



Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9

Demande d'Enbridge Pipelines inc.

Déposée auprès de l'Office national de l'énergie

Novembre 2012

VERSION NON OFFICIELLE



TABLE DES MATIÈRES

GLOSSAIRE	1
LISTE DE CONTRÔLE DE DÉPÔT	3
1. SOMMAIRE.....	15
1.1. Aperçu du Projet.....	15
1.2. Raison d'être du Projet	15
1.3. Mesure demandée	16
1.3.1. Approbation par des organismes de réglementation autres que l'ONÉ.....	16
2. DESCRIPTION DE PROJET.....	17
2.1. Composantes du Projet et des activités.....	17
2.1.1. Installations.....	17
2.1.1.1. Terminal de Sarnia.....	17
2.1.1.2. Relocation du densitomètre au poteau kilométrique KP 2989 (PM 1857)	17
2.1.1.3. Poste North Westover.....	17
2.1.1.4. Poste de Hilton	18
2.1.1.5. Poste Cardinal.....	18
2.1.1.6. Poste de Terrebonne.....	18
2.1.1.7. Terminal de Montréal.....	19
2.2. Plan d'ensemble du Projet	20
2.3. Calendrier du Projet.....	20
2.4. Coût du Projet.....	21
3. FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE, JUSTIFICATION ET SOLUTIONS DE RECHANGE	22
3.1. Faisabilité économique et justification.....	22
3.2. Solutions de rechange	24
4. CONSULTATION	25
4.1. CONSULTATION PUBLIQUE ET PARTICIPATION AUTOCHTONE.....	25
4.1.1. Principes et objectifs du programme de consultation	25
4.1.1.1. Responsabilité sociale de l'entreprise	25
4.1.1.2. Objectifs du programme de consultation publique	25
4.1.1.3. Conception du programme de consultation	25
4.2. Mise en œuvre d'un programme de consultation publique.....	26
4.2.1. Parties prenantes consultées.....	26

4.2.2.	Méthodes de consultation.....	28
4.2.3.	Envoi par la poste de trousse d'information	28
4.2.4.	Portes ouvertes.....	28
4.2.5.	Rencontres en personne et consultations.....	29
4.2.6.	Service de messagerie téléphonique sans frais et adresse courriel.....	30
4.2.7.	Site Web du Projet.....	30
4.2.8.	Résultats du programme de consultation	30
5.	PARTICIPATION DES AUTOCHTONES.....	31
5.1.	Principes et objectifs du programme de participation des Autochtones.....	31
5.2.	Élaboration et mise en œuvre du programme de participation des Autochtones	32
5.3.	Identification des collectivités autochtones.....	32
5.4.	Activités de participation des Autochtones.....	34
5.5.	Activités de participation des Autochtones en cours	35
5.6.	Principales observations et préoccupations.....	35
6.	NOTIFICATION DES TIERS COMMERCIAUX.....	36
7.	INGÉNIERIE	37
7.1.	Philosophie d'ingénierie	37
7.2.	Conception hydraulique.....	37
7.3.	Pompes et moteurs	38
7.4.	Réservoir d'équilibrage et tuyauterie connexe.....	39
7.4.1.	Description du confinement.....	40
7.4.2.	Volume de confinement.....	40
7.4.3.	Système de prévention de débordement	40
7.4.4.	Description du système de suppression	40
7.5.	Systèmes électriques.....	40
7.6.	Tuyauterie.....	40
7.7.	Compteurs	43
7.8.	Gares de racleurs	44
7.9.	Construction	44
7.10.	Renseignements sur la chaîne d'approvisionnement en matériel.....	44
8.	EXPLOITATION DU SYSTÈME.....	46
9.	COMMANDE DES SYSTÈMES DU PIPELINE	47
9.1.	Système de commande du pipeline.....	47
9.2.	Système de détection des fuites	47

10.	INTÉGRITÉ DU SYSTÈME	49
11.	ÉVALUATION DES INCIDENCES SOCIO-ÉCONOMIQUES ET ENVIRONNEMENTALES	50
12.	ÉCONOMIE	51
12.1.	Offre	51
12.2.	Questions relatives au transport	52
12.2.1.	Capacité du pipeline – Arrangements contractuels et appel de soumissions	52
12.2.2.	Débit	53
12.3.	Marchés	53
12.4.	Financement	53
13.	TERRAINS	54
14.	GESTION DE LA SÉCURITÉ	55
15.	GESTION DES URGENCES	56

LISTE DES FIGURES

Figure 2.2.1	Plan du Projet	20
Figure 3.1.1	Pétrole brut canadien et de la région de Bakken par rapport à celui du bassin atlantique	23
Figure 12.1.1	ACPP pétrole brut – Prévision, marchés et pipelines juin 2011	52

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 7.2.1	Propriétés du produit – Brut léger	37
Tableau 7.2.2	Propriétés du produit – Brut moyen	37
Tableau 7.2.3	Propriétés du produit – Brut lourd	37
Tableau 7.3.1	Pompes de réseau principal proposées	38
Tableau 7.3.2	Pompes de surcompression proposées au terminal de Sarnia	39
Tableau 7.4.1	Caractéristiques techniques de la tuyauterie d'équilibrage	39
Tableau 7.4.2	Caractéristiques techniques du réservoir d'équilibrage	40
Tableau 7.6.1	Caractéristiques techniques de la tuyauterie au terminal de Sarnia	40
Tableau 7.6.2	Caractéristiques techniques de la tuyauterie au poste North Westover	41
Tableau 7.6.3	Caractéristiques techniques de la tuyauterie au poste Hilton	42

Tableau 7.6.4 Caractéristiques techniques de la tuyauterie au poste de Cardinal	42
Tableau 7.6.5 Caractéristiques techniques de la tuyauterie au poste de Terrebonne.....	43
Tableau 7.6.6 Caractéristiques techniques de la tuyauterie au terminal de Montréal	43
Tableau 7.7.1 Compteurs de transfert de propriété proposés au terminal de Montréal.....	44

ANNEXES

- Annexe 1 – Documents d’entente
- Annexe 2 – Plans de terrains
- Annexe 3 – Politique de responsabilité sociale d’entreprise
- Annexe 4 – Rapport de consultation auprès des groupes d’intervenants
- Annexe 4a – Trousse d’information sur le Projet
- Annexe 4b – Invitation aux journées portes ouvertes de l’Ontario
- Annexe 4c – Invitation aux journées portes ouvertes du Québec
- Annexe 4d – Lettre de mise à jour aux parties prenantes, 25 septembre 2012
- Annexe 4e – Lettre de mise à jour aux parties prenantes, 2 novembre 2012
- Annexe 4f – Lettre aux municipalités de l’Ontario et du Québec
- Annexe 5 – Politique relative aux Autochtones et aux Amérindiens
- Annexe 6 – Résumé des activités de participation des Autochtones
- Annexe 7 – Évaluation technique du pipeline
 - *Appendice A de l’ET du pipeline - Carte*
 - *Appendice B de l’ET du pipeline – Gestion de la conformité et des risques du pipeline et évaluation des risques du pipeline*
- Annexe 8 – Évaluation technique des installations
- Annexe 9 – EISE – Partie 1
- Annexe 9 – EISE – Partie 2
- Annexe 9 – EISE – Partie 3 – Appendice A à C
- Annexe 9 – EISE – Partie 4 – Appendice D - Évaluation de l’environnement acoustique
- Annexe 10 - Règlement tarifaire révisé

GLOSSAIRE

ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
API	Automate programmable industriel
ART	Agent réducteur de traînée
bpj	Barils par jour
brl	Baril
CAEPLA	Canadian Association of Energy and Pipeline Landowner Associations
Canalisation 9A	Tronçon de 194 kilomètres de la canalisation 9 entre le terminal de Sarnia et le poste de North Westover
Canalisation 9B	Tronçon de 639 kilomètres de la canalisation 9 entre le poste de North Westover et le terminal de Montréal
Capacité annuelle	Capacité renouvelable du pipeline sur un an, en tenant compte des réductions liées à l'entretien normal et aux problèmes opérationnels courants, et en présumant une réduction nulle ou minimale de la capacité liée aux problèmes de proportionnalité
Collectivités autochtones	Premières nations consultées au sujet du projet
EFV	Entraînement à fréquence variable
EISE	Évaluation des incidences socio-économiques et environnementales
Enbridge	Enbridge Pipelines inc.
PPE	Plan de protection de l'environnement
EST	Entente de service de transport
IPC	Indicateur de la pression de canalisation
km	Kilomètre
Loi sur l'ONÉ	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
OPLA	Ontario Pipeline Landowners Association
m²	Mètre carré
m³	Mètre cube

GLOSSAIRE

Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
PIB	Produit intérieur brut
GUI	Interface graphique
PMS	Pression maximale de service
Politique	Politique concernant les Amérindiens et les Autochtones
Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9	Inversion du tronçon de 194 kilomètres qui se trouve entre le terminal de Sarnia et le poste de pompage de North Westover (« canalisation 9A ») en vertu de l'ordonnance XO-E101-010-2012
Projet	Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9
Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9	Proposition d'inverser un tronçon de la canalisation 9 entre North Westover et Montréal, et d'augmenter la capacité annuelle globale de la canalisation 9 entre Sarnia et Montréal
RPT-99	<i>Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres</i> de l'ONÉ
SBM	Système de bilan matière
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (système d'acquisition et de contrôle de données)
SIP	Surveillance informatique du pipeline
CSA Z662-11	Association canadienne de normalisation Z662-11 – <i>Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz</i>
Tarif révisé	Règlement tarifaire révisé pour la canalisation 9

LISTE DE CONTRÔLE DE DÉPÔT

Chapitre 3 – Information commune à toutes les demandes

N° de dépôt	Exigences de dépôt	Applicable? Références	Non applicable? Explication
3.1 Mesure demandée			
1.	Les exigences de l'article 15 des <i>Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie</i> , 1995.	1.3	
3.2 Objet de la demande ou du projet			
1.	La raison d'être du projet.	1.2	
3.3 Consultation			
3.3.1 Principes et buts du programme de consultation			
1.	La politique ou la vision de l'entreprise.	4.1.1	
2.	Les principes et les buts de la consultation pour le projet.	4.1.1	
3.	Une copie du protocole autochtone ainsi que des politiques et des principes relatifs à la collecte de renseignements sur l'usage de terres à des fins traditionnelles, si disponibles.	5.1, Annexe 5	
3.3.2 Conception du programme de consultation			
1.	La conception du programme de consultation et les facteurs qui l'ont influencée.	4.1.1.3	
3.3.3 Mise en œuvre du programme de consultation			
1.	Les résultats du programme de consultation.	4.2	
3.3.4 Justification de l'absence de consultation			
1.	Le demandeur doit justifier la raison pour laquelle il n'a pas jugé nécessaire de mettre en œuvre un programme de consultation pour le projet.		S.O.
3.4 Notification des tiers commerciaux			
1.	Confirmer que les tiers ont été notifiés.	6.0	
2.	Fournir des détails sur les préoccupations soulevées par les tiers.	6.0	
3.	Énumérer les tiers intéressés qui se sont déclarés comme tels et confirmer qu'ils ont reçu une notification.		S.O.
4.	Fournir une explication dans l'éventualité où la notification des tiers n'a pas été jugée nécessaire.		S.O.

Chapitre 4 – Articles 4.1 et 4.2 : Information commune aux projets concrets

N° de dépôt	Exigences de dépôt	Applicable? Références	Non applicable? Explication
4.1 Description du projet			
1.	Les éléments constitutifs du projet, les activités et les engagements connexes.	2.1	
2.	L'emplacement du projet et les critères employés pour déterminer le tracé ou le site.	2.1	
3.	Le mode et le calendrier d'exécution du projet.	2.3, 7.1, 7.9	
4.	La description des installations devant être construites par des tiers, nécessaires pour la réalisation des installations proposées.		S.O.
5.	Le montant estimatif des dépenses totales en immobilisations et des frais d'exploitation supplémentaires, et les changements aux coûts estimatifs d'abandon.	2.4	
6.	La date prévue de mise en service.	2.2	
4.2 Faisabilité économique, solutions de rechange et justification			
4.2.1 Faisabilité économique			
1.	Décrire la faisabilité économique du projet	3.1	
4.2.2 Solutions de rechange			
1.	Exposer la nécessité de réaliser le projet et les autres solutions de rechange réalisable sur le plan économique, et indiquer les raisons qui ont incité à opter pour le projet demandé plutôt que pour les autres options possibles.	3.1, 3.2	
2.	Décrire et justifier le choix du tracé et du site proposés, en incluant une comparaison des options évaluées sur la base des critères de sélection retenus.		S.O.
3.	Exposer les raisons soutenant le choix des méthodes de conception et de construction. S'il y a lieu, décrire les autres concepts et méthodes qui ont été évalués et expliquer pourquoi ils ont été rejetés.		S.O.
4.	Dans le cas des projets soumis à une évaluation environnementale en vertu de la <i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i> (LCÉE) pour lesquels il est pertinent d'examiner des « solutions de rechange » ou d'« autres moyens » de réaliser le projet, décrire ces solutions de rechange ou autres moyens dans l'évaluation des incidences socio-économiques ou environnementales (EISE).		S.O.
4.2.3 Justification			
1.	Fournir une justification du projet proposé.	3.1	

Guide A – A.1 Ingénierie

N° de dépôt	Exigences de dépôt	Applicable? Références	Non applicable? Explication
A.1.1 Détails sur la conception technique			
1.	Le type de fluide et sa composition chimique.	7.2	
2.	Les spécifications des tubes de canalisation.	7.4, 7.6	
3.	Les spécifications des installations de raclage.	7.8	
4.	Les spécifications des installations de compression ou de pompage.	7.3	
5.	Les spécifications des installations de réglage de la pression ou de comptage.	7.7	
6.	Les spécifications des réservoirs à liquides ou autres installations de stockage.	7.4	
7.	Les spécifications des installations du nouveau système de commande.	9.1, 9.2	
8.	Les spécifications des installations associées à une usine de traitement du gaz, à une usine de soufre ou à une usine de gaz naturel liquéfié.		S.O.
9.	La description technique des installations non mentionnées ci-dessus.		S.O.
10.	L'usage et les dimensions des bâtiments.	2.1.1	
11.	Si le projet concerne un nouveau système qui est une source essentielle d'approvisionnement en énergie, décrire les répercussions qu'aurait sur ce nouveau système la perte d'un élément critique.		S.O.
A.1.2 Principes de conception technique			
1.	La confirmation que les activités liées au projet respecteront les exigences de la plus récente version de la norme CSA Z662.	7.1	
2.	Fournir une note indiquant les annexes utilisées et leur objet.	9.2, Évaluation technique du pipeline 4.1, Évaluation technique des installations 3.6.2.1	
3.	Une déclaration confirmant le respect du RPT-99 et du <i>Règlement sur les usines de traitement (RUT)</i> .	7.1	
4.	Une liste des normes et codes principaux, y compris la version et la date de publication.	7.1	
5.	Une confirmation que le projet respectera tous les manuels pertinents de l'entreprise et que ces manuels sont conformes au RPT/RUT et aux normes et codes.	7.1	
6.	Si une partie du projet touche un réseau de transport de produits autres que des hydrocarbures, fournir un programme d'assurance de la qualité pour garantir que les matériaux conviennent à l'usage prévu.		S.O.

7.	Si une installation est assujettie à des conditions non expressément prévues dans la norme CSA Z662 : - une déclaration écrite de la part d'un ingénieur qualifié; - une description des plans de conception et mesures nécessaires pour protéger le pipeline.		S.O.
8.	Si un forage dirigé est nécessaire : - un rapport de faisabilité préliminaire; - une description du plan de secours.		S.O.
9.	Si de nouveaux matériaux sont utilisés, fournir, en format tabulaire, des renseignements sur la chaîne d'approvisionnement.	7.10	
10.	Si la réutilisation de matériaux est prévue, fournir une évaluation technique, conformément à la norme CSA Z662, indiquant le caractère approprié par rapport à l'usage prévu.		S.O.

A.1.3 Règlement sur les pipelines terrestres

1.	Les plans de conception, exigences techniques, programmes, manuels, procédures, mesures ou plans pour lesquels le RPT ou le RUT ne propose aucune norme.		S.O.
2.	Un programme d'assurance de la qualité si le projet n'est pas de type courant ou doit tenir compte d'exigences uniques attribuables à l'emplacement géographique.		S.O.
3.	Si des travaux de soudage sont effectués sur un pipeline de liquide dont le matériau contient un équivalent en carbone de 0,50 % ou plus et qui constitue une installation permanente : - les spécifications et procédés de soudage; - les résultats des essais d'agréments des procédés.		S.O.

Guide A – A.2 Évaluation des incidences socio-économiques et environnementales

N° de dépôt	Exigences de dépôt	Applicable? Références	Non applicable? Explication
A.2.5 Description du contexte environnemental et socio-économique			
1.	Cerner et décrire les contextes biophysique et socio-économique actuels de chaque élément (c.-à-d. les données de base) du lieu où le projet doit être réalisé.	4.1, 4.2, 4.3 de l'EISE	
2.	Décrire les éléments biophysiques ou socio-économiques de la zone d'étude qui revêtent de l'importance sur les plans écologique, économique ou humain et exigent une analyse plus détaillée compte tenu des résultats des consultations (le tableau A-1 contient des exemples). Lorsque les circonstances exigent des renseignements plus détaillés dans l'EISE, voir : i. Tableau A-2 – Exigences de dépôt pour les	4.0, 4.1, 4.2, 4.3, 5.0, Tableau 5-2a et Tableau 5-2b de l'EISE	

	éléments biophysiques; ou ii. Tableau A-3 – Exigences de dépôt pour les éléments socio-économiques.		
3.	Présenter des éléments de preuve (p. ex., renvois à des ouvrages scientifiques, connaissances des collectivités et connaissances traditionnelles, évaluations environnementales antérieures et rapports de surveillance) à l'appui : - de toutes les informations et données recueillies; - des analyses effectuées; - des conclusions tirées; - de tout jugement professionnel ou de toute expérience invoqués pour satisfaire aux exigences d'information, et les raisons pour expliquer l'importance accordée à ce jugement ou à cette expérience.	4.0, 4.1, 4.2, 4.3 5.0, 10.0 de l'EISE	
4.	Décrire les méthodes utilisées pour effectuer les relevés et les études (p. ex., touchant la faune, la flore, les espèces en péril ou à statut particulier, les sols, les ressources patrimoniales ou l'usage des terres à des fins traditionnelles et pour établir le contexte de base concernant l'environnement atmosphérique et acoustique) et en prouver le bien-fondé.	4.1.1.4, 4.2.5, Appendice D de l'EISE	
5.	Le demandeur doit consulter d'autres experts des ministères fédéraux, provinciaux ou territoriaux ou d'autres autorités compétentes au sujet des exigences relatives aux données de base et aux méthodes.	3.0, Tableau 3-1, 4.0 de l'EISE	
A.2.6 Évaluation des effets			
Recensement et analyse des effets			
1.	Décrire les méthodes employées pour prévoir les effets du projet sur les éléments biophysiques et socio-économiques, ainsi que les effets de l'environnement sur le projet.	5.0, Tableau 5-1 de l'EISE	
2.	Prévoir les effets associés au projet envisagé, y compris ceux que pourraient entraîner les activités de construction, d'exploitation, de désaffectation et de cessation d'exploitation ou qui se produiraient en cas d'accident et de défaillance, de même que les effets que l'environnement est susceptible d'exercer sur le projet. Si un élément biophysique ou socio-économique ou la composante valorisée d'un tel élément exige une analyse plus poussée (voir le tableau A-1), fournir l'information détaillée indiquée aux tableaux A-2 et A-3.	5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, 5.8, 5.9, 6.0, 7.0 de l'EISE	
Mesures d'atténuation des effets			
1.	Exposer les mesures d'atténuation standard et spécifiques proposées pour remédier aux effets du projet et leur pertinence, ou indiquer précisément les sections des manuels de l'entreprise où se trouvent les mesures d'atténuation voulues. Veiller à ce que les manuels auxquels il est fait référence soient à jour et déposés auprès de l'ONÉ.	Appendice C, Tableau C -1 de l'EISE N. B. Le tableau C-1 fournit des références précises au document EGC 2012 d'Enbridge.	
2.	Veiller à ce que les engagements à l'égard des mesures d'atténuation soient communiqués au	7.2 de l'EISE	

	personnel sur le terrain par l'entremise d'un plan de protection de l'environnement (PPE), en vue de leur mise en œuvre.		
3.	Décrire les plans et mesures pour pallier les effets potentiels découlant d'un accident ou d'une défaillance en cours de construction ou d'exploitation du projet.	7.0, 7.2, Tableau C-1 de l'EISE	
Évaluation de l'importance des effets			
1.	Après la prise en compte des mesures d'atténuation appropriées, recenser tous les effets résiduels du projet.	5.0, 5.5.3, 5.6.3 de l'EISE	
2.	Décrire la méthode et les critères employés pour déterminer l'importance des effets négatifs, notamment le point où un effet particulier sur une composante valorisée devient « important ».	5.0, Tableau 5-1 de l'EISE	
3.	Évaluer l'importance des effets environnementaux et socio-économiques résiduels négatifs en fonction des critères définis.	5.0, 5.5.3, 5.6.3 de l'EISE	
4.	Évaluer la probabilité que le projet ait des effets environnementaux et socio-économiques résiduels négatifs importants et prouver le bien-fondé des conclusions tirées.	5.0, 5.5.3, 5.6.3 de l'EISE	
A.2. 7 Évaluation des effets cumulatifs			
Détermination de la portée et analyse des effets cumulatifs			
1.	Relever les composantes valorisées pour lesquelles des effets résiduels sont prévus, et décrire et motiver les méthodes utilisées pour les prévoir, le cas échéant.	5.0 de l'EISE	
2.	Pour chaque composante valorisée pour laquelle des effets résiduels ont été cernés, décrire et justifier les limites spatiales et temporelles employées pour évaluer les effets cumulatifs potentiels.	5.0, 5.5.4, 5.6.4 de l'EISE	
3.	Relever les autres ouvrages ou activités qui ont été réalisés ou doivent l'être dans les limites spatiales et temporelles employées pour évaluer les effets cumulatifs.	5.0, 5.5.4, 5.6.4 de l'EISE	
4.	Déterminer si les effets de ces ouvrages ou activités passés ou futurs sont susceptibles de se répercuter sur les composantes valorisées dans les limites spatiales et temporelles définies.	5.0, 5.5.4, 5.6.4 de l'EISE	

5.	Dans le cas où d'autres ouvrages ou activités pourraient avoir des effets sur les composantes valorisées pour lesquelles le projet envisagé est susceptible d'avoir des effets résiduels, il faut pousser plus loin l'évaluation des effets cumulatifs, comme suit : - prendre en compte dans l'analyse les diverses composantes, étapes et activités associées au projet du demandeur qui pourraient interagir avec d'autres ouvrages ou activités; - décrire l'étendue des effets cumulatifs touchant les composantes valorisées; - si des connaissances ou une expérience professionnelles sont invoquées, expliquer dans quelle mesure on s'y est fié et préciser le raisonnement à l'appui des conclusions tirées ou des décisions prises.	5.0, 5.5.4, 5.6.4 de l'EISE	
Mesures d'atténuation des effets cumulatifs			
1.	Exposer les mesures d'atténuation générales et spécifiques, au-delà des mesures d'atténuation propres au projet déjà analysées, qu'il est techniquement et économiquement faisable d'appliquer pour remédier à tous les effets cumulatifs du projet.	S.O.	Aucun effet cumulatif important identifié pour le projet.
Évaluation de l'importance des effets cumulatifs par le demandeur			
1.	Après la prise en compte des mesures appropriées d'atténuation des effets cumulatifs, recenser les effets cumulatifs résiduels du projet.	5.5.4, 5.6.4 de l'EISE. Aucun effet cumulatif important identifié pour le projet.	
2.	Décrire les méthodes et les critères employés pour déterminer l'importance des effets cumulatifs résiduels négatifs, notamment le point où un effet cumulatif sur une composante valorisée devient « important ».	5.0, Tableau 5-1, Appendice A de l'EISE	
3.	Évaluer l'importance des effets cumulatifs résiduels négatifs en fonction des critères définis.	S.O.	Aucun effet cumulatif important identifié pour le projet.
4.	Évaluer la probabilité que le projet ait des effets environnementaux et socio-économiques cumulatifs résiduels négatifs et importants, et prouver le bien-fondé des conclusions tirées.	S.O.	Aucun effet cumulatif important identifié pour le projet.
A.2.8 Inspection, surveillance et suivi			
1.	Décrire les plans d'inspection visant à garantir le respect des engagements biophysiques et socio-économiques, tel qu'il est stipulé à l'article 27 du RPT-99.	7.0, 7.2 de l'EISE	
2.	Évaluer la nécessité d'assurer la surveillance des éléments sur lesquels le projet est susceptible d'avoir des répercussions.	Tableau C-1 de l'EISE	
3.	Déterminer s'il est nécessaire de réaliser des programmes de suivi propres à certains éléments, tel qu'il est stipulé dans la LCÉE, pour vérifier l'exactitude des conclusions de l'EISE et établir l'efficacité des mesures d'atténuation mises en œuvre, en particulier s'il s'agit de mesures novatrices ou non éprouvées ou si elles sont utilisées dans des zones vulnérables et	7.0 de l'EISE	

	fragiles.		
Tableau A-1 Circonstances et interactions exigeant des renseignements détaillés sur les éléments biophysiques et socio-économiques – Site du densitomètre au PK 2989,30			
Environnement physique et météorologique	Pas de changement dans l'environnement physique ou météorologique existant sur le site du densitomètre au PK 2989,30.		
Sol et productivité du sol	Le site du densitomètre au PK 2989,30 se trouve dans une emprise existante et se compose d'une récolte de maïs abondante dans la région immédiate. Les prospections pédologiques détaillées n'ont donc pas été complétées.		
Végétation	L'évaluation effectuée sur le site du densitomètre au PK 2989,30 a déterminé que la couverture végétale primaire se compose de maïs.		
Qualité de l'eau et quantité	La présence d'eaux de surface n'a été relevée ni sur le site du densitomètre au PK 2989,30 ni à proximité de celui-ci.		
Poisson et habitat du poisson	Aucun habitat du poisson ne se trouve sur le site du densitomètre au PK 2989,30 ni à proximité de celui-ci.		
Terres humides	La présence de terres humides n'a été relevée ni sur le site du densitomètre au PK 2989,30 ni à proximité de celui-ci.		
Faune et habitat faunique	L'habitat faunique se trouvant dans l'emprise sur le site du densitomètre au PK 2989,30 se compose de récolte de maïs, abondante dans la région immédiate. Les enquêtes détaillées sur la faune n'ont donc pas été terminées.		
Habitats d'espèces en péril ou d'espèces à statut particulier	Aucune espèce en péril ni aucun habitat relié ne sont susceptibles de se trouver sur le site du densitomètre au PK 2989,30 ou à proximité de celui-ci.		
Émissions atmosphériques	Aucun dépassement des limites provinciales concernant la qualité d'air sur le site du densitomètre au PK 2989,30.		
Émissions de gaz à effet de serre (GES)	Aucun dépassement des limites provinciales concernant la qualité d'air sur le site du densitomètre au PK 2989,30.		
Environnement acoustique	Aucun dépassement des limites acoustiques provinciales		

	recommandées sur le site du densitomètre au PK 2989,30.	
Occupation humaine et exploitation des ressources	Deux résidences sont situées à moins de 100 m du site du densitomètre au PK 2989,30.	
Ressources patrimoniales	Aucune ressource patrimoniale ne se trouve sur le site du densitomètre au PK 2989,30 ni à proximité de celui-ci.	
Usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles	L'usage de terres et de ressources à des fins traditionnelles n'a été relevé ni sur le site du densitomètre au PK 2989,30 ni à proximité de celui-ci.	
Bien-être socioculturel	Deux résidences situées à proximité du site du densitomètre au PK 2989,30 peuvent être affectées temporairement (poussière, bruit, trafic, etc.) pendant la construction sur ce site dans le cadre du projet.	
Santé humaine et aspects esthétiques	Deux résidences situées à proximité du site du densitomètre au PK 2989,30 peuvent être affectées temporairement (poussière, bruit, trafic, etc.) pendant la construction sur ce site dans le cadre du projet.	
Infrastructure et services	Ni l'infrastructure ni les services ne seront touchés par la construction et l'exploitation du site du densitomètre au PK 2989,30.	
Emploi et économie	Aucun changement dans l'emploi et l'économie ne se produira à la suite du projet sur le site du densitomètre au PK 2989,30. Une augmentation à court terme dans l'utilisation des ressources locales (nourriture, logement, matériaux de construction) pourrait survenir pendant la construction sur le site dans le cadre du projet.	

Guide A – A.3 Questions économiques

N° de dépôt	Exigence de dépôt	Applicable? Références	Non applicable? Explication
A.3.1 Approvisionnement			
1.	Une description de chaque produit.	7.2, 12.1	
2.	Un exposé sur toutes les sources d'approvisionnement potentielles.	12.1	
3.	Des prévisions de la capacité de production au cours de la durée de vie économique de l'installation.	12.2.1	

4.	Dans le cas de pipelines dont la capacité fait l'objet de contrats, une présentation des ententes contractuelles qui sous-tendent l'approvisionnement.	12.2.1.1	
A.3.2 Transport			
Capacité du pipeline			
1.	Dans le cas d'un agrandissement, fournir : - la capacité du pipeline avant et après l'agrandissement; - une justification du caractère approprié de l'agrandissement prévu.	12.2.1	
2.	Dans le cas d'un nouveau pipeline, fournir une justification du caractère approprié de la taille de l'expansion en tenant compte de l'alimentation disponible.		S.O.
Débit			
1.	Dans le cas de pipelines dont la capacité fait l'objet de contrats, fournir de l'information sur les ententes contractuelles.	12.2.1, 12.2.2	
2.	Pour tous les autres pipelines, fournir des prévisions des débits annuels prévus par type de produit, point de réception et point de livraison, au cours de la durée de vie économique de l'installation.		S.O.
3.	Si le projet entraîne une hausse de la capacité de débit, présenter : - les capacités théoriques et renouvelables des installations existantes et proposées par rapport aux besoins prévus; - les formules de calcul du débit et les données des calculs employées pour déterminer la capacité des installations proposées, ainsi que les hypothèses et les paramètres sous-jacents.	12.1, 12.2, 12.3	
4.	Si plusieurs types de produits sont transportés, fournir un exposé traitant de la séparation des produits, des questions de contamination potentielle et des effets sur les coûts.		S.O.
A.3.3 Marchés			
1.	Fournir une analyse du marché où chaque produit doit être utilisé ou consommé.	12.3	
2.	Fournir un exposé sur la capacité des installations en amont et en aval de recevoir les volumes additionnels qui seraient reçus ou livrés.	12.1, 12.3	
A.3.4 Questions financières			

1.	Preuves attestant que le demandeur est en mesure de financer les installations proposées.	12.4	
2.	Incidence sur les droits pour la première année complète d'exploitation des installations.		S.O.
3.	Confirmer que les expéditeurs ont été informés du projet et de ses effets sur les droits; indiquer leurs préoccupations et les plans mis de l'avant par l'entreprise pour y répondre.	12.2.1	
4.	Fournir des détails supplémentaires dans le cas des demandes qui ont une incidence importante sur les droits.		S.O.
A.3.5 Approbations 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.	1.3.1	
2.	Si l'une ou l'autre des approbations visées au point 1 ci-dessus devait être retardée, décrire où en est le processus connexe et fournir une estimation du moment où celle-ci devrait être accordée.		S.O.

Guide A – A.4 Renseignements sur les terres

N° de dépôt	Exigence de dépôt	Applicable? Références	Non applicable? Explication
A.4.1 Superficie			
1.	- La largeur de l'emprise et les endroits où la largeur varie. - Les emplacements et les dimensions de l'aire de travail temporaire connue et des schémas des dimensions types. - Les emplacements et les dimensions de tous les nouveaux terrains pour les installations.	13.0, Résumé de l'EISE	
A.4.2 Droits fonciers			
1.	Le type des droits fonciers qui devront être acquis dans le cadre du projet.	13.0	
2.	Les proportions relatives des biens-fonds le long du tracé proposé.	13.0	
3.	Tous droits fonciers existants nécessaires à la réalisation du projet.	13.0	
A.4.3 Processus d'acquisition de terrains			
1.	Le processus d'acquisition des terrains		S.O.
2.	Le calendrier d'acquisition et l'état actuel du processus d'acquisition des terrains.		S.O.
3.	Le statut de la signification des avis aux termes paragraphe 87(1) de la Loi sur l'ONÉ.		S.O.
A.4.4 Accords d'acquisition de terrains			
1.	Un exemple de chaque accord d'acquisition qui sera utilisé, conformément aux dispositions du paragraphe 86(2) de la Loi sur l'ONÉ.		S.O.
2.	Un exemple de tout accord proposé en fief simple, pour une aire de travail, sur l'accès aux terres ou autre.		S.O.
A.4.5 Avis signifiés conformément à l'article 87			
1.	Un exemple d'avis proposé pour signification à tous les propriétaires de terrains aux termes du paragraphe 87(1) de la Loi sur l'ONÉ.		S.O.
2.	La confirmation que tous les avis sont accompagnés d'un exemplaire de la publication de l'Office intitulée <i>La réglementation des pipelines au Canada : Guide à l'intention des propriétaires fonciers et du grand public</i> .		S.O.
A.4.5 Demande en vertu de l'article 58 à la suite d'une plainte			
1.	Les détails de la plainte et une attestation selon laquelle les travaux ou la construction proposés y feront suite.		S.O.

1. SOMMAIRE

1.1. Aperçu du projet

Enbridge Pipelines inc. (« Enbridge ») se propose d'inverser le sens d'écoulement d'un tronçon de la canalisation 9 qui se situe entre North Westover, en Ontario, et Montréal, au Québec et, en parallèle, d'augmenter la capacité annuelle globale de la canalisation 9 de Sarnia, en Ontario, jusqu'à Montréal pour répondre à la demande de ses clients sollicitant une capacité supérieure et un accès accru au pétrole brut nord-américain (« Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 » ou « Projet »). L'accroissement de l'approvisionnement des raffineries canadiennes en pétrole nord-américain à prix moindre présente des avantages tant pour l'industrie du raffinage que pour l'économie du Canada, de l'Ontario et du Québec.

La canalisation 9 est un pipeline existant d'Enbridge d'un diamètre de 762 mm (NPS 30) et d'une capacité actuelle approuvée d'environ 38 157 m³/jour (240 000 barils par jour [« bpj »]), qui s'étend de Sarnia à Montréal. La canalisation 9 a été mise en service en 1976 et s'écoulait vers l'est au départ. En 1999, le sens d'écoulement du pipeline a été inversé vers l'ouest à la suite de la procédure OH-2-97 de l'Office national de l'énergie (« Office » ou « ONÉ ») et en vertu de l'ordonnance XO-J1-34-97. Le pipeline transporte actuellement, vers l'ouest, du pétrole brut provenant de régions telles que la mer du Nord, l'Afrique occidentale et le Moyen-Orient.

Le 27 juillet 2012, l'ONÉ a approuvé la demande distincte d'Enbridge visant l'inversion d'un tronçon de 194 kilomètres de la canalisation 9 qui se trouve entre le terminal de Sarnia et le poste de pompage de North Westover (« Canalisation 9A ») en vertu de l'ordonnance XO-E101-010-2012. Enbridge demande maintenant l'approbation de l'ONÉ pour l'inversion d'un tronçon de 639 kilomètres de la canalisation 9 entre le poste de North Westover et le terminal de Montréal (« Canalisation 9B ») en s'appuyant sur un soutien commercial et les conditions de marché actuelles. De plus, Enbridge sollicite l'approbation de l'ONÉ afin d'augmenter la capacité annuelle de toute la canalisation 9 à environ 47 696 m³/jour (300 000 bpj) et de réviser le tarif de la canalisation 9 en vue d'y transporter du pétrole brut lourd.

L'inversion du sens d'écoulement de la Canalisation 9B sera principalement réalisée en modifiant les installations existantes. La capacité accrue sera atteinte grâce à l'ajout de pompes et de patins d'injection d'agent réducteur de traînée (« ART ») dans la canalisation 9 aux installations existantes d'Enbridge.

À l'exception de certaines aires de travail temporaires nécessaires à la construction d'un bâtiment de densitomètre près du poste de pompage de North Westover d'Enbridge, le Projet se développera sur les propriétés et les emprises existantes d'Enbridge. Les travaux au terminal de Sarnia, au poste de North Westover, au poste de Hilton, au poste de Cardinal (en Ontario) ainsi qu'au poste de Terrebonne et au terminal de Montréal (au Québec) comprennent la modification ou le remplacement de l'équipement en place et l'installation de pompes et de conduites à l'intérieur du périmètre des installations.

1.2. Raison d'être du projet

Le but de ce projet est de répondre aux demandes des raffineries de l'Est du Canada d'avoir accès à l'approvisionnement croissant et moins coûteux de la production de pétrole brut provenant de l'Ouest canadien et de la formation de Bakken, aux États-Unis.

1.3. Mesure demandée

Par la présente, Enbridge demande à l'ONÉ, en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie (Loi sur l'ONÉ)*, l'autorisation de réaliser le Projet.

Enbridge demande respectueusement les exemptions suivantes :

- a) une ordonnance, en vertu de l'article 58 de la *Loi sur l'ONÉ*, exemptant le Projet des dispositions de l'alinéa 30(1)b) et des articles 31, 33 et 47 de la *Loi de l'ONÉ*;
- b) l'approbation de la révision du règlement tarifaire pour la canalisation 9 en vertu de la partie IV de la *Loi de l'ONÉ*;
- c) toute autre exemption qu'Enbridge pourrait demander ou que l'Office pourrait juger appropriée en vertu de l'article 20 de la *Loi de l'ONÉ*.

1.3.1. Approbation par des organismes de réglementation autres que l'ONÉ

Toutes les approbations réglementaires d'organismes autres que l'ONÉ nécessaires pour le Projet seront mises en place avant le début de la construction du projet.

Toute correspondance supplémentaire concernant cette demande doit être adressée à :

Chantal Robert
Chef des affaires réglementaires
Enbridge Pipelines inc.
3000, 425 – 1st Street SW
Calgary AB T2P 3L8
Tél. : 403-718-3551
Téléc. : 403-767-3863

Margery Fowke
Conseillère principale en réglementation
Enbridge Pipelines inc.
3000, 425 – 1st Street SW
Calgary AB T2P 3L8
Tél. : 403-266-7907
Téléc. : 403-767-3863

Doug Crowther
Conseiller juridique
Fraser Milner Casgrain S.E.N.C.R.L.
15^e étage, Bankers Court
850 – 2nd Street SW
Calgary AB T2P 0R8
Tél. : 403 268 7000
Téléc. : 403 268 3100

2. DESCRIPTION DU PROJET

2.1. Composantes du projet et des activités

Ce qui suit décrit la portée physique du Projet. Un résumé de la portée est également présenté dans les documents d'entente (veuillez consulter l'annexe 1) et dans les plans de terrains (veuillez consulter l'annexe 2).

2.1.1. Installations

2.1.1.1. Terminal de Sarnia

- Installer une nouvelle unité de pompe principale de 2 237 kW (3 000 ch), y compris la nouvelle pompe, le moteur, la nouvelle fondation de la pompe, le nouvel équipement électrique et les câbles et les nouveaux instruments.
- Installer un nouveau mécanisme d'entraînement à fréquence variable de 2 237 kW (3 000 ch) pour le démarrage des moteurs de la pompe principale de la canalisation 9. Le nouveau mécanisme sera installé dans un nouveau bâtiment électrique (100 m² environ) sur le site.
- Ajuster le rotor et remplacer l'unité insérable de la volute sur une pompe principale existante.
- Installer de nouvelles conduites et des vannes pour se connecter à la nouvelle pompe principale.
- Remplacer les vannes sur les collecteurs 202, 203 et 204.
- Nouvelle canalisation du collecteur 202 jusqu'aux pompes de surcompression.
- Installer jusqu'à trois pompes de surcompression, à 261 kW (350 ch) selon les estimations, y compris les nouvelles pompes, les moteurs, les nouvelles fondations des pompes, le nouvel équipement électrique et les câbles et les nouveaux instruments.
- Installer de nouvelles conduites et des vannes pour se connecter aux nouvelles pompes de surcompression.
- Mise à niveau des systèmes électriques, au besoin.
- Installer le nouveau réservoir collecteur et le système de drainage.
- Installer les nouveaux patins d'injection d'ART.
- Travaux de génie civil, incluant l'excavation et le nivellement, au besoin.

2.1.1.2. Relocation du densitomètre au poteau kilométrique (PK) 2989 (poteau milliaire [PM] 1857)

- Installer un nouveau bâtiment de densitomètre (jusqu'à 50 m²) sur une emprise existante. Une aire de travail temporaire sera requise pendant l'installation.
- Installer le densitomètre délocalisé du PK 2993 (PM 1860) dans le nouveau bâtiment du densitomètre.

2.1.1.3. Poste de North Westover

- Installer une nouvelle unité de pompe principale de 2 237 kW (3 000 ch), y compris la nouvelle pompe, le moteur, les conduites d'aspiration et de refoulement, les vannes, la nouvelle fondation de la pompe, le nouvel équipement électrique et les câbles, et les nouveaux instruments.
- Augmenter l'empreinte au sol du bâtiment de pompage existant d'environ 171 m² à environ 300 m² pour accueillir la nouvelle unité de pompage.
- Ajuster le rotor et remplacer l'unité insérable de la volute sur deux pompes principales existantes.
- Installer de nouvelles conduites et des vannes de la zone des racleurs à la zone de pompage.

- Installer des rotors à haut débit sur les pompes principales.
- Remplacer la pompe existante et les vannes de la station.
- Remplacer les gares de réception de racleurs existantes (à destination et en provenance de Montréal).
- Installer un nouveau débitmètre.
- Installer les nouveaux patins d'injection d'ART.
- Travaux de génie civil, incluant l'excavation et le nivellement, au besoin.

2.1.1.4. Poste de Hilton

- Installer une nouvelle unité de pompe principale d'environ 2 237 kW (3 000 ch), y compris la nouvelle pompe, le moteur, les conduites d'aspiration et de refoulement, les vannes, la nouvelle fondation de la pompe, le nouvel équipement électrique et les câbles et les nouveaux instruments.
- Augmenter l'empreinte au sol du bâtiment de pompage existant d'environ 171 m² à environ 300 m² pour accueillir la nouvelle unité de pompage.
- Ajuster le rotor et remplacer l'unité insérable de la volute sur deux pompes principales existantes.
- Installer de nouvelles conduites et des vannes de la zone des racleurs à la zone de pompage.
- Retirer les anciennes conduites de dérivation et installer les nouvelles conduites au nouvel emplacement.
- Installer des rotors à haut débit sur les pompes principales.
- Remplacer la pompe existante et les vannes de la station.
- Installer un nouveau débitmètre.
- Installer les nouveaux patins d'injection d'ART.
- Travaux de génie civil, incluant l'excavation et le nivellement, au besoin.

2.1.1.5. Poste de Cardinal

- Installer une nouvelle unité de pompe principale de 2 237 kW (3 000 ch), y compris la nouvelle pompe, le moteur, les conduites d'aspiration et de refoulement, les vannes, la nouvelle fondation de la pompe, le nouvel équipement électrique et les câbles et les nouveaux instruments.
- Augmenter l'empreinte au sol du bâtiment de pompage existant d'environ 171 m² à environ 300 m² pour accueillir la nouvelle unité de pompage.
- Ajuster le rotor et remplacer l'unité insérable de la volute sur deux pompes principales existantes.
- Installer de nouvelles conduites et des vannes de la zone des racleurs à la zone de pompage.
- Retirer les anciennes conduites de dérivation et installer les nouvelles conduites au nouvel emplacement.
- Installer des rotors à haut débit sur les pompes principales.
- Remplacer la pompe existante et les vannes de la station.
- Installer un nouveau débitmètre.
- Installer les nouveaux patins d'injection d'ART.
- Travaux de génie civil, incluant l'excavation et le nivellement, au besoin.

2.1.1.6. Poste de Terrebonne

- Installer un nouveau densitomètre complet avec la pompe de densitomètre et l'instrumentation dans un bâtiment d'instrumentation existant.

- Installer une nouvelle conduite et des vannes.
- Travaux de génie civil, incluant l'excavation et le nivellement, au besoin.

2.1.1.7. Terminal de Montréal

- Installer une nouvelle conduite et des vannes.
- Installer une nouvelle vanne de régulation de la livraison de pression.
- Remplacer les gares de réception de racleurs existantes.
- Installer deux nouveaux compteurs parallèles de collecteurs près de l'aire des pompes de surcompression.
 - Chaque nouveau collecteur inclura :
 - quatre compteurs;
 - quatre crépines;
 - des vannes;
 - une nouvelle conduite pour le raccordement à l'égaliseur existant.
- Remplacer les gares de réception de racleurs existantes et la conduite de l'égaliseur.
- Installer de nouvelles conduites collectrices en aval du compteur du collecteur.
 - La conduite du collecteur inclura :
 - des vannes ainsi que le régulateur de débit;
 - une nouvelle conduite pour relier le compteur du collecteur à la ligne de canalisation.
- Installer un nouveau réservoir de surpression.
- Installer des soupapes de surpression et une conduite pour les relier au nouveau réservoir de surpression.
- Installer un nouveau bâtiment d'instruments de transfert de propriété (jusqu'à 50 m²).
- Installer une nouvelle pompe de puisard afin de pomper le liquide du réservoir de surpression et le renvoyer à la canalisation 9 principale.
- Travaux de génie civil, incluant l'excavation et le nivellement, au besoin.

2.2. Plan d'ensemble du Projet



Figure 2.2.1 Plan du Projet

2.3. Calendrier du Projet

Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, la construction du Projet devrait débuter au quatrième trimestre de 2013, et se terminer d'ici la fin du deuxième trimestre de 2014.

Avant le début des travaux de construction, les permis municipaux devront être obtenus pour le Projet. Deux types de permis municipaux sont requis : des permis d'aménagement et des permis de construction. L'entreprise obtiendra d'abord les permis d'aménagement. Le délai approximatif pour ces permis, de la demande à l'approbation, est de quatre à six semaines. Après la délivrance des permis d'aménagement, il faut obtenir les permis de construction pour chaque nouveau bâtiment ou pour chaque bâtiment existant à modifier dans le cadre du Projet. Les municipalités délivrent les permis de construction dans un délai d'environ quatre à six semaines.

1 **2.4. Coût du Projet**

2 Le coût en capital pour exécuter l'ensemble du Projet est d'environ 129 millions de dollars. Les frais
3 d'exploitation seront déterminés sur une base annuelle.

4 Compte tenu de l'ampleur du Projet, l'incidence sur les estimations des frais d'abandon d'Enbridge serait
5 négligeable. Conformément à la décision RH-2-2008 de l'ONÉ, les frais d'abandon estimatifs d'Enbridge
6 feront l'objet d'examens réguliers (au moins tous les cinq ans) et seront mis à jour en conséquence.
7 L'effet combiné de l'ensemble des projets d'Enbridge sera inclus dans cette mise à jour et ce classement
8 périodiques.

9

VERSION NON OFFICIELLE

3. FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE, JUSTIFICATION ET SOLUTIONS DE RECHANGE

3.1. Faisabilité économique et justification

Le Projet a été lancé en réponse aux demandes exprimées par les raffineries de l'Est du Canada afin d'avoir accès aux approvisionnements croissants et plus économiques de pétrole brut provenant de l'Ouest canadien et de la région de Bakken aux É.-U.

Pour appuyer le Projet, Enbridge a présenté un appel de soumissions officiel ayant force exécutoire en mai et juin 2012, visant les expéditeurs prêts à conclure une entente de services de transports (EST) à long terme, les engageant à expédier sur une base obligatoire. Les expéditeurs avaient la possibilité de souscrire à des capacités de transport pour 10 ans avec une option de renouvellement de cinq ans.

À la clôture de l'appel de soumissions, Enbridge avait reçu des EST signés par trois contreparties ayant des intérêts dans le secteur du raffinage dans l'Est du Canada, représentant un engagement de volume total supérieur à la capacité garantie offerte initialement pour le Projet. En raison de la demande du marché pour une capacité garantie sur le Projet, Enbridge a adapté son offre de capacité pour absorber 275 000 bpj des engagements demandés, sous réserve des approbations réglementaires, tout en assurant un espace minimum de 25 000 bpj pour des volumes ponctuels ou sans engagement préalable. La capacité annuelle de la canalisation 9 sera de 300 000 bpj.

Inverser le sens de l'écoulement de la canalisation 9 donnera aux producteurs de l'Ouest canadien et de Bakken aux É.-U l'accès au marché du raffinage au Québec, tout en réduisant la dépendance des raffineurs de la province à l'égard du pétrole brut provenant de régions où la production est en baisse ou l'approvisionnement, incertain. Une fois l'inversion réalisée, une partie de l'approvisionnement du bassin atlantique sera remplacé par le pétrole brut de l'Ouest canadien et de Bakken aux É.-U, dont le prix fixé, ces 20 derniers mois, est nettement inférieur aux approvisionnements en pétrole brut provenant du bassin atlantique (Bloomberg L.P. 2012).

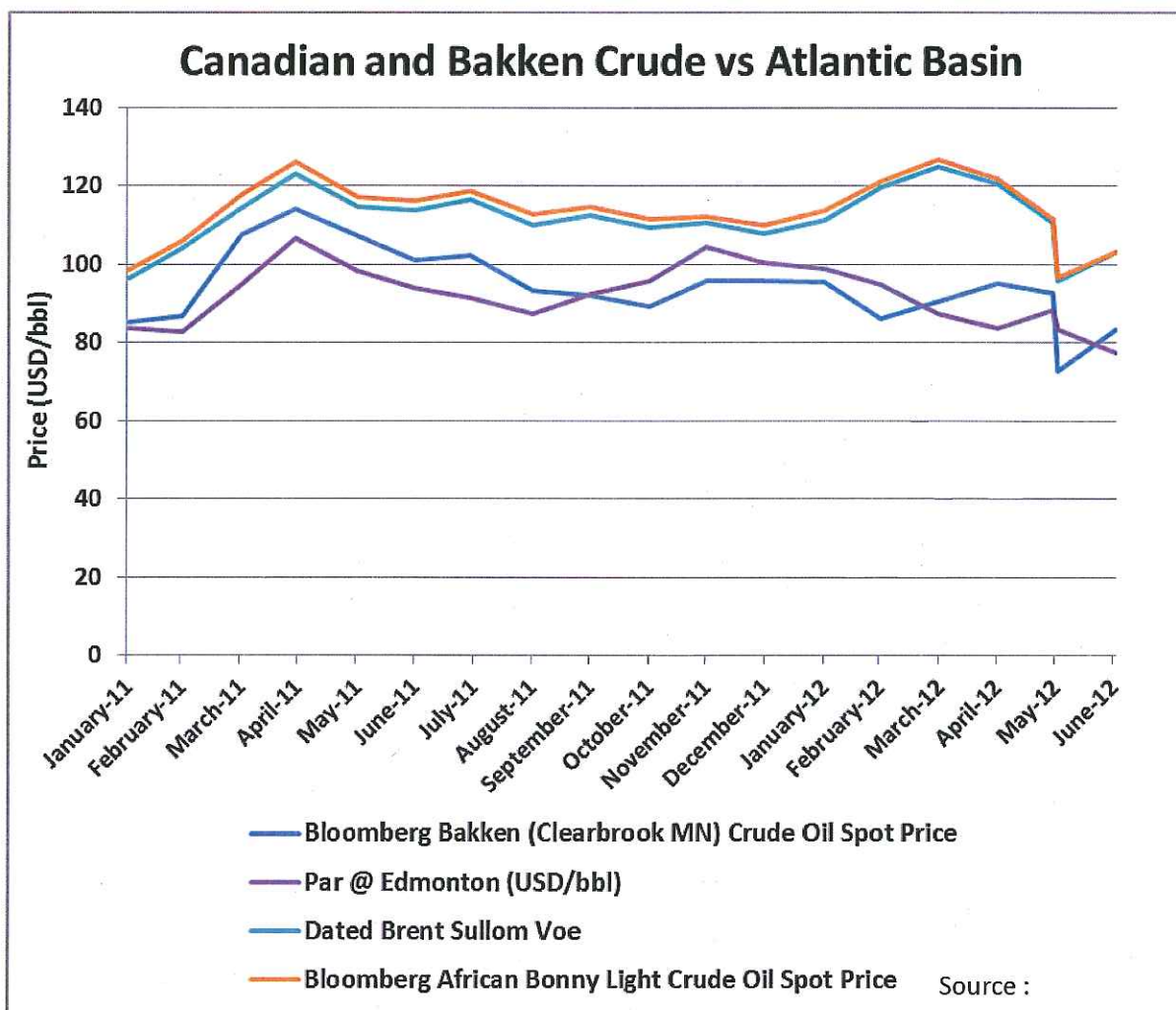


Figure 3.1.1 Pétrole brut canadien et de la région de Bakken par rapport à celui du bassin atlantique

Voici les autres avantages associés au Projet.

- Le Projet permet aux raffineries situées au Québec de s'approvisionner en pétrole brut plus économique provenant de l'Ouest canadien et de la région de Bakken aux É.-U, accroissant ainsi la capacité concurrentielle de ces raffineries. Les raffineries devraient réaliser des économies de coûts d'environ 23 G\$ au cours des 30 prochaines années grâce au Projet.
- Au cours des 30 prochaines années (de 2013 à 2043), le Projet devrait entraîner des avantages socio-économiques tels que :
 - répercussions sur le produit intérieur brut canadien (PIB) d'environ 25 G\$, en tenant compte de la totalité des effets multiples du projet;
 - augmentation du revenu du travail d'environ 350 M\$, essentiellement en Ontario et au Québec;
 - augmentation de l'emploi d'environ 5 500 années-personnes, essentiellement en Ontario et au Québec.

- Les répercussions cumulatives sur l'environnement et les parties prenantes seront restreintes du fait que le projet met à profit les installations et les emprises actuelles.

3.2. Solutions de rechange

Enbridge est d'avis que ce projet représente la démarche la plus économique et la plus efficace pour répondre à la demande de ses clients, puisqu'il s'agit de l'inversion d'un actif d'Enbridge sur une emprise actuelle. L'ONÉ a déjà convenu qu'il est judicieux d'utiliser une capacité pipelinière actuelle, mais sous-utilisée, telle que la capacité de la canalisation 9¹. Au cours des trois dernières années (de 2009 à 2011), le débit dans la canalisation 9 n'atteignait en moyenne que 10 175 m³/j (64 000 bpi) et en définitive, à moins d'inverser la canalisation 9B, celle-ci serait inutilisée par suite de l'inversion de la canalisation 9A. Par conséquent, aucune autre solution de rechange n'a été envisagée.

¹ [NEB Letter Decision OH-005-2011](#), Enbridge Pipeline Inc. Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9, 27 juillet 2012, p 5.

4. CONSULTATION

4.1. CONSULTATION PUBLIQUE ET PARTICIPATION AUTOCHTONE

4.1.1. Principes et objectifs du programme de consultation

4.1.1.1. Responsabilité sociale de l'entreprise

Enbridge accorde de l'importance à la sécurité de ses employés et du public, à un environnement propre et sain, et à des collectivités vigoureuses et dynamiques. Elle s'engage à préserver ces valeurs essentielles par des activités socialement responsables et un engagement auprès des collectivités.

De plus, Enbridge a adopté de nombreuses politiques et pratiques en matière de responsabilité sociale, élaborées selon les principes directeurs suivants :

- établir des relations durables avec les partenaires;
- agir de façon éthique et responsable;
- répondre aux besoins des collectivités, des investisseurs, des gouvernements, des employés et autres.

La politique de responsabilité sociale d'entreprise d'Enbridge (veuillez consulter l'annexe 3) reconnaît la valeur et l'importance des consultations publiques et considère la participation des partenaires comme un élément clé d'une pratique commerciale saine.

4.1.1.2. Objectifs du programme de consultation publique

Le programme de consultation publique propre au Projet a été conçu et mis en œuvre pour assurer que toutes les parties concernées participaient dès le début et avait reçu des renseignements complets et ponctuels concernant le projet. De plus, le programme de consultation pour le Projet a été conçu pour s'assurer que les parties intéressées avaient la possibilité de présenter des commentaires, des questions ou des préoccupations, et, si elles le veulent, de rencontrer en personne des représentants d'Enbridge pour discuter des enjeux ou obtenir plus de renseignements.

4.1.1.3. Conception du programme de consultation

Pour la conception du programme de consultation publique, Enbridge a d'abord évalué les répercussions éventuelles du Projet afin de déterminer les niveaux et les secteurs d'intérêt public. Enbridge a aussi pris en considération le tout dernier processus de consultation visant la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 et l'intérêt plus général formulé par des groupes d'intervenants et des personnes qui ne sont pas directement touchés par le projet.

De plus, Enbridge a aussi tenu compte de la nature et du type de travaux à réaliser dans le cadre de la construction et de l'exploitation du Projet. Les facteurs pris en compte sont les suivants.

- Exception faite d'une aire de travail temporaire requise pour l'aménagement d'une nouvelle installation pour le densitomètre près du poste de North Westover d'Enbridge, les travaux dans le cadre du Projet auront lieu sur les propriétés et emprises actuelles d'Enbridge.
- Très peu de travaux de construction seront nécessaires aux installations actuelles d'Enbridge. En ce qui concerne les travaux au terminal de Sarnia, aux stations de North Westover, au poste

de Hilton, à la station de Cardinal, au poste de Terrebonne et au terminal de Montréal, le Projet prévoit la modification ou le remplacement d'équipement existant et l'installation de conduites à l'intérieur du périmètre des installations.

- La majorité des parties prenantes ne se rendra pas compte de l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation et de l'augmentation de la capacité, sans changement de la pression maximale d'exploitation, car le pipeline est déjà en place et les inconvénients associés à la construction (bruit, poussière, circulation et déplacement d'équipement) devraient être temporaires et mineurs.

Le programme de consultation pour le Projet est complémentaire au programme de sensibilisation du public déjà en place pour les activités pipelinières actuelles d'Enbridge dans le secteur. Le programme de sensibilisation du public existant prévoit, au moins une fois tous les trois ans, des entretiens personnels et directs avec les propriétaires fonciers et les occupants le long de l'emprise pipelinière actuelle d'Enbridge. Au cours de ces discussions, Enbridge fournit des renseignements pertinents pour les personnes qui possèdent un terrain où traverse un pipeline ou y résident, notamment sur la sûreté et l'intégrité des pipelines; les procédures d'urgence, les pratiques de protection de l'environnement d'Enbridge, et des renseignements généraux au sujet des conséquences juridiques liées au fait de posséder une propriété traversée par un pipeline. En contrepartie, les propriétaires fonciers, les locataires et le public touché peuvent profiter de l'occasion pour soulever des préoccupations ou poser des questions concernant les activités pipelinières. Bon nombre de ceux et celles qui habitent et qui travaillent à proximité de l'emprise pipelinière connaissent Enbridge en raison de ce programme de communication continue.

4.2. Mise en œuvre d'un programme de consultation publique

4.2.1. Parties prenantes consultées

Au tout début du processus de planification du Projet, les groupes et les personnes susceptibles d'être touchés (énumérés ci-dessous) ont été identifiés, et les niveaux et les méthodes de consultation appropriés ont été convenus pour chacun.

- Les propriétaires fonciers, locataires et résidents directement touchés le long de l'emprise pipelinière actuelle.
- Les agglomérations et les municipalités adjacentes ou près de couloir de pipeline ou des installations pipelinières actuelles, entre autres :
 - Ville de Belleville
 - Ville de Brockville
 - Ville de Burlington
 - Ville de Cambridge
 - Ville de Cornwall
 - Ville de Etobicoke
 - Ville de Hamilton
 - Ville de Kingston
 - Ville de London
 - Ville d'Oshawa
 - Ville de Pickering
 - Ville de Quinte Ouest
 - Ville de Sarnia
 - Ville de Scarborough
 - Ville de Toronto
 - Ville de Mississauga
 - Comté de Leeds et Grenville – Canton de Leeds and Thousand Islands
 - Front of Yonge
 - Comté de Lambton
 - Comté de Lennox and Addington
 - Canton Loyalist
 - Comté Middlesex
 - Comté de Frontenac
 - Comté d'Halton
 - Comté de Lennox and Addington
 - Comté de Northumberland
 - Comté d'Ontario
 - Comté d'Oxford

- Canton Loyalist
- Municipalité de Brighton
- Municipalité de Lambton Shores
- Municipalité de North Middlesex
- Municipalité de Port Hope
- Municipalité de Tweed
- Municipalité de Centre Hastings
- Municipalité de Clarington
- Municipalité de Strathroy-Caradoc
- Municipalité de Thames Centre
- Municipalité régionale de Durham
- Municipalité régionale de Halton
- Ville d'Alexandria
- Ville d'Ajax
- Ville de Bowmanville
- Ville de Deseronto
- Ville de Greater Napanee
- Ville de Milton
- Ville d'Oakville
- Ville de Plympton-Wyoming
- Ville de Shelburne
- Ville de Whitby
- Canton d'Augusta
- Canton d'Adélaïde Metcalfe
- Canton d'Alnwick-Haldimand
- Canton de Clarke
- Canton de Cornwall
- Canton de Cramahe
- Canton de Darlington
- Canton de Dawn Euphemia
- Canton d'East Hawkesbury
- Canton d'East Whitby
- Canton d'East Zorra-Tavistock
- Canton d'Edwardsburg/Cardinal
- Canton d'Elizabethtown
- Canton d'Ernestown
- Canton de Lancaster
- Canton de Leeds and the Thousand Islands
- Canton de Lansdowne
- Canton de Matilda
- Canton de Murray
- Canton de North Dumfries
- Canton de North Glengarry
- Canton de North York
- Canton d'Osnabrock
- Canton de Pittsburgh
- Canton de Richmond
- Canton de Sidney – Ville de Quinte West
- Canton de South Dundas
- Canton de South Glengarry
- Canton de South Stormont
- Canton de St. Clair
- Canton de Thurlow
- Canton de Tyendinaga
- Canton de Warwick
- Canton de Whitby
- Canton de Williamsburg
- Village de Point Edward
- Ville de Laval
- Ville de Mirabel
- Ville de Montréal
- Ville de Montréal-Est
- Ville de Rigaud
- Ville de Terrebonne
- Ville de Pointe-Fortune
- Ville de Saint-Clet
- Ville de Saint Janvier-de-Joly
- Ville de Saint-André-D'Argenteuil
- Ville de Sainte-Anne-des-Plaines
- Ville de Sainte-Justine-de-Newton
- Municipalité de Très-Saint-Rédempteur

1 • Certains ministères fédéraux et provinciaux, des députés fédéraux, des députés de l'Assemblée
2 législative de l'Ontario, des députés de l'Assemblée nationale du Québec, les maires et les
3 conseils de municipalités touchées par les travaux que propose le Projet.

4 • Autorités responsables de la protection de l'environnement :

- 5 ○ Office de protection de la nature de la région de St. Clair;
- 6 ○ Office de protection de la nature de la rivière Grand;
- 7 ○ Office de la protection de la nature de Hamilton;
- 8 ○ Société d'aménagement de la rivière Nation-Sud;
- 9 ○ Office de la protection de la nature de la région de Raisin.

- Associations de propriétaires fonciers :
 - Canadian Association of Energy and Pipeline Landowner Associations (CAEPLA);
 - Ontario Pipeline Landowners Association (OPLA).

4.2.2. Méthodes de consultation

Les méthodes utilisées pour mettre sur pied le programme de consultation ont été établies selon le groupe d'intervenants touchés, en fonction des répercussions éventuelles que pourrait avoir le Projet sur un groupe, ainsi que des attentes des intéressés de la région. Plusieurs activités organisées dans le cadre du programme de consultation pour le Projet se poursuivent, notamment : des envois par la poste de trousse d'information, des journées portes ouvertes, des publicités diffusées dans les journaux, des visites en personne, du matériel de communication tel que les fiches de renseignements, la création d'un site Web de Projet, un service de messagerie téléphonique sans frais, et la diffusion des mises à jour du Projet. Le programme de consultation publique se poursuit et l'information contenue dans le rapport de consultation auprès des groupes d'intervenants (annexe 4) présente les activités de consultation jusqu'au 6 novembre 2012.

4.2.3. Envoi par la poste de trousse d'information

- Enbridge a distribué à 2 652 propriétaires fonciers et autres parties prenantes le long de l'emprise de la canalisation 9 des trousse d'information destinées à présenter le Projet proposé et indiquant comment communiquer leurs préoccupations à Enbridge ou à l'ONÉ (17 mai 2012) (veuillez consulter l'annexe 4a).
- Les invitations aux journées portes ouvertes ont été postées aux parties prenantes en Ontario le 28 mai 2012 (veuillez consulter l'annexe 4b).
- Les invitations aux journées portes ouvertes ont été postées aux parties prenantes au Québec, le 11 septembre 2012 (veuillez consulter l'annexe 4c).
- Des lettres de mise à jour présentant la modification de la portée du projet d'accroissement de la capacité proposée ont été postées aux parties prenantes de l'Ontario et du Québec, le 25 septembre 2012 (veuillez consulter l'annexe 4d).
- Une lettre de mise à jour présentant la modification proposée de capacité de l'emprise de la canalisation 9 a été postée aux parties prenantes le long l'emprise le 2 novembre 2012 (veuillez consulter l'annexe 4e).
- Une lettre a été envoyée aux municipalités le long de l'emprise de la canalisation 9 en réponse à une lettre du 22 octobre 2012 d'Environmental Defence traitant de nombreux enjeux, notamment l'intégrité du pipeline, les produits qui seront expédiés dans le pipeline inversé, et la sûreté. La lettre a été envoyée aux municipalités de l'Ontario le 19 novembre 2012, et aux municipalités du Québec le 22 novembre 2012 (retard dû au délai accordé pour la traduction) (veuillez consulter l'annexe 4f).
- Des lettres de mise à jour seront rédigées régulièrement afin d'informer les parties prenantes sur l'état d'avancement du Projet jusqu'à la construction et à la mise en service.

4.2.4. Portes ouvertes

Des journées portes ouvertes ont eu lieu à cinq emplacements en Ontario les 11 et 18 juin 2012 : Port Hope, Corbyville, Gananoque, Maitland et Martintown. Les journées portes ouvertes ont été annoncées dans les journaux locaux deux semaines avant l'activité. Le nombre de participants variait entre 8 et 26 personnes, principalement des propriétaires fonciers. Les champs d'intérêt concernant le Projet portaient sur : la sûreté des pipelines, l'intégrité des fouilles, la demande de marché des raffineries, l'historique de la canalisation 9 et les sources de pétrole brut. Les journées portes ouvertes ont fourni aux

1 participants une occasion de parler directement aux spécialistes d'Enbridge et à l'entreprise d'écouter et
2 de comprendre les intérêts de certaines de nos intervenants les plus mobilisés.

3 Des journées portes ouvertes ont eu lieu à Montréal-Est le 2 octobre, et à Saint-Janvier-de-Mirabel le
4 3 octobre. Les journées portes ouvertes ont été annoncées dans les journaux locaux deux semaines avant
5 l'activité. L'auditoire comptait 33 personnes à Montréal-Est, et 19 à Saint-Janvier-de-Mirabel, dont
6 plusieurs invités, notamment le maire de Montréal-Est, le chef des pompiers de Mirabel, les représentants
7 de ministères, d'une chambre de commerce locale, d'organisations écologistes non gouvernementales, de
8 syndicats et de propriétaires fonciers. Les champs d'intérêt concernant le Projet portaient sur : les
9 avantages du Projet, l'intégrité du pipeline, les sables bitumineux, et le transport de pétrole brut extrait des
10 sables bitumineux. Les journées portes ouvertes ont fourni aux invités une occasion de parler directement
11 aux spécialistes d'Enbridge, et à l'entreprise d'écouter et de comprendre les intérêts de certaines de nos
12 intervenants les plus mobilisés. Les journées portes ouvertes au Québec ont été suivies d'une publicité
13 informative dans l'hebdomadaire *l'Avenir de l'Est* du 22 et du 29 octobre.

14 **4.2.5. Rencontres en personne et consultations**

15 Enbridge a rencontré les représentants des municipalités touchées le long de l'emprise, dont voici la liste :

- Municipalité de Strathroy-Caradoc
- Municipalité de Thames Centre
- Canton d'Edwardsburg/Cardinal
- Canton d'Augusta
- Ville de Brockville
- Ville de Cambridge
- Ville de Cornwall
- Ville de Quinte West
- Ville de Pickering
- Ville d'Oshawa
- Ville de Sarnia
- Ville de Hamilton (trois réunions)
- Canton de Dawn-Euphemia
- Canton Loyalist
- Municipalité de Brighton
- Municipalité de North Middlesex
- Municipalité de Tweed
- Ville de Toronto (huit réunions)
- Municipalité de Center Hastings
- Municipalité de Clarington
- Municipalité régionale de Halton
- Municipalité de Port Hope
- Ville de Coburg
- Ville de Colbourne
- Ville d'Odessa
- Ville de Spencerville
- Ville de Williamsburg
- Ville de Shelburne
- Ville de Deseronto
- Ville de Plympton-Wyoming
- Ville de Whitby
- Canton d'Alnwick-Haldimand
- Canton de Cramahe
- Ville de Napanee
- Canton de South Stormont
- Canton de South Glengarry
- Canton de Bandford-Blenheim
- Ville de Kingston
- Ville de Ganonoque
- Ville de Mississauga
- Canton de South Dundas
- Canton de Tyendinaga
- Ville de Milton
- Ville de Oakville
- Ville de Burlington
- Canton de Leeds and the Thousand Islands
- Canton de Leeds et comté de Grenville
- Ville de Laval
- Ville de Montréal
- Ville de Terrebonne
- Ville de Rigaud
- Ville de Pointe-Fortune
- Ville de Saint-Janvier-de-Joly
- Ville de Sainte-Anne-des-Plaines
- Saint-André-d'Argenteuil
- Ville de Mirabel
- Municipalité de Très-Saint-Rédempteur

- Ville de Sainte-Justine-de-Newton

Une réunion a eu lieu avec l'OPLA et la CAEPLA le 26 mai 2012 à London, en Ontario, où les représentants d'Enbridge ont présenté un aperçu du Projet. Les membres d'OPLA et de la CAEPLA présents ont souligné des enjeux qui les préoccupent grandement liés aux terres, à la réglementation et aux antécédents, qui n'ont pas nécessairement rapport avec le Projet. Enbridge a envoyé un courriel de suivi portant sur les questions et les préoccupations sans rapport avec le Projet le 12 juin 2012.

Une réunion avec l'Union des producteurs agricoles est prévue le 26 novembre 2012.

4.2.6. Service de messagerie téléphonique sans frais et adresse courriel

Au 6 novembre 2012, Enbridge avait reçu 48 courriels et 55 appels de la ligne téléphonique sans frais. La plupart des demandes de renseignements provenaient de propriétaires fonciers voulant déterminer si le Projet risquait d'affecter leur propriété. D'autres questions provenaient de représentants municipaux voulant savoir si le pipeline traversait leur municipalité, et de personnes inquiètes au sujet des sables bitumineux, du dioxyde de carbone, des émissions de gaz à effet de serre et de la pollution.

4.2.7. Site Web du Projet

Des renseignements au sujet du Projet sont fournis sur le site Web d'Enbridge : http://www.enbridge.com/ECRAI_FR/Line9BReversalProject_FR.aspx. Les pages Web sont mises en ligne en anglais et en français, et seront mise à jour périodiquement jusqu'à la date de mise en service du Projet.

4.2.8. Résultats du programme de consultation

Le programme de consultation est en cours et se poursuivra pour la durée du Projet. Dans le contexte de six envois de trousse d'information sur le Projet, sept journées portes ouvertes et plus de 55 rencontres en personne (principalement des administrations municipales le long de l'emprise de la canalisation 9) à ce jour, Enbridge a pu nouer des contacts avec de nombreuses parties prenantes, entre autres des propriétaires fonciers, des représentants d'administrations municipales et de gouvernements provinciaux, des députés de l'Assemblée législative de l'Ontario, des députés de l'Assemblée nationale du Québec, des ministères fédéraux et provinciaux, des organisations écologistes, des chambres de commerce, des syndicats et d'autres parties intéressées. Les dialogues avec les parties prenantes portaient sur des sujets touchant les domaines généraux de l'intégrité des pipelines, des interventions d'urgence et u développement économique. Les questions posées et les enjeux soulevés sont détaillés dans le rapport de consultation inclus à l'annexe 4.

5. PARTICIPATION DES AUTOCHTONES

L'information présentée dans cette section porte sur les activités effectuées jusqu'au 6 novembre 2012 visant la participation des Autochtones dans le cadre du Projet, cependant, ces activités se poursuivront pour la durée de vie du Projet.

5.1. Principes et objectifs du programme de participation des Autochtones

Le programme de participation des Autochtones a pour objectif de mettre en œuvre les politiques et les procédures auxquelles à recours Enbridge pour obtenir la participation des Premières nations (collectivités autochtones) touchées par le projet et mener une consultation efficace et significative auprès d'elles.

Enbridge s'efforce de cultiver une relation de travail fructueuse avec les collectivités autochtones dans les régions où elle exploite ses pipelines. Les collectivités autochtones sont des intervenants clés dans la planification, la construction et l'exploitation des réseaux pipeliniers d'Enbridge. Enbridge considère que des relations positives avec les collectivités autochtones, fondées sur le respect mutuel, revêtent un intérêt et une importance réciproques.

Dans ce but, Enbridge a établi une Politique relative aux Autochtones et aux Amérindiens à l'échelle de l'entreprise (la Politique) (veuillez consulter l'annexe 5). Cette politique définit les principes directeurs des relations avec les collectivités autochtones, notamment le respect à l'égard du mode de vie et du droit traditionnel à la terre, du patrimoine historique, de l'environnement et du savoir traditionnel. La Politique vise également à assurer une méthode de consultation et de participation uniforme et rigoureuse avec les collectivités autochtones en ce qui concerne la proposition de nouveaux projets de pipelines. Enbridge applique les principes de la Politique pour guider les activités de participation et de consultation autochtones liées au Projet, en particulier pour établir des liens, échanger des renseignements au sujet du Projet, prêter attention aux préoccupations des Autochtones et y répondre, assurer un dialogue continu sur le Projet, les répercussions et les avantages éventuels qui en découlent.

Les politiques de consultation et les exigences des gouvernements fédéral et provinciaux encadrent également les activités de participation et de consultation autochtones dans le cadre du Projet.

Enbridge a recours à une approche fondée sur les pratiques exemplaires dans la consultation des Autochtones, tenant compte des pratiques actuelles d'utilisation des terres par les collectivités autochtones, de la jurisprudence émergente, des politiques gouvernementales, et des expériences de consultation récentes sur d'autres projets. Enbridge s'appuie en particulier sur ses antécédents de participation significative avec les collectivités autochtones dans d'autres projets pipeliniers que l'entreprise a construits récemment au Canada. De plus, Enbridge s'efforce d'engager les organismes des gouvernements fédéraux et provinciaux pour s'assurer de répondre à leurs exigences en matière de consultation des Autochtones et veille à ce que ces organismes continuent de participer au processus de consultation.

Le programme de participation des Autochtones à l'égard du Projet s'appuie sur les principes et les objectifs particuliers suivants :

- s'engager à participer de façon significative auprès des collectivités autochtones;
- déclencher rapidement le processus de participation avec les collectivités autochtones et assurer la participation tout au long du processus de réglementation ainsi que pendant les étapes de construction et d'exploitation du Projet;

- fournir les renseignements sur le Projet aux collectivités autochtones de manière ponctuelle, continue et respectueuse, afin qu'elles puissent en tenir compte pour déterminer leurs champs d'intérêt, le cas échéant, par rapport au Projet;
- élaborer avec les collectivités autochtones susceptibles d'être touchées les principes d'un protocole de consultation qui sera proportionnel à la portée et aux répercussions du Projet pour chaque collectivité;
- évaluer la capacité de chaque collectivité autochtone de participer significativement au processus de consultation à l'égard du Projet, y compris les besoins en aide financière, en formation et en soutien professionnels;
- identifier les terres utilisées à des fins traditionnelles dans le secteur immédiat du Projet;
- coordonner le processus de participation des autochtones pour déterminer l'emplacement des terres de la Couronne par rapport au Projet et en saisir les enjeux, et, dans la mesure du possible, atténuer les répercussions possibles sur les terres utilisées à des fins traditionnelles;
- donner la possibilité aux collectivités autochtones de déterminer les répercussions et les problèmes éventuels du Projet;
- fournir des occasions d'engager des pourparlers et d'entreprendre la résolution commune de différends;
- indiquer de quelle manière Enbridge tient compte des renseignements et des préoccupations des collectivités autochtones dans la planification et la conception du Projet;
- demander conseil auprès des organismes gouvernementaux de l'Ontario et du Québec et du ministère des Affaires autochtones et développement du Nord Canada afin de s'assurer qu'Enbridge saisit les exigences de ces organismes et ministères et y répond dans le cadre de la consultation des collectivités autochtones;
- engager les organismes fédéraux compétents dans le processus de participation des Autochtones, fournir les renseignements liés aux activités de consultation d'Enbridge et présenter les intérêts et les préoccupations explicites des collectivités autochtones;
- approfondir les connaissances des effets environnementaux potentiels du Projet en intégrant les connaissances écologiques traditionnelles disponibles, s'il y a lieu, dans l'élaboration des mesures d'atténuation;
- diffuser les résultats du processus d'évaluation environnementale;
- éviter, réduire ou atténuer, dans la mesure du possible, les conséquences potentiellement néfastes du Projet sur l'intérêt des Autochtones;
- satisfaire aux prescriptions des lois et aux exigences des politiques gouvernementales afférentes, quant aux politiques de consultation et aux directives connexes;
- déterminer et examiner les possibilités de participation du peuple autochtone dans le Projet par la voie de formations, de perspectives d'emploi et d'occasions d'affaires;
- veiller à ce que la participation des Autochtones soit objective et inclue toutes les répercussions sociales et économiques connues sur les collectivités autochtones;
- enregistrer toutes les activités de participation et d'information et présenter un rapport détaillé des dialogues de consultation.

5.2. Élaboration et mise en œuvre du programme de participation des Autochtones

Les sections suivantes décrivent les moyens d'identification des collectivités autochtones participant au Projet, ainsi que les activités passées et à venir.

5.3. Identification des collectivités autochtones

Les principaux critères fixés par Enbridge pour déterminer quelles collectivités autochtones participeraient au projet comprennent :

- 1 • la proximité des collectivités autochtones au secteur du projet (Premières nations dont les
- 2 réserves sont situées à environ 50 km de l'emprise de la canalisation 9B);
- 3 • les données acquises par Enbridge sur les collectivités autochtones du secteur, fondées sur les
- 4 antécédents d'exploitation de pipelines et d'installations dans le sud de l'Ontario et au Québec
- 5 depuis plus de 30 ans.

6 En appliquant les critères ci-dessus, Enbridge a axé ses principales activités de consultation sur les
7 collectivités autochtones suivantes :

- Première nation d'Alderville
- Première nation Hiawatha
- Première nation des Mississauga de New Credit
- Mohawks de la baie de Quinte
- Six Nations de la rivière Grand
- Première nation de Kahnawake
- Première nation de Kanasetake
- Mohawks d'Akwesasnee

8 En tenant compte de la nature et du type de travaux à réaliser dans le cadre de la construction et de
9 l'exploitation du Projet, de la sensibilisation marquée pour le Projet et du grand intérêt que suscitent les
10 activités d'Enbridge dans l'Est du Canada, Enbridge a demandé, de façon proactive, la participation des
11 autres collectivités des Premières nations situées à proximité de l'ensemble de l'emprise de la
12 canalisation 9. Ces Premières nations sont les suivantes :

- Première nation de Aamjiwnaang
- Première nation de Walpole Island
- Chippewas de Kettle et Stony Point
- Première nation des Chippewas de la Thames
- Premières nations Munsee-Delaware
- Première nation Oneida de la Thames

Enbridge anticipe que le Projet n'aura aucune incidence sur l'usage traditionnel des terres. Enbridge exploite des pipelines et des installations pipelinières en Ontario et au Québec, y compris l'emprise de la canalisation 9, depuis plus de 30 ans. Au cours de ces années, Enbridge n'a été informé d'aucune utilisation courante de ces terres aux fins d'exercer des droits ou des activités traditionnelles. En outre, au cours de ces relations avec les intervenants et les collectivités autochtones dans la région, Enbridge n'a été informé d'aucune préoccupation concernant ces activités le long de l'emprise pipelinière actuelle en Ontario ou au Québec.

De plus, le Projet sera réalisé dans les limites des propriétés et emprises actuelles d'Enbridge : aucun terrain appartenant à la Couronne n'est concerné, et les installations actuelles d'Enbridge ne nécessiteront qu'un minimum de travaux de construction.

Si une collectivité autochtone ou une organisation apparentée n'ayant pas participé auparavant s'identifie comme étant susceptible d'être touché par le Projet, Enbridge collaborera avec cette collectivité autochtone ou cette organisation apparentée dans le but d'échanger des renseignements sur le Projet, de répondre aux préoccupations et de participer à un dialogue continu sur les répercussions possibles et les avantages du Projet.

5.4. Activités de participation des Autochtones

Plusieurs activités organisées dans le cadre du programme de participation des Autochtones pour le Projet se poursuivent, notamment :

- envois par la poste de lettres et de matériel d'information sur le Projet;
- appels téléphoniques de suivi;
- journées portes ouvertes dans les collectivités autochtones (si nécessaire et approprié);
- rencontres en personne et présentations sur le Projet;
- visites dans les collectivités, dépôts de matériel d'information;
- activités de suivi des enjeux continu.

Au cours de la phase préalable à la demande du programme de participation des Autochtones, Enbridge a entrepris les activités suivantes :

- Une trousse d'information sur le Projet a été postée à chaque collectivité autochtone mentionnée plus haut (voir section 5.3) le 17 mai 2012 (veuillez consulter l'annexe 4a). La trousse d'information contenait les documents suivants :
 - avis d'inversion de la canalisation 9B, daté du 17 mai 2012;
 - carte générale du Projet d'inversion de la canalisation 9B;
 - brochure de l'ONÉ – *Projet de pipeline ou de ligne de transport d'électricité : Ce qu'il faut savoir*;
 - brochure de l'ONÉ – *Vivre et travailler à proximité d'un pipeline : Guide du propriétaire foncier*.
- Enbridge a demandé ou tenu des rencontres en personne avec chaque Première nation mentionnée pour présenter le Projet et répondre aux commentaires, questions ou préoccupations soulevés.
- Les séances d'information comportaient : un aperçu général du Projet, le calendrier d'exécution prévu, des cartes et des renseignements généraux sur l'exploitation des pipelines.
- Enbridge a pris connaissance du protocole de consultation de chaque collectivité et organisation et s'y est conformé.

- Enbridge a énoncé qu'elle comptait travailler à établir des liens à long terme avec les collectivités autochtones et les organisations possiblement touchés.
- Les collectivités autochtones ont été informées des dates de demande de projet et du processus réglementaire.
- Enbridge a fait un suivi téléphonique avec chaque Première nation et a distribué des renseignements supplémentaires par courrier, y compris une mise à jour de la portée du Projet.

Un résumé des activités de participation des Autochtones réalisées jusqu'au 6 novembre 2012 est inclus dans l'annexe 6.

5.5. Activités de participation des Autochtones en cours

Enbridge continuera de participer activement à un dialogue constructif concernant le Projet avec les collectivités autochtones et leurs organisations affiliées. Enbridge fera en sorte d'être disponible sur demande pour rencontrer les collectivités autochtones, fournir des renseignements et les mises à jour du Projet, répondre aux questions, solliciter des questions particulières au Projet, obtenir des renseignements et répondre aux préoccupations que pourraient susciter le Projet.

Comme nous l'avons mentionné plus haut, si une collectivité autochtone ou une organisation apparentée n'ayant pas participé auparavant s'identifie comme étant susceptible d'être touchée par le Projet, Enbridge collaborera avec cette collectivité autochtone ou cette organisation apparentée dans le but d'échanger des renseignements sur le Projet, de répondre aux préoccupations et de participer à un dialogue continu sur les répercussions possibles et les avantages du Projet.

5.6. Principales observations et préoccupations

Au cours des activités du programme de participation des Autochtones réalisées à ce jour, les enjeux généraux soulevés par les Premières nations étaient axés sur l'intégrité des pipelines, les interventions d'urgence, et la participation économique. À ce jour, aucune préoccupation propre au projet n'a été soulevée.

6. NOTIFICATION DES TIERS COMMERCIAUX

- 1 Les expéditeurs tiers susceptibles d'être touchés ont été informés du projet par un ensemble de
2 communications, notamment l'annonce du Projet publié le 15 mai 2012, un communiqué de presse sur le
3 site Web d'Enbridge, et un appel de soumissions transmis le 17 mai 2012 à tous les expéditeurs de la
4 canalisation principale par le système électronique de notification aux expéditeurs d'Enbridge. L'appel de
5 soumissions concernant la capacité des pipelines pour l'inversion de la canalisation 9B à Montréal a eu
6 lieu du 17 mai 2012 au 15 juin 2012, à midi. À ce jour, aucune préoccupation relative au Projet n'a été
7 soulevée par les entreprises.

VERSION NON OFFICIELLE

7. INGÉNIERIE

7.1. Philosophie d'ingénierie

Les installations du Projet seront conçues, construites et exploitées en conformité avec les règlements applicables, ainsi que les codes et les normes de l'industrie.

Le Projet relève de la compétence de l'ONÉ. Enbridge se conformera donc aux dernières exigences réglementaires de cet organisme. Le principal règlement applicable est le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (« RPT-99 »), qui comprend par référence la norme CSA Z662-11, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*. Cette norme, quant à elle, renvoie à d'autres normes qui seront respectées dans le cadre de la conception du Projet.

Les codes canadiens seront utilisés. En l'absence de codes canadiens applicables, les codes américains ou internationaux seront utilisés.

Le Projet sera également conçu et exploité en vue de répondre aux exigences des versions les plus récentes des normes d'ingénierie et des lignes directrices d'Enbridge. Toutes ces normes et lignes directrices ont été déposées auprès de l'ONÉ.

7.2. Conception hydraulique

Le Projet propose d'augmenter la capacité annuelle de la canalisation 9 de 38 157 m³/jour (240 000 bpj) à 47 696 m³/jour (300 000 bpj). La pression maximale de service (« PMS ») du pipeline restera la même après l'inversion. Les propriétés spécifiques du pétrole devant être transporté dans la canalisation 9B sont les suivantes :

Tableau 7.2.1 Propriétés du produit – Brut léger

Condition	Maximum	Minimum
Viscosité (cSt)	20	2
Densité (kg/m ³)	876	800
Température (°C)	18,5	7,5
Pression de vapeur (kPa)	80	0

Tableau 7.2.2 Propriétés du produit – Brut moyen

Condition	Maximum	Minimum
Viscosité (cSt)	100	20
Densité (kg/m ³)	904	876
Température (°C)	18,5	7,5
Pression de vapeur (kPa)	60	0

Tableau 7.2.3 Propriétés du produit – Brut lourd

Condition	Maximum	Minimum
Viscosité (cSt)	350	100
Densité (kg/m ³)	940	904
Température (°C)	18,5	7,5
Pression de vapeur (kPa)	60	0

1 Des unités d'ART seront nécessaires au terminal de Sarnia et aux postes de North Westover, de Hilton et de
2 Cardinal.

3 7.3. Pompes et moteurs

4 Des pompes centrifuges de réseau principal alimentées à l'électricité, connectées en série, seront ajoutées à
5 la canalisation 9 déjà en place au terminal de Sarnia ainsi qu'aux postes de North Westover, de Hilton et de
6 Cardinal. Le tableau suivant résume les données et la puissance des pompes qui seront nécessaires pour
7 atteindre la capacité nominale du pipeline.

8 **Tableau 7.3.1 Pompes de réseau principal proposées**

Puissance	2 237 kW (3 000 hp)
Type de pompe	Centrifuge
Type de carburant et source de la pompe	Aucun carburant nécessaire. Alimentée par des moteurs électriques.
Conduite d'aspiration Diamètre extérieur Épaisseur de paroi Type de matériau Nuance	609,6 mm (NPS 24) WT : 12,7 mm CSA Z245.1 Nuance 414
Conduite de refoulement Diamètre extérieur Épaisseur de paroi Type de matériau Nuance	609,6 mm (NPS 24) WT : 12,7 mm CSA Z245.1 Nuance 414
Pression d'entrée nominale	9 930 kPag (1 440 psig)
Pression de sortie nominale	4282 kPag (621 psig)
Température d'entrée et de sortie (moyenne annuelle)	13 °C

9 Les bâtiments abritant les pompes de réseau principal existantes aux postes de North Westover, de Hilton et
10 de Cardinal seront agrandis en vue d'accueillir les nouvelles pompes.

11 Les pressions et les débits des installations de pompage seront réglés à distance à partir du centre de
12 commande d'Enbridge à Edmonton. Des vannes de réglage de la pression sont en place du côté refoulement
13 des pompes pour fournir un réglage de la pression au poste secondaire.

14 Afin d'améliorer l'efficacité et le démarrage des unités de pompage du réseau principal au terminal de
15 Sarnia, un EVF de 2 237 kW (3,000 hp) sera installé.

16 De plus, Enbridge installera jusqu'à trois nouvelles pompes centrifuges de surcompression alimentées à
17 l'électricité, connectées en parallèle au terminal de Sarnia. Les pompes de surcompression sont nécessaires
18 pour atteindre la nouvelle capacité annuelle du pipeline.

1 **Tableau 7.3.2 Pompes de surcompression proposées au terminal de Sarnia**

Puissance	261 kW (350 hp)
Type de pompe	Centrifuge
Type de carburant et source de la pompe	Aucun carburant nécessaire. Alimentée par des moteurs électriques.
Conduite d'aspiration Diamètre extérieur Épaisseur de paroi Type de matériau Nuance	406,4 mm (NPS 16) 9,52 mm CSA Z245.1 Nuance 241
Conduite de refoulement Diamètre extérieur Épaisseur de paroi Type de matériau Nuance	355,6 mm (NPS 14) 9,52 mm CSA Z245.1 Nuance 241
Pression maximale de service	4 964 kPag (720 psig)
Pression d'entrée nominale	4 964 kPag (720 psig)
Pression de sortie nominale	4 964 kPag (720 psig)
Température d'entrée et de sortie (moyenne annuelle)	13 °C

2 **7.4. Réservoir d'équilibrage et tuyauterie connexe**

3 Le réservoir d'équilibrage de pression de 795 m³ (5 000 barils [« brl »]) pour les variations de pression au
4 terminal de Montréal sera remplacé par un nouveau réservoir de ce type et de taille semblable.

5 **Tableau 7.4.1 Caractéristiques techniques de la tuyauterie d'équilibrage**

Diamètre (mm/po)	609 6 (NPS 24)
Épaisseur de paroi (mm)	9,52
Nuance (MPa)	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 290
Longueur de tuyau (approx.)	30 m (hors terre) 60 m (sous terre)
Revêtement	Revêtement en polymère (hors terre) Apprêt époxy et couche de finition d'Uréthane (sous terre)
PME (kPag)	4 964

6 **Tableau 7.4.2 Caractéristiques techniques du réservoir d'équilibrage**

Capacité nominale (approx.)	795 m ³ (5 000 brl)
Capacité de service (approx.)	636 m ³ (4 000 brl)
Débits maximums d'entrée et de sortie (approx.)	52 992 m ³ /jour (333 333 bpj) 3 816 m ³ /jour

7.4.1. Description du confinement

Les normes de conception d'Enbridge seront suivies concernant le système de confinement à installer pour le réservoir d'équilibrage de pression du terminal de Montréal.

7.4.2. Volume de confinement

Le volume de confinement du nouveau réservoir d'équilibrage de pression de Montréal sera d'environ 874 m³ (5 500 brl).

7.4.3. Système de prévention de débordement

Des transmetteurs de niveau seront installés sur le nouveau réservoir d'équilibrage de pression, avec des arrêts à haut niveau pour prévenir le débordement. Les normes de conception d'Enbridge nécessitent également un capteur de niveau pour fournir une alarme indépendante et redondante indiquant le niveau élevé-élevé du réservoir, en plus de l'indication fournie par le transmetteur de niveau.

7.4.4. Description du système de suppression

Il n'y a aucun système de surpression installé sur un réservoir d'équilibrage puis celui-ci n'est pas sous pression.

7.5. Systèmes électriques

Enbridge utilisera les systèmes de distribution électrique déjà en place dans les terminaux et les postes. On ne prévoit pas apporter de modification à l'infrastructure des postes dans le cadre de ce projet. Des transformateurs auxiliaires seront possiblement mis à niveau dans certains sites.

7.6. Tuyauterie

Voici un sommaire des caractéristiques techniques de la tuyauterie à mettre en place dans le cadre du Projet à chaque installation.

Tableau 7.6.1 Caractéristiques techniques de la tuyauterie au terminal de Sarnia

Diamètre (mm/po)	355,6 (14)		406,4 (16)		457,2 (18)	609,6 (24)			762 (30)	
Épaisseur de paroi (mm)	9,52	9,52	9,52	12,7	12,7	9,52	9,52	12,7	12,7	15,9
Nuance (MPa)	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 241	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 241	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 241	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 290	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 359	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 241	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 290	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 414	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 290	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 448
Longueur de tuyau (m)	10	10	10	20	10	50	50	10	10	25
Revêtement	Apprêt époxy et couche de finition d'uréthane (hors terre) et revêtement de polymère (sous terre)									
PME (kPag)	4 964	1 896	4 964	9 930	9 930	1 896	4 964	9 930	4 964	9 930

1 **Tableau 7.6.2 Caractéristiques techniques de la tuyauterie au poste North Westover**

Diamètre (mm/po)	406,4 (16)	457,2 (18)	508 (20)		609,6 (24)	762 (30)	
Épaisseur de paroi (mm)	12,7	12,7	9,52	12,7	12,7	12,7	15,9
Nuance (MPa)	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 290	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 359	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 241	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 359	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 414	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 290	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 448
Longueur de tuyau (m)	10	10	20	20	70	160	60
Revêtement	Apprêt époxy et couche de finition d'uréthane (hors terre) et revêtement de polymère (sous terre)						
PME (kPag)	9 930	9 930	4 964	9 930	9 930	4 964	9 930

2

1

Tableau 7.6.3 Caractéristiques techniques de la tuyauterie au poste Hilton

Diamètre (mm/po)	406,4 (16)	457,2 (18)	508 (20)	609,6 (24)	762 (30)	
Épaisseur de paroi (mm)	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	15,9
Nuance (MPa)	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 290	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 359	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 359	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 414	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 290	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 448
Longueur de tuyau (m)	15	10	10	80	160	80
Revêtement	Apprêt époxy et couche de finition d'uréthane (hors terre) et revêtement de polymère (sous terre)					
PME (kPag)	9 930	9 930	9 930	9 930	4 964	9 930

2

Tableau 7.6.4 Caractéristiques techniques de la tuyauterie au poste de Cardinal

Diamètre (mm/po)	406,4 (16)	457,2 (18)	508 (20)	609,6 (24)	762 (30)	
Épaisseur de paroi (mm)	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	15,9
Nuance (MPa)	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 290	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 359	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 359	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 414	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 290	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 448
Longueur de tuyau (m)	10	10	10	70	110	120
Revêtement	Apprêt époxy et couche de finition d'uréthane (hors terre) et revêtement de polymère (sous terre)					
PME (kPag)	9 930	9 930	9 930	9 930	4 964	9 930

3

1 **Tableau 7.6.5 Caractéristiques techniques de la tuyauterie au poste de Terrebonne**

Diamètre (mm/po)	406,4 (16)	508 (20)
Épaisseur de paroi (mm)	9,52	9,52
Nuance (MPa)	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 241	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 241
Longueur de tuyau (m)	30	15
Revêtement	Apprêt époxy et couche de finition d'uréthane (hors terre) et revêtement de polymère (sous terre)	
PME (kPag)	4 964	4 964

2 **Tableau 7.6.6 Caractéristiques techniques de la tuyauterie au terminal de Montréal**

Diamètre (mm/po)	304,8 (12)		406,4 (16)	508 (20)	609,6 (24)		762 (30)		
Épaisseur de paroi (mm)	9,52	9,52	9,52	9,52	9,52	9,52	9,52	12,7	15,9
Nuance (MPa)	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 241	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 241	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 241	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 241	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 241	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 290	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 241	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 290	CSA Z245.1 CAT. 1 Gr. 448
Longueur de tuyau (m)	100	200	20	80	120	10	20	160	20
Revêtement	Apprêt époxy et couche de finition d'uréthane (hors terre) et revêtement de polymère (sous terre)								
PME (kPag)	1 896	4 964	4 964	4 964	1 896	4 964	1 896	4 964	9 930

3 Les mesures de contrôle de la corrosion comprendront la peinture de tous les équipements et installations
4 hors terre. Une protection cathodique et un revêtement seront fournis pour les composants en acier sous
5 terre.

6 **7.7. Compteurs**

7 Voici un sommaire des caractéristiques techniques pour les compteurs à installer au terminal de Montréal.
8 Huit compteurs identiques seront installés, dont quatre seront situés sur chaque nouveau collecteur.
9 Seulement trois des quatre compteurs dans chaque collecteur seront en fonction en même temps.

10

1 **Tableau 7.7.1 Compteurs de transfert de propriété proposés au terminal de Montréal**

Taille	304,8 (NPS 12)
Capacité de flux	916 m ³ /h (Max = 1 140 m ³ /h)
Répétabilité	+/- 0,02 %
Type de compteur	Volumétrique
Nombre de compteurs	8
Méthode d'étalonnage	Étalon sphérique bidirectionnel

2 **7.8. Gares de racleur**

3 Les gares de réception de racleurs actuelles seront remplacées au poste de North Westover et au terminal
4 de Montréal. Les normes de conception d'Enbridge ne permettent que deux types de fermetures pour les
5 gares de racleurs : une fermeture à double arcade de Tube Turns ou une fermeture à serre-flan circulaire
6 de TDW D2000. Chaque gare de racleurs sera réglée à 9 930 kPag et installée selon les normes de
7 conception d'Enbridge. Les mesures de contrôle de la corrosion comprendront un revêtement sur la
8 totalité de l'équipement hors terre, ainsi qu'un revêtement et une protection cathodique pour les
9 composants en acier sous la terre.

10 **7.9. Construction**

11 À l'exception de l'espace de travail temporaire nécessaire pour l'installation du densitomètre délocalisé
12 près du poste de North Westover d'Enbridge, le Projet sera mis en œuvre dans les limites des propriétés et
13 des emprises actuelles d'Enbridge. Une circulation de véhicule plus dense et un niveau de bruit plus élevé
14 que la normale seront possiblement observés durant la période de construction au terminal de Sarnia et
15 aux postes de North Westover, de Hilton, de Cardinal, de Terrebonne et de Montréal.

16 Sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation, le début de la construction du Projet est
17 prévu pour le T4 de 2013. La construction du Projet devrait être achevée d'ici la fin du T2 de 2014.

18 **7.10. Renseignements sur la chaîne d'approvisionnement en matériel**

19 Le service d'approvisionnement du Projet mettra en œuvre et coordonnera les processus et les exigences
20 de qualité avec le gestionnaire de la qualité du Projet. Ces processus et ces exigences de travail porteront
21 sur les vérifications de qualité durant le cycle d'approvisionnement, y compris le contrôle par un tiers aux
22 installations du fournisseur. Les processus et les exigences comprennent les éléments suivants :

- 23 • utilisation de fournisseurs préqualifiés d'Enbridge;
- 24 • vérification de qualité au cours des activités d'approvisionnement et d'achat de matériel;
- 25 • examen et approbation du contrôle de qualité et des plans de mise à l'essai;
- 26 • contrôle par un tiers aux installations du fournisseur.

27 Le contrôle de qualité aux installations du fournisseur sera effectué par des inspecteurs tiers. Les rapports
28 de contrôle seront soumis à Enbridge aux fins d'examen après chaque inspection.

29 Le service d'approvisionnement du Projet coordonnera les examens des rapports de contrôle en
30 collaboration avec le gestionnaire de la qualité du Projet et les responsables des disciplines respectives en
31 vue de les approuver ou de prendre d'autres mesures.

- 1 Tout matériel ou équipement reçu sur le site ou aux installations de préparation d'Enbridge qui sera jugé
- 2 non conforme par Enbridge et ses représentants concernant tout aspect technique sera mis en quarantaine
- 3 et géré selon les procédures de qualité d'Enbridge.

VERSION NON OFFICIELLE

8. EXPLOITATION DU SYSTÈME

- 1 Toutes les installations associées au Projet seront surveillées et exploitées à partir du centre de commande
- 2 d'Enbridge, situé près d'Edmonton en Alberta. Leur fonctionnement sera géré en conformité avec toutes
- 3 les exigences réglementaires applicables, les conditions de certification, les licences et les propres
- 4 exigences opérationnelles d'Enbridge. Le personnel responsable de l'entretien sur le terrain et de
- 5 l'exploitation veillera à l'utilisation sécuritaire et fiable de l'équipement et des installations conformément
- 6 aux procédures d'exploitation et d'entretien d'Enbridge et au programme d'entretien préventif de
- 7 l'entreprise.

VERSION NON OFFICIELLE

9. COMMANDE DES SYSTÈMES DU PIPELINE

9.1. Système de commande du pipeline

Le système d'acquisition et de contrôle des données (« SCADA ») d'Enbridge comprend une redondance des systèmes SCADA et du matériel connexe au sein du centre de commande d'Edmonton et une redondance des centres de commande par la mise en œuvre d'un centre de commande de secours. Les systèmes de télécommunication utilisés pour surveiller et commander le pipeline et les installations emploient combinaison d'un réseau étendu, d'une ligne téléphonique, de circuits de communication par satellite et de communications radio vers les unités de terminal à distance ou d'automates programmables industriels (« API »), et ce, à tous les terminaux, postes de pompage et emplacements de vanne automatique le long du pipeline.

Le système SCADA fournit une protection de la pression automatique de secours par l'intermédiaire d'un certain nombre de sous-routines, y compris une extension du système d'alarme de l'indicateur de la pression de canalisation (« IPM »). Celui-ci surveille les pressions de refoulement et de succion du poste et peut activer des réductions par point de contrôle, des fermetures d'unité ou des fermetures de canalisation complète au besoin pour éviter des situations de surpression. En plus des fonctions principales, le SCADA exécute plusieurs outils analytiques, y compris la génération de graphiques de tendances et de rapports préconfigurés ou personnalisés, qui peuvent être utilisés dans l'analyse de l'exploitation du pipeline et contribuer à l'évaluation de la précision des données du SCADA ainsi que du volume et du contenu des alarmes. Les graphiques de tendance et les rapports peuvent également appuyer des initiatives en vue de modifier le fonctionnement au besoin.

Localement, le système de commande du poste de pompage se compose de nombreux instruments et dispositifs électriques qui sont tous connectés directement ou indirectement à un API. La fonction principale de l'API est de commander, surveiller et protéger la station et différents équipements électriques contre la surpression, les sauts de pression, les conditions anormales de fonctionnement et d'autres anomalies en désactivant et en verrouillant l'équipement approprié, dans le but de protéger l'environnement, les installations, le public et le personnel du poste. Selon le problème rencontré, l'API désactivera simplement les pompes de réseau principal individuelles; isolera ces pompes en fermant des vannes et en activant des sources d'alimentation; ou isolera le poste en entier en fermant des vannes, en désactivant toutes les pompes de réseau principal et en activant des sources d'alimentation jusqu'à ce que le représentant d'Enbridge arrive sur le site pour enquêter. Ces renseignements sont surveillés en tout temps par les régulateurs de pipeline au centre de commande, par l'intermédiaire du système SCADA. Pour d'autres sites distants, comme les sites de vanne critique, les systèmes redondants veillent à ce que la communication et la commande de la vanne soient fonctionnelles dans l'éventualité d'une interruption de l'alimentation principale.

Chaque terminal et poste le long de la canalisation est équipé d'une vanne de réglage de la pression ainsi qu'un dispositif d'arrêt d'urgence pour éviter les scénarios de surpression. Le cas échéant, les systèmes de secours sont en place et ont été conçus de manière à avoir la capacité de prendre en charge des scénarios de surpressions dans le pipeline et dans tous les postes et terminaux.

9.2. Système de détection des fuites

Enbridge a recours à de nombreuses méthodes pour détecter les fuites sur ses pipelines. Ces approches sont conçues pour fournir des capacités de détection complètes et en chevauchement. Quatre méthodes principales de surveillance pour les fuites possibles sont utilisées pour les pipelines d'Enbridge. Chacune de ces quatre techniques de détection des fuites à un objectif différent et une application différente de la technologie, des ressources et de la temporisation. Ces méthodes comprennent la surveillance par

1 régulateur, la surveillance vidéo et les rapports, les calculs de bilan massique de la canalisation et la
2 surveillance informatique des pipelines (« CPM »). La CPM pour la canalisation 9 sera conçue en
3 conformité avec le RPT-99, l'annexe E de la norme CSA Z662-11, la partie 195 du CFR 49 du US.
4 Department of Transportation et la norme 1130 de l'API. Les applications de la CPM reposent sur des
5 serveurs à haute capacité dédiés qui sont séparés des serveurs du SCADA.

6 Un modèle de conception normalisé est utilisé en tant que référence pour la CPM; il est ensuite adapté en
7 fonction de chaque pipeline en particulier. Tous les systèmes de CPM comportent la même conception
8 fonctionnelle et les mêmes calculs hydrauliques techniques. Les modèles sont conçus pour prendre en
9 charge la gamme complète de liquides transportés par Enbridge.

10 Les modèles de CPM sont intégrés au système de commande du pipeline par l'intermédiaire du SCADA
11 d'Enbridge. Le système SCADA recueille des mesures en temps réel sur le pipeline, notamment la
12 pression, les débits, l'état des vannes, les températures et les densités, puis les achemine au logiciel CPM
13 de détection des fuites. Le logiciel CPM traite ces mesures en fonction des données du modèle de pipeline
14 (diamètre de tuyau, élévation, emplacement des vannes, etc.) en vue de créer une simulation en temps réel
15 précise de l'état en évolution constante du pipeline. La CPM utilise un logiciel commercial pour les
16 calculs hydrauliques.

17 Les calculs de bilan volumique sont fondés sur des sections de pipeline délimitées par des débitmètres. La
18 CPM calcule continuellement les déséquilibres entre la quantité sortante prévue d'une section de pipeline
19 et la quantité mesurée par la CPM.

20 Des seuils de déséquilibre sont attribués, et ceux-ci tiennent compte l'incertitude des mesures et du
21 modèle. Une alarme de déséquilibre du CPM est activée lorsque le seuil est dépassé. Les fenêtres de
22 calculs de bilan matériel sont normalisées à cinq minutes, 20 minutes et deux heures.

23 Les seuils de détection des fuites sont propres à chaque conduite afin de tenir compte de la conception
24 unique du pipeline, de son fonctionnement et des fluides transportés. Les seuils sont établis par
25 l'ajustement du système de CPM au cours de développement de l'application et à l'aide des données de
26 mise à l'essai. Les seuils d'alarme seront établis au cours de la période d'ajustement dans l'élaboration du
27 nouveau système. Les alarmes de déséquilibre à partir du bilan matériel du système de détection des fuites
28 sont annoncées dans le centre de commande. À la suite d'une alarme de déséquilibre, les procédures
29 d'intervention du centre de commande pour les situations de fuite possible du pipeline seront amorcées.
30 Des affichages graphiques et tabulaires détaillés ont été conçus pour la surveillance et l'analyse d'alarme
31 de CPM au centre de commande.

10. INTÉGRITÉ DU SYSTÈME

- 1 L'évaluation technique (« ET ») du pipeline, qui démontre l'intégrité et le caractère convenable de la
- 2 canalisation 9B à prendre en charge un débit en sens inverse et de la canalisation 9 à accueillir une
- 3 augmentation de la capacité annuelle et à transporter du pétrole brut lourd, est comprise avec le présent
- 4 document, à l'annexe 7. L'ET des installations, qui démontre l'intégrité et le caractère convenable des
- 5 installations proposées aux fins d'utilisation dans le cadre du Projet, est comprise avec le présent
- 6 document, à l'annexe 8.

VERSION NON OFFICIELLE

11. ÉVALUATION DES INCIDENCES SOCIO-ÉCONOMIQUES ET ENVIRONNEMENTALES

La firme Stantec Consulting ltée a préparé une évaluation détaillée des incidences socio-économiques et environnementales (« EISE ») pour le projet. Une copie de l'EISE est fournie avec la présente demande, à l'annexe 9.

L'EISE a été élaborée en vue de répondre aux exigences du Guide de dépôt de l'ONÉ (2012).

Le Projet se limitera au travail effectué à six postes et terminaux clôturés existants, ainsi qu'à deux sites de densitomètre dans l'emprise actuelle d'Enbridge. Il ne comprend ni l'installation d'un pipeline dans l'emprise actuelle ni l'acquisition d'une nouvelle emprise, et ne nécessite pas d'évaluation en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. L'EISE comprend les sections principales suivantes :

- Section 1, aperçu du Projet, présentation du promoteur et contexte réglementaire du Projet;
- Section 2, description du Projet et références aux mesures de gestion environnementales comprises dans le processus de conception en vue d'atténuer les incidences du Projet;
- Section 3, sommaire détaillé des activités de consultation entreprises dans le cadre du processus d'EISE;
- Section 4, description du contexte environnemental et socio-économique initial du Projet, y compris les aspects biophysiques et socio-économiques;
- Section 5, compte-rendu des interactions anticipées du Projet avec l'environnement et évaluation de l'importance de celles-ci;
- Section 6, évaluation des incidences de l'environnement sur le Projet et méthodes d'atténuation de celles-ci;
- Section 7, évaluation des accidents, défaillances et événements imprévus possibles, et préparation d'Enbridge en vue de prévenir et d'atténuer leurs répercussions.

Enbridge a élaboré des programmes généraux et propres au Projet pour s'assurer que les mesures d'atténuation recommandées et les engagements pris dans l'EISE seront mis en œuvre tout au long des étapes de constructions et d'exploitation du Projet. En tenant compte de la mise en œuvre de ces programmes et mesures d'atténuation, l'EEIS conclut que le Projet ne devrait pas engendrer d'incidence environnementale résiduelle négative d'importance.

Au cours de la modélisation sonore effectuée dans le cadre de l'évaluation du Projet, Enbridge a déterminé que les niveaux de bruit actuels à deux postes, Hilton et Cardinal, dépassent légèrement les lignes directrices applicables en Ontario concernant le bruit, en raison de conditions déjà présentes sur le site qui ne sont pas en lien avec le Projet. Enbridge s'engage à mettre en œuvre les mesures d'atténuation recommandées avant la mise en service du Projet et à effectuer une surveillance du bruit sur les sites après la construction de façon à garantir la conformité avec les lignes directrices applicables concernant le bruit.

12. ÉCONOMIE

12.1. Offre

On s'attend à ce que le Projet transporte divers pétroles bruts provenant de l'Ouest canadien et de la région de Bakken. Étant donné les configurations des raffineries dans le marché du Québec, cette offre sera principalement composée d'une variété de bruts légers, bien qu'une certaine quantité de pétrole brut lourd doive être transportée par la canalisation 9. Tous les produits doivent respecter ou dépasser les caractéristiques de pétrole brut établies dans le réseau principal d'Enbridge (la source de tout le brut transporté à Sarnia en vue de livrer par la canalisation 9).

En annexe 10 figure le Règlement tarifaire révisé pour la canalisation 9 (le « Tarif révisé »), qui comprend les caractéristiques techniques des types de brut permis. On s'attend à ce que des bruts habituellement dans les catégories léger, moyen et lourd coulent dans la canalisation 9 une fois le Projet mis en service. Dans la présente, Enbridge demande à l'ONÉ d'approuver le Tarif révisé en vertu de la partie IV de la loi sur l'ONÉ. Les normes de qualité énoncées dans l'article 4 du Tarif révisé portent sur l'exploitation sécuritaire de la canalisation 9. Ce sont les mêmes normes que celles figurant dans le Règlement tarifaire pour le réseau principal d'Enbridge, qui transporte de manière sécuritaire depuis des années le même type de pétrole brut lourd que celui qui sera transporté dans la canalisation 9. Comme il est précisé dans la Section 1 de l'ET du pipeline (annexe 7) et la Section 1 de l'ET des installations (annexe 8), la canalisation 9 sera en mesure de transporter de manière sécuritaire tous les types de brut permis, y compris le pétrole brut lourd.

La prévision de juin 2012 de l'Association canadienne des producteurs pétroliers [« ACPP »] (<http://www.capp.ca/forecast/Pages/default.aspx>) projette une croissance importante dans l'Ouest canadien de l'offre en brut léger, grâce à une augmentation d'environ 448 000 bpj de 2012 à 2022 (veuillez consulter les valeurs circulaires de la figure 12.1.1). En plus de la croissance de l'Ouest canadien, on prévoit que la production de brut léger non sulfuré dans la région de Bakken au Dakota du Nord se maintiendra à plus de 1 000 000 bpj après 2015 jusqu'en 2025 (North Dakota Pipeline Authority). Les retombées de la croissance en approvisionnement de pétrole brut léger seront exacerbées par l'achèvement au cours des deux prochaines années de projets de conversion de grandes raffineries, ce qui permettra la prise en charge de types de brut plus lourd dans les raffineries suivantes : BP à Whiting; Marathon à Detroit; et ConocoPhillips à Wood River. On estime que ces conversions de raffinerie produiront plus de 430 000 bpj de pétrole brut léger à mettre en marché.

La prévision de l'ACPP prévoit une croissance encore plus marquée de l'offre en brut lourd dans l'Ouest canadien. Elle s'attend à ce que l'offre augmente à 1 837 000 bpj entre 2012 et 2022.

Figure 12.1.1 Tiré de la prévision de l'ACPP : CAPP Crude Oil – Forecast, Markets & Pipelines, juin 2011

ANNEXE B.2 Offre de pétrole brut de l'Ouest canadien 2012-2030

Offre de brut fluidifié pour les canalisations principales et les marchés

	Réel	Prévu	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CLASSIQUE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Total léger et moyen	570	506	702	739	752	814	827	835	834	832	827	820	810	800	789	777	763	744	724	708	690
Classique lourd net sur le marché	309	312	323	320	321	317	316	313	307	305	303	298	292	289	287	287	283	280	276	274	272
TOTAL CLASSIQUE	879	917	1 025	1 059	1 103	1 132	1 142	1 148	1 140	1 137	1 129	1 117	1 102	1 090	1 076	1 063	1 046	1 024	1 000	982	962
SABLES																					
BITUMINEUX																					
Léger valorisé (synthétique)	660	705	804	926	954	983	1 012	974	976	1 020	1 083	1 128	1 144	1 150	1 135	1 169	1 157	1 118	1 104	1 094	1 079
Sables bitumineux, brut lourd	1 134	1 296	1 310	1 483	1 547	1 775	1 971	2 178	2 304	2 496	2 734	2 932	3 178	3 386	3 661	3 947	4 041	4 276	4 481	4 618	4 830
TOTAL SABLES BITUMINEUX ET VALORISATION	1 794	2 001	2 115	2 409	2 501	2 758	2 983	3 147	3 280	3 516	3 817	4 060	4 322	4 516	4 796	5 116	5 199	5 394	5 585	5 712	5 909
Offre totale, brut léger	1 229	1 311	1 506	1 665	1 736	1 797	1 839	1 809	1 809	1 852	1 909	1 948	1 954	1 931	1 924	1 945	1 920	1 862	1 828	1 802	1 769
Offre totale, brut lourd	1 444	1 608	1 633	1 803	1 958	2 002	2 267	2 485	2 611	2 801	3 037	3 229	3 470	3 675	3 947	4 233	4 325	4 556	4 757	4 893	5 102
OFFRE DE BRUT DE L'OUEST CANADIEN	2 673	2 918	3 139	3 468	3 705	3 690	4 125	4 295	4 420	4 653	4 946	5 177	5 424	5 606	5 871	6 179	6 244	6 418	6 585	6 696	6 870

Remarques :

1. Comprend le pétrole classique valorisé.

2. Comprend : a) condensats importés; b) diluant fabriqué des installations de valorisation et c) pétrole brut lourd valorisé des installations de valorisation.

Figure 12.1.1 Tiré de la prévision de l'ACPP : CAPP Crude Oil – Forecast, Markets & Pipelines, juin 2011

12.2. Questions relatives au transport

12.2.1. Capacité du pipeline – Arrangements contractuels et appel de soumissions

À l'appui du Projet, Enbridge a tenu un appel formel de soumissions exécutoires du 17 mai au 15 juin 2012 à l'intention d'expéditeurs intéressés à conclure une entente de services de transport (EST) à long terme les engageant à expédier sur une base obligatoire. L'appel de soumission a été diffusée dans l'annonce du Projet publiée le 16 mai 2012 sous forme de communiqué de presse sur le site Web d'Enbridge et au moyen d'un avis d'appel de soumissions publié le 17 mai 2012 à tous les expéditeurs dans le réseau principal d'Enbridge, par l'intermédiaire du système de notification en ligne aux expéditeurs d'Enbridge.

Les expéditeurs ont eu l'occasion de souscrire à une capacité pour une durée de 10 ans, avec une option de renouvellement de cinq ans. L'EST fournit aux expéditeurs un accès prioritaire en échange d'un engagement d'expédition obligatoire pour le Projet.

Avant et pendant l'appel de soumissions, plus de 10 sociétés ont signé des ententes de confidentialités pour examiner les détails du Projet. À la fermeture de l'appel de soumission, Enbridge avait reçu des EST signées de la part de trois parties contractantes ayant des intérêts de raffinage dans l'Est du Canada, pour un engagement de volume total excédant la capacité ferme offerte.

En raison de la demande sur le marché pour la capacité ferme du Projet, Enbridge a ajusté son offre de capacité et sera en mesure, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, de desservir les 275 000 bpj des engagements demandés, tout en maintenant un minimum de 25 000 bpj d'espace pour les volumes ponctuels ou ne faisant pas l'objet d'une entente. La capacité annuelle de la canalisation 9 sera de 300 000 bpj.

Enbridge soutient que 25 000 bpj de capacité disponible sur la canalisation 9 suffisent pour répondre à ses exigences courantes de transporteur en vertu de la *Loi sur l'ONÉ*. La canalisation 9 se termine à Montréal,

et les deux seules raffineries du Québec ont toutes les deux signé des EST exécutoires à l'appui du Projet. De plus, les trois expéditeurs ont signifié leur intérêt envers le Projet pour l'exécution de la capacité ferme reçue des EST sur la canalisation 9. Par conséquent, Enbridge soutient qu'en laissant un peu moins de 10 % de la capacité de la canalisation disponible pour les transports ponctuels, elle répond aux exigences du marché de raffinage de l'est canadien et respecte ses obligations courantes de transporteur.

12.2.2. Débit

Les ententes d'expédition obligatoire reçues, auxquelles s'ajoutent l'utilisation historique et la demande prévue des raffineries du Québec, qui sont situées au terminal du pipeline ou près de celui-ci, garantiront une utilisation presque totale de la canalisation 9 dans un avenir prévisible.

12.3. Marchés

Compte tenu des engagements obtenus dans les EST, il est prévu que la canalisation 9B inversée sera utilisée pour desservir les deux raffineries situées dans la province de Québec. Ces raffineries, exploitées par Suncor Energy Products Partnership inc. et Ultramar ltée., ont une capacité de raffinage respective de 135 000 et de 265 000 bpj, ce qui représente 133 % de la capacité du Projet. La canalisation 9A continuera de desservir la raffinerie Imperial Oil Limited à Nanticoke en Ontario.

Le Projet recevra des volumes du réseau principal d'Enbridge à Sarnia et fournira des volumes aux expéditeurs au terminal de la canalisation 9B à Montréal.

12.4. Financement

Le Projet sera financé par des fonds générés à l'interne.

13. TERRAINS

- 1 Toutes les modifications apportées aux postes et aux terminaux qui sont nécessaires pour le Projet seront
- 2 effectuées dans les limites existantes des sites ou des terrains dont Enbridge est propriétaire. Aucun
- 3 nouveau droit foncier permanent, ni nouvelles superficies au sol, ni droits nouveaux ou modifiés sur des
- 4 superficies au sol existantes ne sont nécessaires dans le cadre du Projet. Un espace de travail temporaire
- 5 (d'environ 3 300 m² [0,33 ha]) sera nécessaire pour construire un nouveau bâtiment en vue de délocaliser un
- 6 densitomètre installé sur l'emprise de la canalisation 9 au PK 2989 (PM 1857). Enbridge a conclu une
- 7 entente avec le propriétaire terrien concernant l'espace temporaire en question.

VERSION NON OFFICIELLE

14. GESTION DE LA SÉCURITÉ

Enbridge a pris connaissance du Projet de modification réglementaire 2010-01 et le respectera, en plus d'avoir mis en œuvre un programme de gestion de la sécurité en vigueur pour tous ses systèmes de pipelines et installations. Le programme de gestion de la sécurité comprend les éléments suivants :

- politiques de sécurité et manuels de procédures;
- plans d'intervention régionaux de sécurité;
- évaluations de la vulnérabilité en matière de sécurité;
- surveillance et analyse des menaces;
- mesures de sécurité physiques;
- surveillance et suivi des incidents de sécurité;
- formation et soutien du personnel d'exploitation.

Les mesures de sécurité physiques tiennent compte de la taille, de l'emplacement, des risques et de l'aspect critique des biens nécessitant une protection. Ces mesures comprennent généralement un périmètre clôturé, des portes automatiques ou manuelles, des alarmes anti-intrusions, un contrôle d'accès, des systèmes de surveillance et de l'éclairage.

Enbridge collabore avec les autorités policières locales et fédérales ainsi que les associations industrielles pour déterminer et surveiller les tendances et les problèmes.

Le Projet sera intégré au programme de gestion de la sécurité et au processus d'évaluation déjà en place chez Enbridge. Tous les plans et programmes relatifs à la sécurité existants seront mis à jour afin d'inclure les nouvelles installations, le cas échéant.

La construction des nouvelles installations n'aura aucune répercussion négative sur les plans d'intervention de sécurité d'Enbridge.

Tout problème de sécurité constaté pendant la construction sera géré selon le programme de gestion de la sécurité déjà en place.

15. GESTION DES URGENCES

- 1 Enbridge a pris connaissance la lettre de l'ONÉ datée du 24 avril 2002 intitulée *Programmes de protection*
- 2 *civile et d'intervention et de sécurité*. Un plan d'intervention d'urgence approfondi est en place pour tous les
- 3 pipelines d'Enbridge. Le plan comprend de nombreuses mesures préventives, comme une éducation
- 4 préalable du public au sujet des croisements de pipelines et des problèmes d'empiètement.
- 5 Enbridge communique régulièrement avec les intervenants le long de ses couloirs pipeliniers, notamment
- 6 les propriétaires fonciers, les organismes gouvernementaux et les spécialistes des secours d'urgence (comme
- 7 les services de police et les fournisseurs de soins de santé).
- 8 Des coordonnées d'urgence sont inscrites à intervalle régulier sur les pipelines d'Enbridge. Un centre
- 9 d'appel d'urgence ouvert jour et nuit, situé au centre de commande à Edmonton, peut répondre avec
- 10 efficacité et efficience aux préoccupations du public ou aux situations d'urgence.

