O	9	Provinciale (Couronne)/Privée (tenure franche)
Haileybury	47° 27' 011" N	79° 45' 4951" O	9	Privée (tenure franche)
Rivière Marten	46° 56' 5452" N	79° 47' 2947" O	9	Provinciale (Couronne)
North Bay	46° 26' 50" N	79° 28' 50" O	9	Privée (tenure franche)
Mattawa	46° 46'-17' 3423" N	78° 44'-38' 3442" O	9	Privée (tenure franche)
Deux-Rivières Mackey	46° 41'-9' 5034" N	77° 55'-45' 522" O	9	Provinciale (Couronne)
Pembroke	45° 49'-47' 4616" N	77° 42'-10' 2212" O	9	Privée (tenure franche)
Renfrew Stewartville	45° 27'-23' 4448" N	76° 35'-29' 2322" O	9	Privée (tenure franche)
Stittsville	45° 44'-13' 4311" N	75° 53'-55' 30" O	9	Privée (tenure franche)
Iroquois	44° 53' 23" N	75° 17' 35" O	9	Privée (tenure franche)
Alexandria Glengarry	45° 12' 3043" N	74° 36' 3023" O	9	Privée (tenure franche)
Québec				
Lachute	45° 38' 22" N	74° 16' 40" O	9	Privée (tenure franche)
Mascouche	45° 46' 3634" N	73° 32'-31' 542" O	9	Privée (tenure franche)
Maskinongé	46° 14' 404" N	73° 0' 4543" O	9	Privée (tenure franche)
Saint-Maurice	46° 26' 2" N	72° 29' 15" O	9	Privée (tenure franche)
Donnacona	46° 41' 38" N	71° 41' 0" O	9	Privée (tenure franche)/provinciale (Couronne)/municipal
Lévis	46° 41' 548" N	71° 9' 4350" O	9	Privée (tenure franche)
Cap-Saint-Ignace	47° 1' 57" N	70° 23' 44" O	9	Privée (tenure franche)
Saint-Gabriel-Lalemant	47° 20' 53" N	69° 48' 48" O	9	Provinciale (Couronne)/Privée (tenure franche)
Cacouna	47° 55' 14" N	69° 28' 33" O	0 ²	Privée (tenure franche)
Saint-Honoré-de-Témiscouata	47° 38' 27" N	69° 14' 25" O	9	Provinciale (Couronne)
Dégelis	47° 31' 59" N	68° 28' 18" O	9	Provinciale (Couronne)
Nouveau-Brunswick				
Grand-Falls	47° 17' 18" N	67° 48' 37" O	9	Privée (tenure franche)
Plaster Rock	46° 46' 18" N	67° 23' 6" O	9	Privée (tenure franche)
Napadogan	46° 26' 45" N	667° 53' 24" O	9	Privée (tenure franche)

Tableau 3-4 : Exigences relatives aux terrains pour les stations de pompage (suite)

Station de pompage ³	Latitude	Longitude	Estimation de la superficie de terrain requise (ha)	Propriété foncière
Baie Cumberland	46° 7' 7" N	65° 52' 59" O	9	Provinciale (Couronne)
Hampton	45° 36' 38" N	65° 47' 4" O	9	Privée (tenure franche)
Remarques :				
<p>1. La station de pompage de Moosomin sera située sur le site du terminal de réservoirs de Moosomin.</p> <p>2. La station de pompage de Cacouna sera située sur le site du terminal de réservoirs de Cacouna.</p> <p>31. Les emplacements définitifs des stations de pompage dépendront des évaluations environnementales et techniques, des engagements envers les Autochtones et les parties prenantes ainsi que des consultations auprès des propriétaires fonciers et des organismes de réglementation.</p> <p><u>2. La station de pompage de Moosomin sera construite sur le site du terminal de réservoir de Moosomin</u></p>				

Voir le tableau 3-5 et les Annexes Vol 8-38 à Vol 8-47 pour les renvois aux modèles des conventions d'option d'achat pour chaque province et un modèle de convention de bail (laquelle comprend une option d'achat pour la province de Québec) pour les stations de pompage.

Tableau 3-5 : Modèles de conventions d'option d'achat et de bail pour les stations de pompage

Province	Modèle de convention d'option d'achat et de bail	Renvoi
AB	Convention d'option d'achat	Annexe Vol 8-38
SK	Convention d'option d'achat	Annexe Vol 8-39
MB	Convention d'option d'achat	Annexe Vol 8-40
ON	Convention d'option d'achat	Annexe Vol 8-41
QC	Bail pour les installations de pipelines avec option d'achat (terres agricoles)	Annexe Vol 8-42
QC	Modèle d'acte de vente	Annexe Vol 8-43
QC	Convention d'option d'achat	Annexe Vol 8-44
QC	Modèle d'acte de vente	Annexe Vol 8-45
QC	Modèle d'acte d'hypothèque	Annexe Vol 8-46
NB	Convention d'option d'achat	Annexe Vol 8-47

3.5 INSTALLATIONS DE RÉGULATION DE LA PRESSION

Des postes de vannes de régulation de la pression seront installés près de Burstall, en Saskatchewan, de Cromer et d'Île-des-Chênes, au Manitoba, et d'Iroquois, en Ontario. Les installations de régulation de la pression près de Cromer et d'Île-des-Chênes, au Manitoba, et d'Iroquois, en Ontario, seront respectivement situées sur les sites des stations de pompage proposés à ces emplacements. Pour l'emplacement préliminaire des installations de régulation de la pression ainsi que la superficie du terrain nécessaire pour les postes de vannes de régulation de la pression installés près de Burstall, en Saskatchewan, voir le tableau 3-6. Des emplacements

2.0 EXIGENCES RELATIVES AU PIPELINE

2.1 PROPRIÉTÉ DES TERRAINS

Pour obtenir plus de détails sur les types de terrains traversés par l'emprise, consulter le tableau 2-1.

Tableau 2-1: Propriété des terrains le long de l'emprise du pipeline

Type de terrain	Pourcentage approximatif de terrains traversés ¹	Longueur ¹ (km)
Tronçon de l'Alberta²		
Privé (tenure franche)	<u>6362</u>	<u>179,0176,1</u>
Provincial (Couronne)	<u>65</u>	<u>17,014,2</u>
Fédéral	0	0,0
Municipal	<u>3133</u>	<u>88,293,8</u>
Total	100	284,1
Tronçon des Prairies²³		
Privé (tenure franche)	<u>8587</u>	<u>904,2934,0</u>
Provincial (Couronne)	<u>4412</u>	<u>148,4129,3</u>
Fédéral	1	<u>10,614,7</u>
Municipal	0	0,0
Total	100	1-060,21,078.01
Tronçons de l'Ouest et du Nord de l'Ontario et du raccourci de North Bay		
Privé (tenure franche)	<u>3938</u>	<u>758,9725,2</u>
Provincial (Couronne)	<u>5960</u>	<u>1-148,1,161,4</u>
Fédéral	1	<u>19,516,1</u>
Municipal	1	<u>19,520,9</u>
Total	100	1-946,01,923.6
Tronçon de l'Est de l'Ontario		
Privé (tenure franche)	<u>9795</u>	<u>100,9101,2</u>
Provincial (Couronne)	3	<u>3,11,9</u>
Fédéral	0	0,0
Municipal	<u>93</u>	<u>0,02,9</u>
Total	100	104,0106,0
Tronçon du Québec³⁴		
Privé (tenure franche)	<u>7986</u>	<u>571,9317,3</u>
Provincial (Couronne) ⁴⁵	<u>167</u>	<u>115,825,8</u>
Fédéral	<u>35</u>	<u>21,718,5</u>
Municipal	2	<u>14,57,4</u>
Total	100	723,9369,0

Tableau 2-1: Propriété des terrains le long de l'emprise du pipeline (suite)

Type de terrain	Pourcentage approximatif de terrains traversés ¹	Longueur ¹ (km)
Tronçon du Nouveau-Brunswick³		
Privé (tenure franche)	68	282,5
Provincial (Couronne)	32	133,0
Fédéral	0	0,0
Municipal	0	0,0
Total	100	415,5
Totaux pour le Projet		
Privé (tenure franche)	-	2 794,4
Provincial (Couronne)	-	1 565,5
Fédéral	-	51,2
Municipal	-	122,0
Total des nouveaux tronçons de la canalisation principale ^{2,3}	-	1 587,5
Total des tronçons à convertir ^{5,6}	-	3 006,2
GRAND TOTAL		4 593,7
Remarques :		
1. Les données présentées dans ce tableau sont en date du <u>6 juin 2014-30 juin 2015</u> .		
2. <u>Le tronçon de l'Alberta inclut 3km de pipeline en Saskatchewan.</u>		
3. Le total pour le tronçon des Prairies comprend la canalisation latérale de Cromer.		
4. Le total pour le tronçon du Québec comprend les canalisations latérales de Montréal et de Lévis et les pipelines d'interconnexion. Le total pour le tronçon du Nouveau-Brunswick comprend les pipelines d'interconnexion.		
5. <u>Au total le tronçon de Québec inclut un pipeline à partir de la frontière Ontario/Québec jusqu'à la zone de Lévis au Québec.</u>		
6. Au Québec, les terres de la Couronne (provinciales) comprennent les terres publiques appartenant au ministère du Développement durable, Environnement et Lutte contre les changements climatiques (<u>nouvelle désignation du</u> MDDEFP), au ministère des Ressources naturelles (MRN) et à d'autres ministères ou organismes provinciaux (p. ex., ministère des Transports, Hydro-Québec).		
7. Le tronçon des Prairies et les raccourcis de l'Ouest de l'Ontario, du Nord de l'Ontario et de North Bay comptent environ <u>9,2-5,4</u> km de nouveau pipeline pour répondre aux besoins des tracés réorientés. De ce nombre, environ <u>4,9-1,4</u> km sont situés sur des terrains appartenant actuellement à TransCanada PipeLines Limited.		
8. À l'exception de la canalisation latérale de Cromer et des tronçons supplémentaires pour répondre aux besoins des tracés réorientés, les terrains utilisés pour le tronçon des Prairies et les tronçons de l'Ouest de l'Ontario, du Nord de l'Ontario et du raccourci de North Bay ont préalablement été acquis pour la canalisation principale de TransCanada. Les droits sur ces terrains seront cédés à Énergie Est.		

2.2 EXIGENCES RELATIVES AUX EMPRISES

Énergie Est acquerra des emprises supplémentaires pour la construction, l'exploitation et l'entretien des nouveaux tronçons de la canalisation principale, des

**Tableau 1-2 : Calendrier des journées portes ouvertes en 2014
 (durant la période de référence)**

Province	Collectivité	Langue	Date	Participants dénombrés
Alberta	Oyen	Anglais	14 octobre 2014	28
Saskatchewan	Burstall	Anglais	15 octobre 2014	38
	Cabri	Anglais	16 octobre 2014	15
	Whitewood	Anglais	21 octobre 2014	18
	Moose Jaw	Anglais	22 octobre 2014	47
	White City	Anglais	23 octobre 2014	53
Manitoba	Hamiota	Anglais	28 octobre 2014	17
	Portage La Prairie	Anglais	29 octobre 2014	26
	Ste. Anne	Français et anglais	30 octobre 2014	31
Ontario	Kemptville (North Grenville)	Français et anglais	18 novembre 2014	149
	Williamstown (canton de Glengarry Sud)	Français et anglais	19 novembre 2014	71
	Brinston (canton de Dundas Sud)	Français et anglais	20 novembre 2014	53
Québec	Sainte-Anne-des-Plaines	Français	29 septembre 2014	86
	Lachute	Français	30 septembre 2014	95
	Lanoraie	Français	1 ^{er} octobre 2014	165
	Saint-Sulpice	Français	2 octobre 2014	103
	Donnacona	Français	7 octobre 2014	103
	Batiscan	Français	8 octobre 2014	92
	Maskinongé	Français	9 octobre 2014	100
	Cap-Saint-Ignace	Français	14 octobre 2014	81
	Saint-Damase-de-L'Islet	Français	15 octobre 2014	51
	Lévis	Français	16 octobre 2014	154
	Cacouna	Français	4 décembre 2014	Annulée ⁵
Nouveau-Brunswick	Plaster Rock	Français et anglais	21 octobre 2014	55
	Grand-Sault	Français et anglais	22 octobre 2014	38
	Edmundston	Français et anglais	23 octobre 2014	65
	Chipman	Français et anglais	28 octobre 2014	53
	Boisstown Boiestown	Français et anglais	29 octobre 2014	53
	Saint John	Français et anglais	30 octobre 2014	323

Les journées portes ouvertes, y compris la méthode utilisée pour informer les communautés et la forme des journées portes ouvertes, correspondent aux méthodes d'avis et aux formes de journées portes ouvertes décrites dans la Demande, Volume 9 et dans le Rapport supplémentaire n° 1, Volume 2.

⁵ Cette journée portes ouvertes a été annulée à la suite de la décision d'Énergie Est de cesser tout autre travail à Cacouna à la suite d'une recommandation du Comité sur la situation des espèces en péril au Canada de placer le béluga (population de l'estuaire du Saint-Laurent) sur la liste des espèces en voie de disparition.

Présentations supplémentaires prévues pour Énergie Est (Révision 4)

N° de la pièce	Renvoi	Dépôt supplémentaire	Date cible de dépôt	État
Rapport supplémentaire n° 1 – Janvier 2015				
RS 1-1	Demande Volume 1, Tableau 2-6	Mise à jour du programme d'engagement des Autochtones, y compris des activités d'engagement de suivi avec des communautés supplémentaires identifiées par l'ONÉ au printemps de 2014	T4 2014 (Révisé janvier 2015)	Terminé
RS 1-2	<ul style="list-style-type: none"> Demande Volume 1, Section 2.17 ÉES Volume 1, Section 1.2.1 	Évaluation des éléments du Projet non compris dans l'ÉES, notamment : modification du tracé du pipeline autour des stations de compression et des vannes de canalisation principale sur le pipeline de conversion Remplacements du passage des cours d'eau optimisation du tracé dans le cadre de la conception détaillée et commentaires des parties intéressées	Tel qu'indiqué dans la case au-dessus	Terminé
RS 1-3	<ul style="list-style-type: none"> Demande Volume 1, Section 2.17 ÉES Volume 1, Section 1.2.2 	Addendum de l'ÉES portant sur la détermination de l'importance : des effets potentiels d'un franchissement avec tranchée à ciel ouvert dans la rivière Assiniboine au Manitoba sur la mulette feuille d'érable en s'appuyant sur la modélisation de transport de sédiments de la rainette faux-grillon de l'Ouest en tenant compte du programme de rétablissement proposé en Ontario pour cette espèce déposé le 3 juillet 2014	Tel qu'indiqué dans la case au-dessus	Terminé
RS 1-4	<ul style="list-style-type: none"> Demande Volume 11, Section 3 ÉES Volume 1, Section 1.2.2 	Les rapports des données techniques qui comprendront les données recueillies sur le terrain en 2014 (tel qu'identifié dans l'ÉES Volumes 2, 3, 4 et 6)	Tel qu'indiqué dans la case au-dessus	Terminé
RS 1-5	<ul style="list-style-type: none"> Demande Volume 11, Section 3 ÉES Volume 1, Section 1.2.2 	Évaluation quantitative des effets potentiels du Projet sur l'habitat essentiel du caribou des bois dans le nord de l'Ontario	Tel qu'indiqué dans la case au-dessus	Terminé
Rapport supplémentaire n° 2 – Mars 2015				
RS 2-2	Demande Volume 4, Section 4.3, Annexes Vol 4-3 et Vol 4-4	Mises à jour des rapports sur les géorisques et rapports hydrotechniques de Golder Associates Inc., y compris les mesures d'atténuation éventuelles	T1 2015	Terminé
RS 2-3	Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.3	Rapports de faisabilité pour huit franchissements sans tranchée le long du tronçon du Nouveau-Brunswick	T1 2015	Terminé

Présentations supplémentaires prévues pour Énergie Est (Révision 4) (suite)

N° de la pièce	Renvoi	Dépôt supplémentaire	Date cible de dépôt	État
RS 2-4A	Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.4	Mise à jour des modifications du tracé du pipeline autour des installations existantes de TransCanada le long des tronçons de conversion	T1 2015	Terminé
RS 2-4 B	Rapport supplémentaire N°2, Section 1.4	Cartes routières détaillées à une échelle de 1 :50, 000 éliminant les modifications du tracé sur environ 10 sites existants de TransCanada	T2 2015	Terminé
RS 2-5A	Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.5	Rapport d'étape sur l'initiative d'optimisation de la conception de l'installation <u>des terminaux de stockage, la puissance électrique et l'emplacement des stations de pompages à partir d'Hardisty en Alberta jusqu'à la région de Lévis au Québec.</u>	T3 2015	Prévu
<u>RS 2-5B</u>	<u>Rapport supplémentaire n°4, Section **</u>	<u>Rapport d'étapes sur l'initiative d'optimisation de la conception des installations – disposition des stations de pompage.</u>	<u>T4 2015</u>	<u>Prévu</u>
RS 2-6	Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.6	Mise à jour des activités de participation des collectivités	T1 2015	Terminé
RS 2-7	Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.7	Mise à jour des activités d'engagement à l'égard des Autochtones	T1 2015	Terminé
RS 2-8	Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.8	Mise à jour de la consultation avec les fonctionnaires fédéraux et provinciaux en environnement	T1 2015	Terminé
RS 2-9	Demande Volumes 7, 9 et 10	Mise à jour de la consultation sur le transport maritime pour le Nouveau-Brunswick	T1 2015	Terminé
RS 2-10	<ul style="list-style-type: none"> • Demande Volume 1, Section 2.17 • ÉES Volume 1, Section 1.2.2 • ÉES Volume 4, Section 11 partie B • Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.9.2 	Addendum de l'ÉES portant sur la détermination de l'importance des effets associés au transport maritime de la baie de Fundy sur les mammifères marins. Rapports des données techniques du Nouveau-Brunswick sur la faune marine et habitat de la faune marine	T3 2015	Prévu
RS 2-11	Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.9.2	Réévaluation d'un site d'intérêt pour le franchissement de la rivière Iroquois à la suite d'une modification du tracé	T1 2015	Terminé

Présentations supplémentaires prévues pour Énergie Est (Révision 4) (suite)

N° de la pièce	Renvoi	Dépôt supplémentaire	Date cible de dépôt	État
RS 2-12	<ul style="list-style-type: none"> ÉES Volume 1, Section 1.2.2 Rapport supplémentaire No.1, Section 1.9.3 	<p>Documents d'atténuation complets comprenant :</p> <p>Mises à jour des plans de protection de l'environnement (à l'exception du terminal maritime Énergie Est de Canaport)</p> <p>Cartes-tracés environnementales pour Alberta, Saskatchewan, Manitoba, Ontario et Nouveau-Brunswick</p> <p>Tableaux sur les mesures d'atténuation propres aux ressources à l'extérieur du Québec</p>	T1 2015	Terminé
RS 2-13	Rapport supplémentaire N.2, Section 1.10	Mise à jour des PPE sur le terminal maritime d'Énergie Est de Canaport	T4 2015	Prévu
RS 2-14	Rapport supplémentaire N.2, Section 1.10	Figures environnementales avec atténuation pour les stations de pompages, terminaux de réservoirs et le terminal maritime Énergie Est de Canaport	T4 2015	Prévu
Rapport supplémentaire n° 3 – Juin 2015				
RS 3-1A	<ul style="list-style-type: none"> Demande Volume 1, Section 2.9.4, Demande Volume 4, Section 3.3; Annexes Vol 4-48 à Vol 4-55 	Mise à jour de l'information pour tenir compte des travaux géotechniques en cours sur huit-six franchissements de cours d'eau au sud du fleuve Saint-Laurent	T3 2015	Terminé Prévu
RS 3-1B	<u>Rapport supplémentaire n°4, Section **</u>	<u>Mise à jour de l'information reflétant les travaux géotechniques effectués sur deux passages de cours d'eau au sud du Fleuve Saint-Laurent.</u>	<u>T4 2015</u>	<u>Prévu</u>
RS 3-2	<ul style="list-style-type: none"> Demande Volume 3, Section 4.2.3, Garanties financières Guide de dépôt de l'ONÉ, juin 2014 (Rubrique D1a-d) 	<p>Garanties financières incluant :</p> <p>Protection assurance</p> <p>Évaluation des risques détaillés</p> <p>Estimation détaillée des coûts selon le pire des scénarios d'un déversement terrestre et maritime</p> <p>Installation maritime</p> <p>Application des résultats sur l'évaluation des risques détaillés</p>	T4 2015	Prévu
RS 3-3	Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.5.1	Mise à jour du terminal maritime de Cacouna d'Énergie Est	T2 2015	Terminé
RS 3-4	Demande Volumes 7, 9 et 10	Mise à jour de la consultation sur le transport maritime	T2 2015	Terminé

Présentations supplémentaires prévues pour Énergie Est (Révision 4) (suite)

N° de la pièce	Renvoi	Dépôt supplémentaire	Date cible de dépôt	État
RS 3-5	Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.6	Mise à jour des activités de participation des collectivités.	T2 2015	Terminé
RS 3-6	Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.7	Mise à jour des activités d'engagement à l'égard des Autochtones.	T2 2015	Terminé
RS 3-7	Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.8	Mise à jour de la consultation avec les fonctionnaires fédéraux et provinciaux en environnement.	T2 2015	Terminé
RS 3-10	<ul style="list-style-type: none"> • Demande Volume 1, Section 2.13 • Demande Volume 7, Sections 5.1.9 et 5.3 • Guide de dépôt de l'ONÉ, juin 2014 (Rubrique H6) 	Mise à jour sur la revue et les études du TERMPOL envoyées à Transport Canada	T4 2015	Prévu pour Énergie Est Canaport
RS 3-11 A	<ul style="list-style-type: none"> • Demande Volume 1, Section 2.9.4 • Demande Volume 4, Sections 3.3.1.4 et 3.4.4, Annexes Vol 4-35, 4-62 et 4-65 • Demande Volume 5, Sections 4.2.5 et 4.2.6, Annexes Vol 5-42, Vol 5-45, et Vol 5-46 	Mises à jour de la méthodologie de franchissement et des emplacements de rechange pour les franchissements des rivières des Outaouais et rivière du Nord, traversant le tronçon du Québec	T2 2015	Terminé
RS 3-11 B	Rapport Supplémentaire N°3, Section 1.3.2	Rapports de faisabilités sur les franchissements alternatifs sans tranchée et méthodes d'urgence du passage de la Rivière des Outaouais et la Rivière du Nord situé sur le tronçon du Québec	T4 2015	Prévu
RS 3-12 A	<ul style="list-style-type: none"> • ÉES Volume 1, Section 1.2.2 • Rapport supplémentaire N°1, Section 1.9.3 	Feuilles d'alignements environnementales et ressources spécifiques sur les tableaux de mesures d'atténuation à partir de la frontière ON-QC jusqu'à Lévis	T2 2015	Terminé

Présentations supplémentaires prévues pour Énergie Est (Révision 4) (suite)

N° de la pièce	Renvoi	Dépôt supplémentaire	Date cible de dépôt	État
RS 3-12 B	<ul style="list-style-type: none"> ÉES Volume 1, Section 1.2.2 Rapport supplémentaire N°1, Section 1.9.3	Feuilles d'alignements environnementales et ressources spécifiques sur les tableaux de mesures d'atténuation à partir de Lévis jusqu'à la frontière QC-N-B	T4 2015	Prévu
RS 3-13	<ul style="list-style-type: none"> ÉES Volume 2, Section 6 parties A et C2 Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.9.2	Addendum de l'ÉES portant sur l'évaluation des effets sur les méthodes d'urgence du passage de cours d'eau pour le franchissement des cours d'eau sans tranchée (Alberta et Ontario)	T2 2015	Terminé
RS 3-15	Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.9.2	Mise à jour de l'ÉES sur l'environnement acoustique	T4 2015	Prévu
RS 3-16 A	<ul style="list-style-type: none"> Rapport supplémentaire n° 2, Section 1.3 Rapport supplémentaire n°3, Section 1.3 	Mise à jour depuis décembre 2014 sur le plan du tracé du pipeline incluant aperçu et cartes détaillées du tracé à partir de la frontière ON-QC jusqu'à Lévis et de la frontière QC-NB jusqu'à la frontière de St-John, NB	T2 2015	Terminé
RS 3-16 B	<ul style="list-style-type: none"> Rapport supplémentaire n° 2, Section 1.3 Rapport supplémentaire n°3, Section 1.3 	Mise à jour sur le plan du tracé du pipeline à partir de Lévis jusqu'à la frontière QC-NB <u>Hardisty AB jusqu'à St-John, N-B</u>	T4 2015	Prévu
RS 3-17	Rapport supplémentaire n°3, Section 1.10	Mise à jour du CSA Z662 en juin 2015 incluant une évaluation des progrès incluant la mise en œuvre des mesures.	T3 2015	Prévu
Rapport supplémentaire n° 4 – Septembre 2015				
RS 4-1	<ul style="list-style-type: none"> Demande Volume 1, Section 2.9.3 Demande Volume 4, Section 2.9 Demande Volume 7, Section 2.11 	Plan d'atténuation pour les formations rocheuses acides incluant les mesures préliminaires d'atténuation	T4 2015	Prévu
RS 4-2A	Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.3	Rapports de faisabilité sur huit <u>quatre</u> franchissements de cours d'eau sans tranchée le long du tronçon du Nouveau-Brunswick.	T3 2015	Prévu <u>Terminé</u>
<u>RS 4-2B</u>	<u>Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.3</u>	<u>Rapports de faisabilité pour quatre cours d'eau sans tranchée le long du tronçon au Nouveau-Brunswick.</u>	<u>T4 2015</u>	<u>Prévu</u>
RS 4-3	Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.6	Mise à jour des activités de participation des collectivités.	T3 2015	Prévu <u>Terminé</u>

Présentations supplémentaires prévues pour Énergie Est (Révision 4) (suite)

N° de la pièce	Renvoi	Dépôt supplémentaire	Date cible de dépôt	État
RS 4-4	<ul style="list-style-type: none"> Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.7 	Mise à jour des activités d'engagement à l'égard des Autochtones.	T3 2015	Prévu Terminé
RS 4-5	<ul style="list-style-type: none"> Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.8 	Mise à jour de la consultation avec les fonctionnaires fédéraux et provinciaux en environnement.	T3 2015	Prévu Terminé
RS 4-6 A	<ul style="list-style-type: none"> Volume 11, Section 3 ÉES Volume 1, Section 1.2.1 Rapport supplémentaire n° 1, Mise à jour du Projet et errata, Section 1.9.2 	<p>Évaluation des éléments du Projet non inclus dans l'ÉES de l'Alberta et Ontario, notamment :</p> <p>Obstruction principale des sites de vannes sur les tronçons de conversion</p> <ul style="list-style-type: none"> eD Des routes d'accès permanentes aux terminaux de réservoirs, aux stations de pompage et aux vannes de sectionnement de la canalisation principale Optimisation du site d'installation Réalignements de la route le long du tronçon en conversion <p>Modifications du tracé de l'emplacement des camps, des aires de stockage et des autres installations auxiliaires temporaires connus</p>	T3 2015	Prévu Terminé
RS 4-6 B	<ul style="list-style-type: none"> Volume 11, Section 3 ÉES Volume 1, Section 1.2.1 Rapport supplémentaire n° 1, Mise à jour du Projet et errata, Section 1.9.2 	<p>Évaluation des composantes du projet non inclus dans l'ÉES du Québec et du Nouveau-Brunswick, incluant :</p> <p>Route d'accès permanents aux terminaux de réservoirs, stations de pompes</p> <p>Optimisation du site d'installation</p> <p>Modification du tracé</p>	T4 2015	Prévu
RS 4-7	ÉES Volume 1, Section 1.2.2	Évaluation des risques posés pour la santé humaine et l'écologie par un scénario de déversement mineur et le pire scénario de déversement crédible en cas de déversement en milieu marin	T4 2015	Prévu
RS 4-8 A	<ul style="list-style-type: none"> ÉES Volume 2, partie D et E, Section 6 Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.9.2 Rapport supplémentaire n°3, Section *** 	Addendum de l'ÉES portant sur l'évaluation des effets sur les méthodes d'urgence du passage de cours d'eau pour le franchissement des cours d'eau sans tranchée, de la frontière ON-QC jusqu'à Lévis et de la frontière QC-NB jusqu'à Saint-John au Nouveau-Brunswick,	T3 2015	Prévu Terminé

Présentations supplémentaires prévues pour Énergie Est (Révision 4) (suite)

N° de la pièce	Renvoi	Dépôt supplémentaire	Date cible de dépôt	État
Rapport supplémentaire n° 5 – Décembre 2015				
RS 4-8 B	<ul style="list-style-type: none"> ÉES Volume 2, partie D et E, Section 6 Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.9.2 Rapport supplémentaire n°3, Section ***	Addendum de l'ÉES portant sur l'évaluation des effets sur les méthodes d'urgence du passage de cours d'eau pour le franchissement des cours d'eau sans tranchée, Lévis à la frontière QC-N-B.	T4 2015	Prévue
RS 4-9	Rapport supplémentaire n°1, Annexe Volume 3, Section 3.4.8	Transport des sédiments de la Rivière Assiniboine et modélisation hydrologique	T3 2015	Prévue <u>Terminé</u>
RS 5-1	Rapport supplémentaire No.3, Section ***	Mise à jour des cartes à l'échelle de 1 :200 000 et 1 :50 000 (par exemple : aperçu général et cartes détaillées)	T1 2016	Prévue
RS 5-2	Rapport supplémentaire No.3, Section 1.5.2	Plan de gestion du dynamitage	T4 2015	Prévue
RS 5-3	<ul style="list-style-type: none"> Demande, Volume 11, Section 3 ÉES, Volume 1, Section 1.2.1 Rapport supplémentaire n°1, Mise à jour relative au Projet et Errata, Section 1.9.2 	Évaluation d'emplacements de camps connus, de chantiers de réserves et autres établissements complémentaires temporaires non inclus dans l'ÉES (de l'Alberta au Nouveau-Brunswick). <u>Évaluation des sites de vannes de sectionnement de la ligne principale sur le tronçon en conversion du pipeline et évaluation des routes d'accès aux sites de vannes de sectionnement sur le tronçon en conversion du pipeline et le nouveau pipeline (de l'Alberta au Nouveau Brunswick).</u>	T4 2015 <u>T1 2016</u>	Prévu
RS 5-4	<ul style="list-style-type: none"> Demande, Volume 11, Section 3 ÉES, Volume 1, Section 1.2.1 Rapport supplémentaire n°1, Mise à jour relative au Projet et Errata, Section 1.9.2 	Mise à jour de l'évaluation socio-économique suite à des changements associés au projet de l'Alberta au Nouveau-Brunswick Optimisation du site d'installation Modification du tracé Emplacements de camps connus, de chantiers de réserves et autres établissements complémentaires temporaires <u>Évaluation des emplacements des camps connus (de l'Alberta au Nouveau Brunswick).</u>	T4 2015	Prévu

Présentations supplémentaires prévues pour Énergie Est (Révision 4) (suite)

N° de la pièce	Renvoi	Dépôt supplémentaire	Date cible de dépôt	État
RS 5-5	<ul style="list-style-type: none"> • Demande, Volume 11, Section 3 • ÉES, Volume 1, Section 1.2.1 Rapport supplémentaire n°1, Mise à jour relative au Projet et Errata, Section 1.9.2	Mise à jour de l'évaluation socio-économique suite à des changements associés au projet de l'Alberta au Nouveau-Brunswick <ul style="list-style-type: none"> • Optimisation du site d'installation • Modification du tracé Emplacements de camps connus, de chantiers de réserves et autres établissements complémentaires temporaires	T4 2015	Prévu
RS 5-6	Rapport supplémentaire n°1, Annexe Volume 3, Section 5.3.7	Analyse d'écoulement terrestre par Anthony Brook	T4 2015	Prévu
<u>RS 5-7</u>	<u>Rapport supplémentaire n°4, Section ***</u>	<u>Évaluation quantitative de l'habitat essentiel de la faune et son habitat</u>	<u>T4 2015</u>	<u>Prévu</u>
<u>RS 5-8</u>	<u>Rapport supplémentaire n°4, Section ***</u>	<u>Addenda à l'évaluation socio-économique dans le rapport sur l'évaluation des effets de tracés de pipelines alternatifs pour les traversées d'urgence de passages de cours d'eau sans tranchée. (au Québec et au Nouveau Brunswick)</u>	<u>T4 2015</u>	<u>Prévu</u>
<u>RS 5-9</u>	<u>Rapport supplémentaire n°4, Section 1.3.5</u>	<u>Rapport de faisabilité pour sept cours d'eau sans tranchée reflétant le résultat d'une enquête géotechnique sur le terrain</u>	<u>T4 2015</u>	<u>Prévu</u>
<u>RS 5-10</u>	<u>Rapport supplémentaire n°4, Section 1.3.5</u>	<u>Mise à jour sur la traversée d'urgence pour les cours d'eau sans tranchée Iroquois et Petite Rivière Iroquois.</u>	<u>T4 2015</u>	<u>Prévu</u>
<u>RS 5-11</u>	<u>Rapport supplémentaire n°4, Section 1.3.6</u>	<u>Mise à jour sur le placement de vanne de la Section 2.11 de l'Application, Volume 4A : Conception du pipeline.</u>	<u>T4 2015</u>	<u>Prévu</u>
<u>RS 5-12</u>	<u>Rapport supplémentaire n°4, Section 1.9</u>	<u>Liste des municipalités/ autorités régionales engagées mise à jour.</u>	<u>T4 2015</u>	<u>Prévu</u>
Rapport supplémentaire n°6 – Mars 2016				
RS 6-1	Rapport supplémentaire No.2, Section 1.8.2	Rapport des connaissances traditionnelles	T1 2016	Prévu

Présentations supplémentaires prévues pour Énergie Est (Révision 4) (suite)

N° de la pièce	Renvoi	Dépôt supplémentaire	Date cible de dépôt	État
RS 6-2	<ul style="list-style-type: none"> • Rapport supplémentaire No.3, section 1.8.2 • Rapport supplémentaire No.3, section 1.7.1 	Rapports de faisabilités sur les franchissements alternatifs sans tranchée et méthodes d'urgence du passage de la Rivière des Outaouais située sur le tronçon du Québec	T1 2016	Prévu
RS 6-3	Rapport supplémentaire No.4, section 1.9	Résumé des questions en suspens, des préoccupations et les réponses pour les communautés participantes	T1 2016	Prévu
RS 6-4	Rapport supplémentaire No.4, section 1.9.5	Résumé des questions en suspens, des préoccupations et les réponses pour les communautés Autochtones participantes	T1 2016	Prévu
Rapport supplémentaire n°7 – June 2016				
RS 7-1	Demande Volume 8, Guide de dépôt de l'ONÉ et prérequis, rubrique G4 (27 juin 2014)	Plans d'arpentage pour la construction avec des renseignements détaillés sur la propriété des terres	T2 2016	Prévu
RS 7-2	Demande Volume 1, Section 2.7.5 Demande Volume 5, Section 2.3	Plan de mesures correctives afin de résoudre les problèmes identifiés lors des inspections internes Confirmation de la réalisation du plan de mesures correctives mené au cours de la construction du Projet	T3 2017	Prévu

Table 1-3.1: Index des mises à jour de l'ÉES (cont'd)

Nom du volume	Nom de la section	N° de volume de l'ÉES dans la demande	N° du rapport supplémentaire	Titre de la section du rapport supplémentaire	N° du volume supplémentaire	N° du volume de l'ÉES
Évaluation des effets biophysiques – Est de l'Ontario	Section 3 – Environnement acoustique	2C2	1	RDT – Environnement acoustique (Projet)	Annexe Vol 5B	11
Évaluation des effets biophysiques – Est de l'Ontario	Section 4 – Ressources en eau de surface	2C2	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre RDT – Ressources en eau de surface (ON)	Annexe Vol 3 Annexe Vol 5B	9 11
Évaluation des effets biophysiques – Est de l'Ontario	Section 5 – Ressources en eau souterraine	2C2	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre	Annexe Vol 3	9
Évaluation des effets biophysiques – Est de l'Ontario	Section 6 – Poisson et habitat du poisson	2C2	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre RDT – Poisson et habitat du poisson (ON)	Annexe Vol 3 Annexe Vol 5B	9 11
Évaluation des effets biophysiques – Est de l'Ontario	Section 7 – Sols et terrain	2C2	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre RDT – Sols (ON)	Annexe Vol 3 Annexe Vol 5E	9 11
Évaluation des effets biophysiques – Est de l'Ontario	Section 8 – Végétation et milieux humides	2C2	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre RDT – Végétation et milieux humides (ON)	Annexe Vol 3 Annexe Vol 5B	9 11
Évaluation des effets biophysiques – Est de l'Ontario	Section 9 – Faune et habitat faunique	2C2	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre RDT – Faune et habitat faunique (Est de l'Ontario)	Annexe Vol 3 Annexe Vol 5B	9 11
Évaluation des effets biophysiques – QC	Section 1 – Introduction	2D	-	-	-	-
Évaluation des effets biophysiques – QC	Section 2 – Environnement atmosphérique	2D	-	RDT – Environnement atmosphérique construction (Projet)	Annexe Vol 5B	11
Évaluation des effets biophysiques – QC	Section 3 – Environnement acoustique	2D	1	RDT – Environnement acoustique (Projet)	Annexe Vol 5B	11
Évaluation des effets biophysiques – QC	Section 4 – Ressources en eau de surface	2D	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre	Annexe Vol 3	9
Évaluation des effets biophysiques – QC	Section 5 – Ressources en eau souterraine	2D	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre	Annexe Vol 3	9
Évaluation des effets biophysiques – QC	Section 6 – Poisson et habitat du poisson	2D	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre RDT – Poissons et habitat du poisson (Rapport)	Annexe Vol 3 Annexe Vol 5G1/ 5G2	9 11 (1/2, 2/2)
Évaluation des effets biophysiques – QC	Section 7 – Sols et terrain	2D	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre RDT – Sols et Terrain (Partie 1/13)	Annexe Vol 3 Annexe Vol 5F	9 11
Évaluation des effets biophysiques – QC	Section 8 – Végétation et milieux humides	2D	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre RDT – Milieux Humides RDT – Espèces floristiques d'intérêt pour la conservation	Annexe Vol 3 Annexe Vol 5F	9 11

Table 1-3.1: Index des mises à jour de l'ÉES (cont'd)

Nom du volume	Nom de la section	N° de volume de l'ÉES dans la demande	N° du rapport supplémentaire	Titre de la section du rapport supplémentaire	N° du volume supplémentaire	N° du volume de l'ÉES
Évaluation des effets biophysiques – QC	Section 9 – Faune et habitat faunique	2D	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre RDT – Ongulés RDT – Amphibiens et Reptiles RDT – Oiseaux Nicheurs RDT – Oiseaux de proie	Annexe Vol 3 Annexe Vol 5F	9 11
Évaluation des effets biophysiques – NB	Section 1 – Introduction	2E	–	–	–	–
Évaluation des effets biophysiques – NB	Section 2 – Environnement atmosphérique	2E	1	RDT – Environnement atmosphérique construction (Projet)	Annexe Vol 5B	11
Évaluation des effets biophysiques – NB	Section 3 – Environnement acoustique	2E	1	RDT – Environnement acoustique (Projet)	Annexe Vol 5B	11
Évaluation des effets biophysiques – NB	Section 4 – Ressources en eau de surface	2E	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre RDT – Ressources en eau de surface (NB) RDT – Drainage de la roche acide (NB)	Annexe Vol 3 Annexe Vol 5C Annexe Vol 5C	9 11 11
Évaluation des effets biophysiques – NB	Section 5 – Ressources en eau souterraine	2E	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre	Annexe Vol 3	9
Évaluation des effets biophysiques – NB	Section 6 – Poisson et habitat du poisson	2E	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre RDT – Poisson et habitat du poisson (NB)	Annexe Vol 3 Annexe Vol 5D	9 11
Évaluation des effets biophysiques – NB	Section 7 – Sols et terrain	2E	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre RDT – Sols (NB)	Annexe Vol 3 Annexe Vol 5E	9 11
Évaluation des effets biophysiques – NB	Section 8 – Végétation et milieux humides	2E	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre RDT – Végétation et milieux humides (NB)	Annexe Vol 3 Annexe Vol 5C	9 11
Évaluation des effets biophysiques – NB	Section 9 – Faune et habitat faunique	2E	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre TDR – Faune et habitat faunique	Annexe Vol 3 Annexe Vol 5C	9 11
Évaluation des effets socioéconomiques – AB	Section 1 - Introduction	3A	–	–	–	–
Évaluation des effets socioéconomiques – AB	Section 2 – Occupation humaine et exploitation des ressources	3A	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre RDT – Utilisation du territoire (AB)	Annexe Vol 3 Annexe Vol 5A	9 11
Évaluation des effets socioéconomiques – AB	Section 3 – Ressources patrimoniales	3A	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre	Annexe Vol 3	9
Évaluation des effets socioéconomiques – AB	Section 4 – Ressources paléontologiques	3A	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre	Annexe Vol 3	9
Évaluation des effets socioéconomiques – AB	Section 5 – Usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles	3A	1	Mise à jour de l'ÉES terrestre	Annexe Vol 3	9
Évaluation des effets socioéconomiques – AB	Section 6 – Emploi et économie	3A	–	–	–	–
Évaluation des effets socioéconomiques – AB	Section 7 – Infrastructure et services	3A	–	–	–	–
Évaluation des effets socioéconomiques – AB	Section 8 – Bien-être social et culturel	3A	–	–	–	–
Évaluation des effets socioéconomiques – AB	Section 9 – Santé humaine	3A	–	–	–	–

Table 1-3.1: Index des mises à jour de l'ÉES (cont'd)

N° du volume de l'ÉES	N° du volume de l'ÉES	N° du volume de l'ÉES	N° du volume de l'ÉES	N° du volume de l'ÉES	N° du volume de l'ÉES	N° du volume de l'ÉES
Plans de protection de l'environnement	Nouveau pipeline	8	2	PPE – Nouveau pipeline CTE – Hardisty (AB) CTE – Lakesend (AB) CTE – Monitor (AB) CTE – Oyen (AB) CTE – Cavendish (AB) CTE – Cromer Lateral (AB) CTE – Iroquois (ON) CTE – Alexandria (ON) CTE – Edmundston (NB) CTE – Grand Falls (NB) CTE – Plaster Rock (NB) CTE – Napadogon (NB) CTE – Cumberland Bay (NB) CTE – Hampton (NB)	Annexe Vol 3A Annexe Vol 3B	8 8
			<u>3</u>	EPP – Alexandria (QC) EPP – Lachute (QC) EPP – Mascouche (QC) (Part 2) EPP – Maskinongé (QC) EPP – Saint-Maurice (QC) (Part 2) EPP – Donnacona (QC) EPP – Lévis Latéral (QC) EPP – Montréal Latéral (QC) Tableau des mesures d'atténuation relatives aux ressources (Québec) – Français Ressource Specific Mitigation Tables (Québec) – English	Annexe Vol 3	<u>8</u>
Plans de protection de l'environnement	Pipeline de conversion	8	2	PPE – Pipeline de conversion	Annexe Vol 3A	8
<p>Notes :</p> <p>¹ La majorité du contenu de la demande et des rapports supplémentaires a été traduit en français et est disponible sur le site Web d'Énergie Est. Ces traductions n'ont pas été déposées auprès de l'ONÉ et n'apparaissent donc pas dans le tableau. Les seuls documents en français apparaissant dans le tableau sont ceux qui ont été initialement déposés en français auprès de l'ONÉ.</p> <p>A : Demande (déposée le 30 octobre 2014) SR1 : Rapport supplémentaire n° 1 (déposé le 30 janvier 2015) SR2 : Rapport supplémentaire N° 2 (déposé le 2 avril 2015) PPE : Plan de protection de l'environnement CTE : Carte-tracé environnementale</p>						

N° de référence	Exigences de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
2.	Fournir un exposé sur la capacité des installations en aval de recevoir les volumes additionnels qui seraient livrés.	<ul style="list-style-type: none"> Volume 3, sections 3.6 et 3.8 	
A.3.4 Questions financières			
1.	Preuves attestant que le demandeur est en mesure de financer les installations proposées.	<ul style="list-style-type: none"> Volume 3, section 4.2 	
2.	Estimation des incidences sur les droits pour la première année complète d'exploitation des installations.	<ul style="list-style-type: none"> Volume 3, section 2.4.1.4 – Droits indicatifs 	Sans objet. La méthode d'établissement des droits négociés est prévue dans les ententes de services de transport.
3.	Confirmation que les expéditeurs ont été informés du projet et de ses effets sur les droits, ainsi que leurs préoccupations et les plans mis de l'avant pour les résoudre.	<ul style="list-style-type: none"> Volume 3, section 2.1.1 – 2.2 Appel de soumissions, Droits négociés 	
<u>4.</u>	<u>Renseignements sur les coûts de cessation d'exploitation ainsi que sur les mécanismes de prélèvement et de mise de côté des fonds.</u>	<u>•</u>	
<u>54.</u>	Détails supplémentaires dans le cas des demandes qui ont une incidence importante sur les droits.	<ul style="list-style-type: none"> Volume 3, section 2.4 – Droits négociés 	
A.3.5 Approbation d'installations par des organismes de réglementation autres que l'ONÉ			
1.	Confirmer qu'ont été ou seront obtenues toutes les approbations par des organismes autres que l'ONÉ dont le demandeur a besoin pour respecter le calendrier de construction et la date prévue de mise en service et pour que les installations puissent être utilisées et utiles.	Volume 1, section 2.3 Volume 7, section 2.14	Rapport supplémentaire n° 3, Mise à jour relative au Projet et Errata, section 1.5.1, tableau 2-4 et Annexe 2-1.
2.	Si l'une des approbations visées en 1. ci-dessus devait être retardée, décrire où le processus en est rendu et fournir une estimation du moment où elle doit intervenir.		Sans objet

N° de référence	Exigences de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
P.5 Droits et tarifs			
1.	Description concise du réseau pipelinier et des activités réglementées, y compris une carte du réseau montrant les zones tarifaires et les régions de livraison.	<ul style="list-style-type: none"> Annexe Vol 3-3 : Tarif du pétrole – Règles et règlements Volume 3, section 2.4.1.4 : Droits indicatifs Volume 1, section 2, figure 2-1 	
2.	Exposer la méthode de conception des droits visée par la demande et fournir une justification de tout changement proposé.	<ul style="list-style-type: none"> Volume 3, section 2.4 : Droits négociés 	
3.	Tableau comparatif des revenus de l'année d'essai associés à chaque catégorie ou type de services, suivant les barèmes de droits en vigueur et ceux qui sont proposés.		Sans objet
4.	Décrire les révisions proposées au tarif, les justifier et fournir des tableaux comparatifs illustrant les changements proposés par rapport aux tarifs en vigueur.		<ul style="list-style-type: none"> Annexe Vol 3-3 : Tarif du pétrole – Règles et règlements

RUBRIQUE R – TRANSFERT DE PROPRIÉTÉ, CESSION OU PRISE À BAIL OU FUSION

N° de référence	Exigences de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
Compagnie se dessaisissant des installations			
1.	La nature de l'opération.	<ul style="list-style-type: none"> Volume 2, section 3 	
2.	Une carte indiquant le tracé du pipeline et les installations pertinentes en amont et en aval, ainsi que toute installation pipelinrière susceptible d'être laissée en plan par suite de l'opération.	<ul style="list-style-type: none"> Volume 1, sections 2.7.1 et 2.7.2 Volume 2, section 3.2 	
3.	La confirmation qu'une copie des documents a été remise aux nouveaux propriétaires de l'installation.		Une copie des documents sera remise aux nouveaux propriétaires à la date du transfert ou par la suite.
4.	Le montant estimatif de ce qu'il en coûtera pour cesser d'exploiter les installations.		Sans objet
<u>5.</u>	<u>Une proposition à l'égard du mécanisme de mise de côté des fonds en place en vue du financement de la cessation d'exploitation des installations.</u>		

N° de référence	Exigences de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
Compagnie se portant acquéreur des nouvelles installations			
1.	Le nom du nouveau propriétaire et exploitant du pipeline, y compris les coordonnées des personnes-ressources.	<ul style="list-style-type: none"> • Volume 2, section 3.1 • Volume 3, section 4.1 	
2.	Le coût historique, l'amortissement passé en charges et la valeur comptable nette de l'actif.	<ul style="list-style-type: none"> • Volume 2, section 4.4.1 	
3.	Le prix d'achat de l'actif.	<ul style="list-style-type: none"> • Volume 2, sections 3.3 et 3.4 	
4.	Description de l'utilisation à long terme prévue des installations.	<ul style="list-style-type: none"> • Demande 	
5.	Description de tout changement aux conditions des services fournis par le pipeline, y compris les effets prévus sur les droits.	<ul style="list-style-type: none"> • Volume 2, sections 4.4.3 et 4.5 	
6.	Un plan exposant en détail comment le demandeur obtiendra l'information ou les documents nécessaires pour entretenir et exploiter les installations en toute sécurité.		TransCanada recense et compile actuellement l'information et les documents nécessaires pour le transfert de l'actif, qui seront remis à Énergie Est à la date du transfert ou par la suite.
7.	<u>Une ébauche du mécanisme de mise de côté proposé (en précisant le nom du fiduciaire si une fiducie doit être créée)</u>	<ul style="list-style-type: none"> • Volume 1, section 2.19 	

Discipline	ZEL ²	ZER ³
Ressources en eaux souterraines	La ZEL est définie comme étant une zone qui s'étend sur 500 m de chaque côté de la ZIP.	Une zone qui s'étend à 5 km de chaque côté de la ZIP.
Poissons et habitat des poissons	La ZEL couvre 100 m en amont et 300 m en aval à partir de la ZIP des points de traversées de l'oléoduc <u>ou de routes d'accès aux cours d'eau.</u> <u>La ZEL des installations (p. ex., station de pompage, terminal de réservoirs) comprend tout cours d'eau ou plan d'eau dans une zone tampon de 30 m au-delà de la ZIP.</u>	Pour tous les cours d'eau ou plans d'eau dans la ZEL, la ZER s'étend à 15 km en amont et en aval à partir de la ZIP de chaque traversée de plans d'eau de l'oléoduc, de routes d'accès ou d'installations.
Sol et productivité du sol	La ZEL pour l'évaluation des effets du Projet sur les sols sera la ZIP.	Non défini parce que les effets du Projet sur les sols ne sont pas prévus au-delà de la ZEL.
Végétation et milieux humides	La ZEL s'étend à 100 m au-delà de la ZIP.	Zone qui s'étend à 15 km au-delà de la ZIP.
Faune et habitat faunique	Zone qui s'étend à 1 km au-delà de la ZIP.	Zone qui s'étend à 15 km au-delà de la ZIP.
Occupation humaine et utilisation des ressources	Utilisation des ressources du territoire Zone qui s'étend à 500 m au-delà de la ZIP. Utilisation des ressources marines Québec : La ZEL englobe tout le milieu marin entre les extrémités en amont et en aval du parc marin du Saguenay, dans l'estuaire du fleuve Saint-Laurent. Nouveau-Brunswick : LA ZEL englobe la ZIP et inclut le milieu marin à l'intérieur des limites du port de Saint-Jean.	Utilisation des ressources du territoire Zone qui s'étend à 15 km au-delà de la ZIP. Utilisation des ressources marines Québec : La ZER s'étend de l'extrémité des couloirs de navigation désignés au nord-est de l'extrémité ouest de l'Île d'Anticosti et au sud-ouest de l'extrémité est de l'Île d'Orléans. Nouveau-Brunswick : LA ZIP s'étend du sud-ouest à partir de l'extrémité des couloirs de navigation désignés (tout juste à l'extérieur du port de Saint-Jean) jusqu'à l'embouchure de la zone définie comme étant la baie de Fundy et s'étendra au nord-est de l'intérieur de la baie de Fundy (près du Parc provincial Cap Chignecto).
Ressources patrimoniales	Idem à la ZIP.	Non défini pour les ressources patrimoniales parce que le potentiel d'effets cumulatifs est déterminé au niveau provincial par les organismes de réglementation en matière de ressources patrimoniales.
Ressources paléontologiques	Zone qui s'étend à 500 m au-delà de la ZIP.	Non défini pour les ressources paléontologiques parce que le potentiel d'effets cumulatifs est déterminé au niveau provincial par les organismes de réglementation.

Tableau ONÉ 3.1b-1 : Sections et tronçons du pipeline non touchés par la modification

Nom des tronçons	Nom des sections	Longueur des sections ¹ (km)	Province	Catégorie
Tronçon de l'Alberta	Section Hardisty	56,556,6	AB	Nouvelle canalisation principale
	Section Lakesend	59,460	AB	
	Section Monitor	61,661	AB	
	Section Oyen	60,661	AB	
	Section Cavendish	42,942,6	AB	
		3,12,9	SK	
Tronçon des Prairies	Section McNeill	14,413,5	SK	Conversion
	Section Liebethal	59,160,3	SK	
	Section Gabri - Clinworth	54,352,6	SK	
	Section Stewart Valley Pennant	49,450,6	SK	
	Section Herbert	57,156,9	SK	
	Section Chaplin	59,960,6	SK	
	Section Caron	52,652,2	SK	
	Section Belle Plaine	53,152,4	SK	
	Section Regina	48,749	SK	
	Section Kendal	52,7	SK	
	Section Grenfell	56,957,1	SK	
	Section Whitewood	52,151,9	SK	
	Section Moosomin	2,81,9	SK	
		52,853,7	MB	
	Section Crandall	46,946,8	MB	
	Section Rapid City	52,249,5	MB	
	Section Wellwood	61,561,4	MB	
	Section Portage La Prairie	58,558,4	MB	
	Section Oakville - Cartier	55,255,1	MB	
	Section l'Île-des-Chênes	55,955,6	MB	
Section Spruce	64,163,3	MB		
Tronçon de l'Ouest de l'Ontario	Section Falcon Lake	18,118,2	MB	Conversion
		52,751,9	ON	
	Section Kenora	63,756,3	ON	
	Section Vermilion Bay	70,567,6	ON	
	Section Dryden	61,961	ON	
	Section Ignace	62,560,9	ON	
	Section Martin	69,867,8	ON	
Section Upsala	58,070,1	ON		

Tableau ONÉ 3.1b-1 : Sections et tronçons de l'oléoduc non touchés par la modification (suite)

Nom des tronçons	Nom des sections	Longueur des sections ¹ (km)	Province	Catégorie
Tronçon de l'Ouest de l'Ontario (suite)	Section Dog River	<u>72,581,1</u>	ON	
	Section Eagle Head	<u>66,857,3</u>	ON	
	Section Nipigon	<u>64,064,8</u>	ON	
	Section Jellicoe	<u>69,964,2</u>	ON	
Tronçon du Nord de l'Ontario	Section Geraldton	<u>47,572</u>	ON	Conversion
	Section Klotz Lake	<u>87,667,9</u>	ON	
	Section Hearst	<u>62,562,6</u>	ON	
	Section Calstock	68,9	ON	
	Section Mattice	<u>57,257</u>	ON	
	Section Kapuskasing	<u>62,462</u>	ON	
	Section Smooth Rock Falls	<u>71,769,2</u>	ON	
	Section Potter	<u>69,969,5</u>	ON	
	Section Ramore	<u>61,363,9</u>	ON	
	Section Kirkland Lake	<u>64,564,1</u>	ON	
	Section Halleybury	<u>63,663,8</u>	ON	
	Section Marten River	<u>68,167,6</u>	ON	
Tronçon du raccourci de North Bay	Section North Bay	<u>73,181,5</u>	ON	Conversion
	Section Mattawa	<u>67,674</u>	ON	
	Section <u>Deux-Rivières Mackey</u>	<u>77,567,9</u>	ON	
	Section Pembroke	<u>69,175,1</u>	ON	
	Section <u>Renfrew Stewartville</u>	<u>72,156,5</u>	ON	
	Section Stittsville	<u>71,375,2</u>	ON	
Tronçon de l'est de l'Ontario	Section Iroquois	<u>65,666,2</u>	ON	Nouvelle canalisation principale
	Section <u>Alexandria Glengarry</u>	<u>40,439,9</u>	ON	
Tronçon du Québec	Section St-André Est	<u>21,121</u>	QC	Nouvelle canalisation principale
	Section Lachute	<u>74,575,0</u>	QC	
	Section Mascouche	<u>75,475,2</u>	QC	
	Section Maskinongé	59,0	QC	
	Section <u>Saint-Maurice Trois-Rivières</u>	<u>76,576,4</u>	QC	
	Section Donnacona	54,5	QC	
	<u>Lévis</u>	<u>79,6</u>	<u>QC</u>	

Tableau ONÉ 3.1b-1 : Sections et tronçons de l'oléoduc non touchés par la modification (suite)

Nom des tronçons	Nom des sections	Longueur des sections ¹ (km)	Province	Catégorie
<u>Tronçon du Québec (suite)</u>	<u>L'Islet</u>	<u>47,4</u>	<u>QC</u>	<u>Nouvelle canalisation principale (suite)</u>
	<u>Saint-Onésime</u>	<u>50,3</u>	<u>QC</u>	
	<u>Picard</u>	<u>75,3</u>	<u>QC</u>	
	<u>Dégelis</u>	<u>10,9</u>	<u>QC</u>	
Tronçon du Nouveau-Brunswick	Section Edmundston	<u>62,460,9</u>	NB	Nouvelle canalisation principale
	Section <u>Grand-Falls Saint-Léonard</u>	<u>73,274,7</u>	NB	
	Section Plaster Rock	<u>60,871,4</u>	NB	
	Section <u>Napadogan Stanley</u>	<u>90,388,2</u>	NB	
	Section Cumberland	<u>63,455,5</u>	NB	
	Section Hampton	<u>64,460,8</u>	NB	
<p>Note :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Les renseignements sur le pipeline figurant dans le présent tableau proviennent du Rapport supplémentaire n° 1 (Mise à jour du Projet et Volume Errata, Sections 1 et 2). 2. Les renseignements figurant dans le présent tableau sont provisoires et continueront d'évoluer à mesure de la conception technique, de l'évaluation environnementale, de la participation de la part des communautés autochtones et des intervenants et des consultations réglementaires. 3. Le présent tableau vise à répondre à la demande ONÉ 3.1b) tout en reconnaissant que l'évaluation par Énergie Est des options est en cours et que le contenu éventuel de la modification sera précisé lors du dépôt du quatrième trimestre de 2015. 				

Tableau ONÉ 3.1b-2 : Installations de terminal et de comptage non touchées par la modification

Nom de l'installation	Emplacement	Province
Terminal de réservoirs Hardisty D	Zone industrielle existante à environ 3 km au sud-est de la ville d'Hardisty	AB
Batterie de compteurs Hardisty D	Situé dans le terminal de réservoirs Hardisty D	AB
Terminal de réservoirs de Moosomin	Environ 15 km au nord-est de la ville de Moosomin	SK
Batterie de compteurs Cromer	Adjacent à la station de pompage Cromer	MB
Station de comptage au point de livraison de Montréal	Zone industrielle existante près de Montréal au Québec	QC
Station de comptage au point de livraison de Lévis	Zone industrielle existante près de la Ville de Lévis	QC