

**Projet d'inversion de la canalisation 9B de Pipelines Enbridge Inc. (« Enbridge »)  
et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (le « projet »)**

**Demande présentée aux termes de l'article 58 et de la partie IV (la « demande »)  
de la Loi sur l'Office national de l'énergie  
OH-002-2013  
Dossier OF-Fac-Oil-E101-2012-10 02**

**Réponse d'Enbridge à la demande de renseignement n° 3 de l'Office national de l'énergie  
(l'ONÉ ou l'Office)**

**Questions relatives à la consultation**

**3.1 Consultation des parties prenantes au sujet des modifications apportées au projet**

- Source :**
- i) Dépôt [A3H3T6](#) B12-6 – Pièce jointe 5 – Addenda à l'ÉEES (Adobe page 3 de 24).
  - ii) *Guide de dépôt* de l'Office national de l'énergie, [Section 3.3 Consultation](#).

**Préambule :** La source i) indique que de nouveaux terrains qui n'avaient pas été inclus dans la portée du projet seraient requis aux stations North Westover, Hilton et Cardinal ainsi qu'au terminal de Montréal. Les nouveaux terrains requis au terminal de Montréal sont situés à l'extérieur des limites de la propriété actuelle d'Enbridge et nécessiteront une autorisation du ou des propriétaires de ces terrains.

La source i) indique qu'un nouveau densitomètre sera installé à la BK 2989.30. Par ailleurs, l'Office ne trouve, dans la source i), aucune confirmation qu'il y a eu consultation de tous les propriétaires fonciers susceptibles d'être touchés ni d'acquisition des droits fonciers appropriés.

La source ii) exige que les sociétés fournissent le détail de la conception et de la mise en œuvre de leur programme de consultation pour ce qui est des incidences générales potentielles du projet (p. ex., le bruit et les émissions atmosphériques) qui peuvent se faire sentir au-delà des limites du projet.

**Demande :** Veuillez fournir un tableau à jour et ventilé des activités de consultation menées auprès des parties prenantes susceptibles d'être touchées concernant les changements envisagés dans les travaux de construction et les exigences relatives aux terrains visés par le projet. Ce tableau devrait préciser ce qui suit :

- a) la partie prenante ou le propriétaire foncier consulté, la date et la méthode de consultation pour chaque partie consultée (téléphone, rencontre, courrier électronique, lettre);

- b) une description des consultations menées pour expliquer les changements envisagés dans les travaux de construction et les exigences relatives aux terrains;
- c) une confirmation que toutes les autorisations appropriées relatives aux terrains au terminal de Montréal ont été obtenues ou le seront;
- d) un résumé des enjeux et des préoccupations qui ont été exprimés sur les changements envisagés aux travaux de construction et aux exigences relatives aux terrains, les mesures qu'a employées ou qu'emploiera Enbridge pour donner suite à ces enjeux ou inquiétudes, ou les motifs pour lesquels aucune mesure ne sera prise pour donner suite à des préoccupations précises.

**Réponse :** a) Les activités de consultation indiquées n'ont pas encore été menées, donc un tableau des activités de consultation n'est pas fourni. Enbridge informera toutes les parties prenantes et les communautés autochtones participant à ce jour au projet des changements relatifs aux activités de construction et aux besoins en matière de terrains au moyen d'une lettre de mise à jour qui sera postée à la fin du mois de juillet 2013. Le site Web du projet sera aussi mis à jour comme il se doit; la date de cette mise à jour sera choisie en fonction de celle de la lettre de mise à jour.

Enbridge considère que la consultation se poursuivra pour la durée du projet et que la date de la lettre de mise à jour est pertinente compte tenu de la nature des changements relatifs aux activités de construction. De plus, les changements relatifs aux activités de construction et aux besoins en matière de terrains n'auront pas d'incidences du fait que la grande majorité des parties prenantes ne se rendra pas compte de l'inversion du sens de l'écoulement et de l'augmentation de la capacité, sans changement à 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. Les nouveaux besoins en matière de terrains concernent des aires de travail temporaire dans une zone industrielle ou à un poste d'Enbridge.

Enfin, le propriétaire foncier de la propriété sur laquelle Enbridge prévoit de construire un densitomètre situé au PK 2989,30 n'a aucune inquiétude quant au projet. Il a d'ailleurs signé une entente avec Enbridge en novembre 2012 octroyant tous les droits requis pour construire, exploiter et entretenir le densitomètre. Le 21 juin 2013, un représentant d'Enbridge a également remis en mains propres des avis aux quatre propriétaires fonciers adjacents situés à moins de 150 m du site du densitomètre. Enbridge s'efforcera de tenir compte de toutes les préoccupations soulevées par ces

propriétaires fonciers et, dans la mesure du possible, les intégrera dans la planification des travaux.

Enbridge collaborera avec les parties prenantes et les communautés autochtones afin de répondre aux préoccupations exprimées.

- b) Prière de se reporter à la réponse de la DR 3.1.a de l'ONÉ.
- c) Enbridge confirme que les discussions préliminaires avec le propriétaire foncier industriel ont eu lieu et que toutes les autorisations appropriées relatives aux terrains au terminal de Montréal seront obtenues avant la construction du projet.
- d) Prière de se reporter à la réponse de la DR 3.1.a de l'ONÉ.

## Information de nature économique et financière

### 3.2 *Frais afférents aux droits pour le service non souscrit*

- Source :**
- i) Dépôt [A3G4R9](#) B8-3 – Pièce jointe 1 à la DR 1.1 de l'Office – AST pro forma, annexe B (Adobe page 34 de 52).
  - ii) Dépôt [A3G4R9](#) B8-3 – Pièce jointe 1 à la DR 1.1 de l'Office – AST pro forma, article 6.03 (Adobe page 13 de 52).
  - iii) Dépôt [A1Y9R7](#) Entente de tarification concurrentielle d'Enbridge, Partie VIII, Information touchant la canalisation 9 (Adobe page 40 de 122).
  - iv) Dépôt [A3G4R8](#) Réponse d'Enbridge à la DR 1.2 de l'Office (Adobe pages 2 et 3 de 46).

**Préambule :** Dans la source i), Enbridge explique que les droits réels relatifs au service souscrit seront rajustés en conséquence pour correspondre aux droits communs internationaux, selon l'entente de tarification concurrentielle de 2011, en tenant compte de la distance du point de départ canadien jusqu'à Sarnia. En outre, le tableau inclut un rajustement comprenant des frais de 0,21 \$ liés à la distance jusqu'à Montréal et au produit.

À l'article 6.03 de la source ii), Enbridge explique que les droits pour le service non souscrit incluront une prime qui fera en sorte que les droits totaux pour le service non souscrit de n'importe quel point de départ au Canada jusqu'à Montréal ne dépasseront pas de plus de 22 % le tarif des droits communs internationaux estimatif de la canalisation 9 jusqu'à Montréal indiqué dans l'annexe B. La source indique aussi que l'expéditeur accepte que l'écart entre les droits pour les services non souscrit et souscrit puisse varier pendant la durée du contrat.

L'article 31.2 de la source iii) mentionne que les droits relatifs à la canalisation 9 sont actuellement fixés de façon indépendante et qu'ils continueront à l'être en vertu de l'ETC, que le sens d'écoulement de la canalisation 9 soit d'est en ouest ou d'ouest en est ou qu'il soit en partie d'est en ouest et en partie d'ouest en est.

L'article 31.3 de la source iii) précise que, si Enbridge demande que le sens d'écoulement de la canalisation 9 soit inversé et que l'Office acquiesce à cette demande et permet l'exploitation de la canalisation 9 ou d'une partie de celle-ci pour permettre le transport de volumes de la canalisation principale canadienne vers la canalisation 9 et le transport d'hydrocarbures d'ouest en

est dans la canalisation 9, Enbridge peut, à sa discrétion, déposer un tarif commun international négocié pour le transport des produits dans la canalisation 9 à ce moment.

Dans la source iv), Enbridge indique que la méthode de conception des droits proposée pour le projet respecte les principes et les méthodes d'établissement des droits sur lesquels s'appuie l'entente de tarification concurrentielle (ETC) applicable au réseau principal d'Enbridge. La source mentionne aussi que les droits pour le service non souscrit sont fixés de manière que les droits de n'importe quel point de réception au Canada n'excèdent pas de plus de 22 % le tarif commun international pour le transport jusqu'à Montréal.

- Demande :**
- a) Veuillez expliquer en quoi la méthode de conception des droits proposée pour la canalisation 9 respecte les principes et les méthodes d'établissement des droits sur lesquels s'appuie l'ETC.
  - b) Veuillez préciser la définition de tarif commun international « négocié » mentionné à l'article 31.3 dans la source iii) et le lien qui existe avec le tarif commun international pour la canalisation 9 évoqué à l'article 6.03 de la source ii).
  - c) Veuillez indiquer si la prime relative aux volumes non souscrits sur la canalisation 9 visera les volumes expédiés depuis n'importe quel point de départ au Canada jusqu'à Sarnia et, dans l'affirmative, comment cette prime est calculée et si elle est conforme au principe selon lequel les droits pour la canalisation 9 sont fixés de façon indépendante, comme cela est décrit à l'article 6.03 dans la source ii).
  - d) Veuillez préciser pendant combien de temps les droits pour le service non souscrit ne pourront excéder de plus de 22 % le tarif commun international estimatif de la canalisation 9 jusqu'à Montréal, et indiquer quelles mesures, le cas échéant, Enbridge prendra pour maintenir la prime à ce niveau pendant la période en question.
  - e) Veuillez expliquer si les frais de 0,21 \$ liés à la distance jusqu'à Montréal et au produit mentionnés dans la source i) viseront aussi les droits pour le service non souscrit. Dans l'affirmative, veuillez aussi expliquer la méthode employée pour calculer ces frais.

- Réponse :**
- a) La méthode de conception des droits proposée pour la canalisation 9 respecte les principes et les méthodes d'établissement des droits sur lesquelles s'appuie l'ETC comme suit :

- (1) en s'assurant que le tarif commun international de l'ETC applicable aux points de livraison sur la canalisation principale d'Enbridge seront les mêmes, peu importe les installations ou le parcours prévu, conformément à l'article 14.2 de l'ETC. Les droits pour le service souscrit et non souscrit à Nanticoke et à West Seneca seront les mêmes sur la canalisation 9 que ceux publiés dans le tarif commun international de l'ETC n° 326 déposé auprès de l'ONÉ;
  - (2) en s'assurant que les droits pour le service jusqu'à un point de réception ou de livraison d'une canalisation principale n'appartenant pas à Enbridge seront plus élevés que les droits pour le service d'un point de réception au point de livraison du réseau principal d'Enbridge le plus près en amont et offert à tous les expéditeurs qui sont dans une situation analogue, conformément à l'article 14.5 de l'ETC. Les droits jusqu'à Montréal sont plus élevés que les droits jusqu'au point de livraison du réseau principal d'Enbridge le plus près en amont, conformément au tarif commun international de l'ETC et ont été offerts à tous les expéditeurs dans une situation analogue;
  - (3) en offrant des droits assurés aux expéditeurs en rajustant les droits initiaux annuellement, le 1<sup>er</sup> juillet, à un taux de 75 % du produit intérieur brut aux prix du marché, conformément aux paramètres présentés à l'article 31.4 de l'ETC;
  - (4) en permettant à Enbridge d'offrir des incitatifs pour attirer des volumes supplémentaires sur la canalisation 9, à condition que de tels incitatifs de droits soient offerts à tous les expéditeurs de la canalisation 9, conformément aux articles 14.1 et 31.7 de l'ETC.
- b) L'article 31.3 de l'ETC précise qu'Enbridge peut déposer, à sa discrétion, un tarif commun international négocié pour la livraison sur la canalisation 9 au moment où la canalisation est exploitée d'ouest en est. L'article 6.03 présente les résultats des négociations d'Enbridge avec les expéditeurs afin de mettre au point le tarif commun international de la canalisation 9 visant ce service. Pour des précisions sur la « notification des tiers commerciaux » d'Enbridge, veuillez consulter la demande, Adobe pages 37 de 54. Enbridge a consulté les expéditeurs éventuels afin de mettre au point la méthode de conception du tarif commun international de la canalisation 9 et les conditions générales de l'entente de service de transport (EST).
- c) Conformément à l'article 14.2 de l'ETC, il n'y a pas de prime appliquée sur les volumes non souscrits pour les livraisons à Sarnia depuis les points de

réception de l'Ouest canadien. La prime pour les volumes non souscrits s'appliquerait seulement au transport de Sarnia à Montréal.

- d) La durée initiale de l'EST est de 10 ans. En vertu de l'article 5.03 de l'EST, l'expéditeur peut prolonger l'EST pour cinq années supplémentaires. La prime maximale de 22 % sur les droits pour le service souscrit s'appliquera pour la durée de l'EST.

La prime globale pour le service de l'Ouest du Canada jusqu'à Montréal payée par les expéditeurs de volumes non souscrits peut augmenter ou diminuer pendant cette période, mais elle n'excédera jamais une prime de 22 % des droits pour le service souscrit. Si un ajustement permis des droits pour le service souscrit se traduisait par des droits pour le service non souscrit excédant la prime de 22 %, alors Enbridge déposerait auprès de l'ONÉ les droits rajustés pour le service non souscrit de la canalisation 9 (s'appliquant au service de Sarnia à Montréal) afin que les droits totaux pour le service non souscrit depuis n'importe quel point de départ au Canada jusqu'à Montréal ne dépassent pas de plus de 22 % les droits pour le service souscrit.

- e) Oui, les frais de 0,21 \$ s'appliqueront aux droits pour le service non souscrit. Les droits pour le service non souscrit seront calculés en appliquant une prime (n'excédant pas 22 %) sur les droits pour le service souscrit. Les droits pour le service souscrit incluent les frais de 0,21 \$.

Les négociations avec les expéditeurs éventuels ont mené à une entente concernant le tarif commun international de la canalisation 9 de Sarnia à Montréal. Ces droits négociés ont ensuite été ajoutés au tarif commun international de l'ETC jusqu'à Sarnia afin d'obtenir le tarif commun international de la canalisation 9. Les droits du tarif commun international de la canalisation 9 étaient plus élevés de 0,21 \$ comparativement aux droits rajustés en fonction de la distance en utilisant les droits unitaires de transport du tarif commun international de l'ETC.

### 3.3 *Modifications apportées aux droits pour le service non souscrit*

- Source :**
- i) Dépôt [A3G4R9](#) B8-3 – Pièce jointe 1 à la DR 1.1 de l'Office – AST pro forma, Article 6 (Adobe pages 13 et 14 de 52).
  - ii) Dépôt [A3G4R8](#) Réponse d'Enbridge à la DR 1.2 de l'Office (Adobe pages 2 et 3 de 46).

**Préambule :** L'article 6.03 de la source i) indique que les droits pour le service non souscrit ne sont rajustés annuellement que de 75 % du produit intérieur brut aux prix du marché (PIBPM) du Canada, multiplié par les droits en vigueur pour le service non souscrit, et que le processus afférent à l'ICQF rajustera les droits supplémentaires pour les services souscrit et non souscrit, selon la méthode exposée à la section 6.04.

Par ailleurs, à l'article 6.08 de la source i), Enbridge explique que, dans certaines conditions, elle ne doit pas offrir de service de transport sur la canalisation 9, que ce soit le service souscrit ou non souscrit, en contrepartie de droits globaux depuis un point de départ jusqu'à un point de livraison qui sont inférieurs aux droits pour le service souscrit relatif à la canalisation 9 à ce moment. Ou bien, le transporteur peut agir ainsi, mais à condition seulement que les droits pour le service souscrit sont réduits proportionnellement. Dans la source ii), Enbridge affirme que le principe sur lequel s'appuie la méthode de conception des droits est que les droits pour le service non souscrit sont fixés de manière que les droits depuis n'importe quel point de réception au Canada n'excèdent pas de plus de 22 % les droits du tarif commun international jusqu'à Montréal.

- Demande :**
- a) Veuillez expliquer si les droits pour le service non souscrit seront rajustés pour d'autres motifs que la variation annuelle du PIBPM ou le processus de l'ICQF et, dans l'affirmative, quand et comment les expéditeurs du service non souscrit seront informés de ce changement.
  - b) Veuillez décrire les circonstances susceptibles d'entraîner une hausse ou une diminution de la prime sur les droits pour le service non souscrit dont il est fait état dans la source ii).
  - c) Veuillez fournir un exemple numérique de droits globaux d'un point de départ à un point de livraison qui obligerait Enbridge à réduire les droits pour le service souscrit sur la canalisation 9 décrit à l'article 6.08 de la source i). Dans cet exemple, veuillez préciser le mécanisme qu'Enbridge mettrait en place, au besoin, pour réduire les droits pour le



service garanti et indiquer si les droits pour le service non souscrit seraient aussi réduits si, avant une diminution des droits pour le service souscrit, la prime sur les droits pour le service non souscrit était de 22 %.

- Réponse :**
- a) Les droits pour le service non souscrit pourraient être rajustés pour des raisons autres qu'un rajustement annuel du PIBPM ou d'autres droits supplémentaires résultant d'une ordonnance de l'ONÉ en lien avec l'ICQF. Par exemple, des rajustements du tarif commun international de l'ETC ou un accroissement assujéti à l'article 31.13 de l'ETC se traduiraient par des rajustements aux droits pour le service non souscrit. Dans ce cas, Enbridge consulterait les expéditeurs avant de présenter un dépôt à l'ONÉ.
  - b) Une diminution de la prime sur les droits pour le service non souscrit pourrait avoir lieu, si, par exemple, les droits pour le service souscrit et les droits pour le service non souscrit augmentaient tous deux du même montant. Un supplément de l'ICQF en serait un exemple.
  - c) L'article 6.08 de l'ETC a été inclus afin de fournir l'assurance aux expéditeurs souscrits qu'un accroissement futur ne pourra pas être offert moyennant des droits pour le service inférieurs aux droits pour le service souscrit applicables à cette date. Si, par exemple, il était possible d'ajouter de la capacité moyennant très peu de dépenses en immobilisations, Enbridge ne pourrait pas offrir un tel transport pour des droits inférieurs aux droits pour le service souscrit dans le cadre du Projet. Si, dans une telle situation, les droits pour le service souscrit devaient être réduits, les droits pour le service non souscrit le seraient également, si nécessaire, afin d'assurer que la prime n'excède pas 22 %. Dans une telle situation, une entente avec les expéditeurs souscrits actuels et l'approbation de l'ONÉ ou un dépôt auprès de ce dernier serait nécessaire.

### 3.4 *Capacité non souscrite*

- Source :**
- i) Dépôt [A3G4R8](#) Réponse d'Enbridge à la DR 1.4 de l'Office (Adobe page 6 de 46).
  - ii) Dépôt [A3D7I1](#) Demande (Adobe page 51 de 54).

**Préambule :** Dans la source i), Enbridge explique pourquoi un bloc de capacité de 25 000 b/j peut ne pas être disponible aux expéditeurs du service non souscrit en toutes circonstances.

Dans la source ii), Enbridge soutient qu'une capacité au comptant de 25 000 b/j sur la canalisation 9 suffit pour qu'elle s'acquitte de ses obligations à titre de transporteur public au sens de la Loi.

- Demande :**
- a) Veuillez expliquer si une capacité pipelinière sera attribuée aux expéditeurs du service non souscrit dans le cas où, par suite d'une réduction de pression d'exploitation, la capacité annuelle moyenne du pipeline serait inférieure au total des volumes souscrits (par exemple, une capacité souscrite annuelle moyenne de 250 000 b/j en regard de volumes souscrits globaux de 275 000 b/j).
  - b) Dans le scénario décrit au point a), si la capacité non souscrite est disponible, veuillez indiquer quelle fraction (c.-à-d. pourcentage) sera attribuée aux expéditeurs du service non souscrit et comment elle sera répartie. Si aucune capacité du genre ne sera disponible, veuillez expliquer comment Enbridge s'acquittera de ses obligations de transporteur public.

- Réponse :**
- a) Dans une situation où la pression d'exploitation serait réduite pendant une certaine période et où le pipeline serait exploité à une capacité annuelle moyenne inférieure aux volumes souscrits globaux, l'espace alloué aux expéditeurs du service non souscrit serait nulle (en supposant que les expéditeurs engagés ont utilisé tout l'espace de pipeline mis à leur disposition).
  - b) Comme il est expliqué dans la demande, 25 000 bpj représentent un peu moins de 10 % de la capacité de la canalisation 9, dont la capacité annuelle doit totaliser 300 000 bpj.

Comme il est indiqué dans le préambule et dans les références, les circonstances de l'appel de soumission, les engagements de capacité subséquents et les raisons pour lesquelles Enbridge a décidé de maintenir une capacité de 25 000 bpj pour les expéditeurs du service non souscrit sont

énoncés dans la demande (Adobe page 51 de 54).

Enbridge estime que les 25 000 bpj de volumes non souscrits proposés, ainsi que l'ordre de priorité établi pour les volumes non souscrits en vertu des Règles tarifaires (telles qu'elles ont été résumées dans la réponse à la DR 1.4 de l'ONÉ), lui permettront de respecter ses obligations en vertu du paragraphe 71(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* d'une façon similaire et dans la même mesure que les modalités approuvées régulièrement par l'ONÉ, y compris tout récemment dans le cas de Trans Mountain Pipeline ULC (« Trans Mountain »), comme en fait foi le document Motifs de décision RH-001-2012 (mai 2013, pages 33-34) [la « décision de Trans Mountain »].

Comme l'énonce la décision de Trans Mountain, Chevron Canada Limited et Chevron Canada Resources (collectivement, « Chevron ») ont demandé à l'Office qu'au moins 20 % de la *capacité réelle*, plutôt que *nominale*, soient consacrés aux volumes non souscrits sur le réseau de Trans Mountain, afin qu'en cas de « problèmes » (lesquels comprennent vraisemblablement la réduction de la pression d'exploitation), les expéditeurs du service garanti et ceux du service non souscrit ressentent également les effets. L'Office a refusé la demande, en statuant que le pourcentage de capacité non souscrite basé sur la capacité nominale du réseau Trans Mountain était approprié. Telles qu'Enbridge les comprend, les dispositions pertinentes des règles et règlements de Trans Mountain, à tous les égards importants, ont le même effet qu'auraient leurs pendants des règles tarifaires d'Enbridge par rapport à la disponibilité de la capacité non souscrite dans l'éventualité d'une réduction de la pression d'exploitation (par exemple).

Pour plus de commodité, les dispositions suivantes extraites des règles et règlements de Trans Mountain étaient incluses dans la demande de Trans Mountain :

#### **14.2 Détermination de la capacité disponible.**

- (a) Dès que possible après la date limite de réception des commandes mensuelles, le transporteur déterminera la capacité hydraulique du réseau principal disponible pour le transport de pétrole pendant le mois suivant (la « capacité disponible »). La détermination de la capacité disponible prendra en compte :
  - i) les caractéristiques du pétrole sélectionné pour le mois;
  - ii) l'entretien préventif;
  - iii) le report des volumes initialement prévu pour la livraison

ou pour l'injection au cours du mois précédent.

- (b) Dans le cas d'un événement de force majeure affectant le réseau de pipeline du transporteur, toute réduction résultante de la capacité du réseau principal sera attribuée au prorata de chacune des catégories de capacités désignées définies à la règle 14.3.

### **14.3 Répartition de la capacité disponible.**

Le transporteur répartira la capacité disponible selon les procédures suivantes :

- (a) Premièrement, entre tous les expéditeurs du service garanti, les quantités du type de pétrole désigné aux fins de transport jusqu'au point de livraison désigné, jusqu'à concurrence du volume mensuel maximal de chacun de ces expéditeurs du service garanti;
- (b) Deuxièmement, sous réserve de la règle 6.8, entre les expéditeurs du service garanti qui commandent (i) un type de pétrole autre que le type de pétrole désigné, ou (ii) le transport vers un point de livraison autre que leur point de livraison désigné, jusqu'à concurrence du volume mensuel maximal de chacun de ces expéditeurs du service garanti;
- (c) Troisièmement, entre les commandes d'expéditeurs du service non souscrit vers les destinations prioritaires, conformément à l'ordonnance de l'Office national de l'énergie;
- (d) Quatrièmement, entre (i) les commandes d'expéditeurs du service non souscrit vers le terminal maritime de Westridge, sous réserve de la règle 14.4, et (ii) les commandes des expéditeurs du service non souscrit vers des destinations foncières, sous réserve de règle 14.5.

### 3.5 *Traitement des coûts en capital*

- Source :**
- i) Dépôt [A3G4R8](#) Réponse d'Enbridge à la DR 1.3 de l'Office (Adobe page 4 de 46).
  - ii) Dépôt [A3G4R9](#) B8-3 – Pièce jointe 1 à la DR 1.1 de l'Office – AST pro forma, annexe B (Adobe page 34 de 52).
  - iii) Dépôt [A1Y9R7](#) Entente de tarification concurrentielle d'Enbridge, Partie VIII, Information concernant la canalisation 9 (Adobe page 42 de 122).

**Préambule :** Dans la source i), Enbridge explique que les activités d'ingénierie prévues pour la canalisation 9B, y compris une somme de 9,6 millions de dollars pour les activités liées à l'intégrité déjà menées, sont comptabilisées dans le total des coûts en capital utilisé pour calculer les droits initiaux et, donc, seront recouverts dans les droits pour le transport garanti (souscrit) et les droits pour le service non souscrit.

L'annexe B de la source ii) indique les droits initiaux pour le service souscrit au 1<sup>er</sup> janvier 2013, selon le tarif commun international pour la canalisation 9.

À l'article 31.11 de la source iii), on fait état des dépenses en immobilisations pour la canalisation 9 et on explique que celles-ci incluraient l'agrandissement de la canalisation 9, notamment une plus grande capacité pipelinère, une capacité de stockage accrue ou la création ou l'agrandissement de nouveaux points de réception et de livraison pour la canalisation 9. L'article 31.12 de la source mentionne aussi qu'Enbridge assume toutes les dépenses en immobilisations de canalisation 9 pendant toute la durée de l'ETC.

- Demande :**
- a) Veuillez expliquer si les droits initiaux pour le service souscrit indiqués dans la source ii) englobent toutes les dépenses en immobilisations dont il est fait état dans la source i).
  - b) Veuillez expliquer si des éléments des dépenses en immobilisations mentionnées dans la source i) sont considérés comme des dépenses en immobilisations à la charge d'Enbridge, au sens de la source iii).
  - c) Veuillez expliquer comment sera recouvert tout écart avec le montant prévu des dépenses en immobilisations mentionnées dans la source i) dans les droits du transport garanti (souscrit) et ceux du service non souscrit.

- Réponse :**
- a) Oui, les dépenses en immobilisations indiquées dans la source i) sont incluses dans les dépenses en immobilisations globales utilisées pour établir les droits initiaux pour le service souscrit énoncés dans la source ii).
  - b) Oui, conformément à l'article 31.12 de l'ETC, Enbridge assume toutes les dépenses en immobilisations de la canalisation 9 pendant toute la durée de l'ETC. Les articles 31.13 et 31.14 de l'ETC permettent à Enbridge de négocier avec les expéditeurs pour les projets dont les dépenses en immobilisations prévues dépassent les 25 millions de dollars et pour les projets autonomes qui nécessitent des dépenses en immobilisations, mais qui ne sont pas pris en charge par Enbridge parce que les revenus supplémentaires associés ne couvriraient pas les coûts marginaux. Tout écart par rapport au montant prévu des dépenses en immobilisations énumérées dans la source i) sera assumé par d'Enbridge.
  - c) Prière de se reporter à la réponse de la DR 3.5b de l'ONÉ.

### 3.6 *Faisabilité économique et justification*

- Source :**
- i) Dépôt [A3H3A8](#) Réponse d'Enbridge à la DR 2.1 de l'Office (Adobe pages 1 et 2 de 14).
  - ii) Dépôt [A3H3A8](#) Réponse d'Enbridge à la DR 2.3 de l'Office (Adobe page 8 de 14).
  - iii) Dépôt [A3H3A8](#) Réponse d'Enbridge à la DR 2.5 (Adobe page 11 de 14).
  - iv) Dépôt [A3D7I1](#) – Demande (Adobe page 51 de 54).

**Préambule :** Dans la source i), Enbridge affirme que les retombés économiques du projet sont mesurées par rapport à un scénario de référence ne tenant pas compte du projet (mais incluant la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9). Enbridge a soutenu que le projet générerait des recettes supplémentaires de quelque 50 millions de dollars par année pendant 30 ans au titre du transport par pipeline. Enbridge soutient aussi que les économies réalisées sur les coûts des intrants des raffineries du Québec grâce à l'accès au pétrole brut canadien moins cher totaliseraient environ 780 millions de dollars par année pendant 30 ans. Pour arriver à ce chiffre, Enbridge a fait une prévision de l'écart du prix du pétrole et a supposé un débit de 250 000 b/j dont les livraisons seraient réparties également entre Montréal et Québec.

Dans la source i), Enbridge explique également qu'en se fondant sur le Modèle interprovincial d'entrées-sorties de Statistique Canada, l'augmentation directe et indirecte du revenu du travail s'élève à près de 350 millions de dollars et celle de l'emploi, à quelque 5 500 personnes-années. Enbridge fournit également une ventilation par province de ces retombées.

Dans la source ii), Enbridge décrit la faisabilité d'autres modes de transport permettant d'acheminer du pétrole brut de l'Ouest canadien ou des États-Unis jusqu'aux raffineries au Québec. Par exemple, Enbridge soutient que d'autres pipelines existants pourraient accomplir la même tâche, mais pas avant la date prévue de mise en service du projet, soit en 2014.

Dans la source iii), Enbridge soutient que l'autorisation du projet donnerait aux producteurs de pétrole de l'Ouest canadien et de la formation de Bakken accès à un plus vaste marché pour vendre leur production respective, ce qui pourrait avoir des retombées favorables sur leurs rentrées nettes provenant du pétrole.

Dans la source iv), Enbridge explique qu'elle a tenu un processus d'appels de

soumissions officiel et contraignant pour permettre aux expéditeurs de souscrire une capacité pour une période de dix ans, avec option de renouvellement de cinq ans, et qu'au terme de ce processus, trois contreparties associées au raffinage dans l'Est du Canada avaient fait parvenir des conventions de service de transport (CST) signées. La CST procure aux expéditeurs un accès prioritaire à la capacité de transport, en échange de leur important engagement envers le projet d'expédier ou de payer.

- Demande :**
- a) Veuillez indiquer les recettes au titre du transport du scénario de référence et les hypothèses employées pour calculer les recettes supplémentaires de 50 millions de dollars par année pendant 30 ans au titre du transport associées au projet.
  - b) Veuillez préciser les économies réalisées sur les coûts des intrants des raffineries du Québec, plus particulièrement au cours de la convention de 10 ans pour laquelle Enbridge détient un engagement d'expédition ou de paiement.
  - c) Veuillez indiquer les hypothèses employées pour dériver les économies sur les coûts des intrants sur 10 ans (durée provenant du point b) ci-dessus) et sur 30 ans, en précisant si les économies dans les deux cas sont des moyennes et, dans l'affirmative, comment Enbridge s'attend à ce que les économies soient distribuées sur les deux périodes et le degré de confiance que se matérialiseront les économies sur les coûts des intrants sur 10 ans et sur 30 ans, vu la possibilité que les autres solutions de rechange décrites dans la source ii) se concrétisent.
  - d) Veuillez isoler l'augmentation directe des revenus du travail et d'emploi des chiffres fournis dans la source i), en fournissant une ventilation par province, et expliquer comment on définit l'incidence directe et indirecte dans le modèle.
  - e) Veuillez fournir une estimation des retombées favorables possibles sur les rentrées nettes provenant du pétrole mentionnées dans la source iii) et expliquer les hypothèses et les facteurs pertinents qui pourraient modifier les estimations.

- Réponse :**
- a) Dans le scénario de référence (sans tenir compte du Projet), la canalisation 9B cesse toute activité, le pétrole brut de Bakken et de l'Ouest canadien n'est pas envoyé à Montréal et les besoins consolidés en revenus de pipeline associés à la canalisation 9 égalent zéro. Les besoins consolidés



en revenus de pipeline de la canalisation 9 liés à l'acheminement d'un débit garanti de 250 000 bpj vers l'est, en direction de Montréal, ont ensuite été estimés. Les besoins en revenus sont établis en fonction d'une entente de service de transport pour la canalisation 9 entre Enbridge et les expéditeurs ainsi que de l'estimation des coûts de service au-delà de 2024. L'estimation des revenus de transport par pipeline était fondée sur les hypothèses suivantes :

Date d'entrée en fonction : mi-2014

Durée du projet : 30 ans

Dépenses en capital : 121,8 M\$ (en dollar de 2012)

Taux d'inflation : 2 % par année

Profil des dépenses : 2012 (7 %), 2013 (51 %), 2014 (42 %)

Catégorie d'actif : postes (85 %), réservoirs (2 %), frais généraux et administratifs (13 %)

Selon les prévisions, les besoins consolidés en revenus de pipeline pour la canalisation 9 (comprenant les coûts d'exploitation, l'alimentation en électricité, l'impôt foncier, la dépréciation, l'impôt sur le revenu de l'entreprise et le rendement) devaient passer de 42,1 M\$ lors de la première année à 101,6 M\$ pendant la trentième année. Les besoins en revenus cumulatifs totaux sont de 2,084 G\$ (ou un revenu annuel moyen de 69,5 M\$ pendant 30 ans). Les valeurs mentionnées précédemment sont en dollars non indexés.

En dollars constants de 2012 (sans tenir compte de l'inflation), les besoins en revenus passent de 40,5 M\$ lors de la première année à 55 M\$ pendant la trentième année. Les besoins en revenus cumulatifs totaux sont de 1,478 G\$ (ou un revenu annuel moyen de 49,3 M\$ pendant 30 ans).

- b) Les économies réalisées sur les coûts des intrants des raffineries du Québec au cours du mandat de 10 ans sont estimées à 5,539 G\$ de 2012 (ou un montant annuel moyen de 553,9 M\$). En comparaison, les économies réalisées au cours du mandat de 30 ans sont estimées à 23,512 G\$ de 2012 (ou un montant annuel moyen de 783,7 M\$).
- c) Prière de consulter la pièce jointe 1 à la DR 3.6.c de l'ONÉ pour obtenir les détails du calcul de la valeur estimative des économies sur les coûts des intrants des raffineries attribuables au Projet. Les hypothèses concernant le débit, la répartition des livraisons entre Montréal et Québec, la composition des livraisons de pétrole intérieur (mélange homogénéisé peu sulfureux, brut synthétique peu sulfureux et Bakken) et les pétroles bruts importés qui seront remplacés sont présentés dans le panneau de commande de la partie

supérieure du tableau. Les prix estimatifs du pétrole brut livré directement à l'entrée de la raffinerie qui sont pris en compte dans les calculs sont indiqués dans les cinq premières colonnes (en dollars canadiens de 2012 par baril). Les économies annuelles sur les coûts pour la charge d'alimentation des entreprises de raffinage sont indiquées séparément pour les villes de Montréal et de Québec, et les économies cumulatives sont indiquées pour 5, 10 et 30 ans.

Les économies ont été estimées pour des durées de 5, 10 et 30 ans afin de faciliter l'évaluation des retombées de l'une des incertitudes principales. Même si des durées plus courtes sont prises en considération, les retombées économiques du Projet devraient être très positives.

Plusieurs autres modes de transport pour la livraison de pétrole brut produit dans l'Ouest canadien ou aux États-Unis vers les raffineries du Québec, y compris les chemins de fer, les navires-citernes sur barge, les pipelines déjà en place, les camions ou toute combinaison des modes de transport mentionnés, sont indiqués dans la source ii). En réponse à la DR 2.3 de l'ONÉ, Enbridge a conclu que ces options, bien qu'envisageables, ne sont pas pratiques sur le plan de l'économie et de l'efficacité. En ce qui concerne l'utilisation des autres pipelines déjà en place, Enbridge tire comme conclusion que c'est « irréaliste, car d'autres pipelines ne peuvent effectuer cette tâche avant la date de mise en service du Projet, c'est-à-dire 2014 ». Il est donc peu probable que les autres alternatives sapent les économies mentionnées sur le coût des intrants, en particulier à court ou à moyen terme. Les économies générées sur 5 ou 10 ans présentent une possibilité de réalisation beaucoup plus élevée que celles produites sur 30 ans. Cette plus grande assurance quant aux économies réalisées sur des durées plus courtes est également démontrée par la volonté ferme des expéditeurs à conclure des ententes d'expédition obligatoire de 10 ans.

- d) La pièce jointe 1 à la DR 3.6.d de l'ONÉ fournit la répartition demandée des retombées sur l'emploi et le revenu du travail.

Les effets directs comprennent les emplois (et les revenus du travail associés) créés par Enbridge et les possibilités d'emplois (et revenus du travail) dans les entreprises auprès desquelles les intrants sont achetés dans le cadre du Projet (p. ex., les vannes pendant la construction et l'électricité pendant l'exploitation). Les effets indirects comprennent les retombées qu'ont les emplois (et les revenus du travail) sur les entreprises qui fournissent les intrants aux entreprises touchées directement, ainsi que les effets qui découlent de l'alimentation de ces entreprises lors des rondes de dépenses subséquentes dans l'économie.

- e) Une analyse de la période allant de 2015 à 2017 indique que l'inversion de la canalisation 9B augmenterait le prix de valorisation moyen du pétrole brut léger peu sulfureux classique de l'Ouest canadien de 0,83 \$ le baril et celui du pétrole brut synthétique léger peu sulfureux de 1,24 \$ le baril. La hausse du prix du pétrole brut lourd de l'Ouest canadien est estimée à 0,36 \$ le baril. La hausse de prix correspondante du pétrole brut de Bakken, à Beaver Lodge, dans le Dakota du Nord, est estimée à 0,27 \$ US le baril. Ces estimations de hausses de prix découlant l'inversion de la canalisation 9B dépendent de la prévision en approvisionnement en pétrole brut de l'Ouest canadien et des États-Unis, des hypothèses sur la disponibilité des autres pipelines, tels que Keystone XL, des capacités de raffinage et des valeurs du pétrole brut léger établies par les raffineurs, ainsi que des droits et tarifs du pipeline.

Les hypothèses de disponibilité du pipeline ainsi que les prévisions en approvisionnement de pétrole brut léger sont les variables les plus susceptibles d'influencer les résultats de l'analyse. Cette analyse spécifique suppose que le pipeline Keystone XL sera mis en fonction en 2015. Dans l'éventualité où le projet Keystone XL est abandonné, la hausse du prix du pétrole brut léger imputable à l'inversion de la canalisation 9B risquerait d'augmenter. En ce qui concerne les prévisions en approvisionnement de pétrole brut léger, les avantages d'avoir accès au marché de l'Est du Canada sont influencés par le degré de pression concurrentielle venant d'autres sources d'approvisionnement de pétrole brut auquel les producteurs de pétrole brut de l'Ouest canadien et de Bakken doivent faire face sur les marchés nord-américains. Le graphique ci-joint, fondé sur les données de la U.S. Energy Information Administration, illustre le rythme d'évolution ainsi que le volume absolu de certaines sources d'approvisionnement en pétrole brut léger nord-américain concurrentielles (voir la pièce jointe 1 à la DR 3.6.e de l'ONÉ). On s'attend à ce que l'approvisionnement en pétrole brut léger au Texas et en Oklahoma continue d'augmenter, limitant ainsi la capacité des producteurs de pétrole brut de l'Ouest canadien et de Bakken de commercialiser leurs extrants sur le marché important de la côte américaine du golfe.

À noter que cette analyse suppose que la raffinerie Imperial Dartmouth, en Nouvelle-Écosse, est fermée et ne constitue plus un marché potentiel pour les expéditeurs de la canalisation 9B. Aucune démarche n'a été entreprise afin de déterminer la mesure dans laquelle les raffineries qui restent au Québec et dans les provinces de l'Atlantique réagiront en vue d'augmenter leurs livraisons de pétrole brut à la suite d'une fermeture d'un concurrent local, augmentant ainsi les demandes d'expédition sur la canalisation 9B.

### 3.7 *Financement des interventions d'urgence*

- Source :**
- i) Dépôt [A3G4R8](#) Réponse d'Enbridge à la DR 1.12 de l'Office (Adobe page 22 de 46).
  - ii) Dépôt [A3D7J6](#) Conformité du pipeline et gestion du risque – Analyse des risques liés au pipeline – Projet visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (Adobe pages 7 et 8 de 18).

**Préambule :** Dans la source i), Enbridge considère qu'une rupture de pipeline constitue le pire scénario de déversement.

Dans la source ii), Enbridge indique que le projet englobe l'inversion de la canalisation 9B pour que l'écoulement se fasse de North Westover à Montréal et un accroissement du débit de la canalisation 9 pouvant atteindre 47 696 m<sup>3</sup>/jour.

Il est indiqué dans la source ii) qu'en cas de rupture du pipeline après l'accroissement envisagé de la capacité visée par le projet, la quantité supplémentaire de produit rejeté avant qu'il soit possible d'isoler la rupture serait d'environ 47 m<sup>3</sup>.

La source ii) précise aussi que l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 dans son ensemble entraînerait une légère hausse du risque lié au pipeline de 0,9 % et que, globalement, cette augmentation est minime, et les stratégies d'Enbridge actuellement en place pour maîtriser et atténuer les risques permettraient de gérer ceux-ci.

- Demande :**
- a) Veuillez indiquer comment Pipelines Enbridge Inc. s'assurera d'être en mesure financièrement de gérer tous les risques et de remplir toutes les obligations éventuelles à partir de ses propres ressources financières et d'une assurance responsabilité civile souscrite auprès d'une tierce partie, y compris l'augmentation du risque mentionné dans la source ii) pouvant résulter, entre autres choses, d'accidents, de fonctionnements défectueux et de défaillances éventuels durant la construction et l'exploitation du projet. Veuillez mentionner toutes les hypothèses employées relativement au volume initial total du déversement (y compris le volume supplémentaire de 47 m<sup>3</sup>) et les variations négligeables du risque découlant du projet, selon le cas.
  - b) En ce qui concerne l'assurance responsabilité civile souscrite auprès d'une tierce partie mentionnée au point a), veuillez fournir un résumé des

principales garanties du contrat d'assurance. Ce résumé doit comprendre, notamment, les plafonds des garanties, les franchises, les risques et périls assurés et les biens couverts, ainsi que les exclusions. Dans la réponse, veuillez préciser si la couverture est exclusive au projet ou s'il s'agit d'une assurance responsabilité civile complémentaire pour Pipelines Enbridge Inc. Dans le second cas, veuillez expliquer comment la couverture est répartie entre les autres pipelines couverts par ce contrat d'assurance.

- c) Veuillez exposer les ressources financières consacrées au projet et sans entraves qui seraient disponibles auprès de Pipelines Enbridge Inc. dans le cas où le pire scénario de déversement ou une autre urgence à grand impact se produisait dans le cas du projet.

**Réponse :** a) Enbridge est une société disposant de capitaux suffisants avec plus de 60 ans d'expérience pour ce qui est d'atténuer les expositions aux risques en lien avec le fonctionnement fiable de ses pipelines de pétrole brut. Dans l'éventualité où un déversement de la canalisation 9 se produirait, Enbridge serait en mesure de satisfaire à ses obligations en puisant dans ses importantes ressources financières – celles déjà à sa disposition et celles qui sont rendues disponibles après une courte période de mobilisation. Les ressources disponibles rapidement comprennent les flux de trésorerie d'exploitation, les retraits provenant des facilités de crédit bancaire engagées de 300 M\$ d'Enbridge, ainsi que les polices d'assurance telles que décrites en réponse à la DR<sup>o</sup>3.7.b de l'ONÉ.

Les ressources additionnelles pouvant être mobilisées incluent d'autres facilités de crédit bancaire engagées et l'accès aux marchés des titres de créance publics et privés (surtout si l'on tient compte de la cote de solvabilité pour investissement « A-moyen » d'Enbridge).

Aux fins de la présente réponse, Enbridge s'est appuyée sur l'analyse des risques liés au pipeline corrigée pour les hypothèses relatives au volume de déversement et les changements relatifs aux risques liés au Projet.

- b) Enbridge est couverte par un programme d'assurance consolidé (assurance responsabilité civile complémentaire) qui se renouvelle annuellement (le 1<sup>er</sup> mai) et est géré par Enbridge Inc. pour ses diverses opérations et actifs. La protection se limite à un montant de 685 M\$ US pour l'année en cours. La couverture prévue par ce programme comprend la responsabilité en cas de pollution soudaine et accidentelle, assujettie à une franchise ou une rétention de 10 M\$ US, ainsi que les exclusions de couverture standards figurant dans la majorité des contrats d'assurance.

Enbridge Inc. réexamine les risques opérationnels ainsi que les limites de garantie au moins une fois l'an afin de confirmer l'adéquation et la pertinence de la couverture et des limites. Enbridge Inc. dispose d'une méthode de répartition bien établie (qui repose sur les risques couverts par les assurances et des critères d'exposition, ainsi que sur la part proportionnelle de chaque opération du groupe consolidé) qui détermine la répartition des coûts et de la couverture.

- c) Les importantes ressources dont dispose Enbridge ainsi que celles dans lesquelles Enbridge peut puiser (telles que décrites dans les réponses aux DR 3.7.a et 3.7.b de l'ONÉ) seront accessibles pour répondre aux obligations et aux responsabilités qui pourraient survenir dans le cas improbable où le pire scénario de déversement ou une autre situation urgente à répercussions importantes se produisait.

## Questions techniques

### 3.8 *Susceptibilité à la corrosion interne*

- Source :**
- i) Dépôt [A3D7J4](#) Projet visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 – Évaluation technique relative à l'intégrité du pipeline (Adobe page 12 de 96).
  - ii) Dépôt [A3D7J4](#) Projet visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 – Évaluation technique relative à l'intégrité du pipeline (Adobe page 41 de 96).
  - iii) Dépôt [A3D7J7](#) Projet visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 – Évaluation technique relative à l'intégrité des installations (Adobe page 14 de 23).
  - iv) Dépôt [A2C0V6](#) Évaluation technique de la première étape du projet visant l'inversion de la canalisation 9 (Adobe page 22 de 56).

**Préambule :** Dans la source i), Enbridge affirme qu'une analyse de l'évaluation technique réalisée pour la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 tenant compte de la capacité annuelle de transport accrue et du pétrole lourd devant être transporté dans la canalisation 9A par suite du projet visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 valide les conclusions de cette évaluation technique dans les conditions d'exploitation envisagées pour le projet. Enbridge soutient aussi que l'évaluation technique préparée pour la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 et les réponses données aux demandes de renseignements s'y rattachant sont donc pertinentes dans le cas du projet.

Le tableau 4-6 de la source ii) et le tableau 3-8 de la source iii) présentent les propriétés représentatives actuelles des types de pétrole brut que l'on envisage de transporter dans la canalisation 9, telles qu'elles sont exposées dans l'évaluation technique pour le pipeline et celle se rapportant aux installations. L'Office prend acte du fait que les propriétés du produit devant être transporté changeront selon qu'il s'agit de pétrole léger ou de pétrole lourd.

Dans ses analyses de susceptibilité à la corrosion interne du pipeline (CIP) contenues dans la source iv), Enbridge soutient que les produits plus légers, comme le pétrole brut léger corrosif, sont généralement plus propres (teneur réduite en sédiments et en eau par rapport aux produits plus lourds) et que la

concentration moins forte de contaminants corrosifs dans les produits plus légers atténue la menace globale de corrosion dans toutes les conditions d'écoulement.

Étant donné les différences de propriétés du pétrole brut indiquées dans les sources ii) et iii) et les affirmations d'Enbridge relativement à la menace de corrosion entre les pétroles légers et lourds dans la source iv), un complément d'information est nécessaire sur les changements prévus aux analyses de susceptibilité à la CIP d'Enbridge dans le contexte du transport de pétroles bruts lourds dans la canalisation 9 après son inversion.

**Demande :** Veuillez expliquer les changements prévus aux analyses de susceptibilité à la CIP pour la canalisation 9 (9A et 9B) avec l'ajout du pétrole lourd aux types de produits transportés. Veuillez préciser, notamment, les caractéristiques suivantes du pétrole lourd :

- a) la teneur en sédiments et en eau;
- b) la température;
- c) le contenu total en soufre;
- d) le contenu en chlorures organiques.

**Réponse :** a) à d) L'analyse de sensibilité à la corrosion interne du pipeline (CIP) fait appel à une modélisation empirique du transport de brut lourd par volume pour évaluer la nécessité d'activités d'atténuation de la corrosion interne supplémentaires. Les volumes croissants de transport de brut lourd augmentent le nombre d'activités requises pour surveiller et atténuer la corrosion interne potentielle, toutes choses demeurant égales par ailleurs. L'accumulation potentielle d'eau ou de sédiments sera gérée par l'entretien (nettoyage) et le raclage prévus pour la canalisation 9.

Bien que l'on s'attende à ce que la teneur en eau et en sédiments du brut lourd soit légèrement supérieure aux valeurs moyennes historiques des bruts légers ou moyens, l'analyse de sensibilité à la CIP ne tient compte d'aucun facteur concernant l'eau et les sédiments.

La température des lots de brut lourd ne devrait pas s'élever au-delà de l'expérience d'exploitation normale d'Enbridge et n'influera pas sur l'incidence de la corrosion interne.

La teneur en soufre totale des lots de brut lourd ne devrait pas s'élever



au-delà de l'expérience d'exploitation normale d'Enbridge. Dans tous les cas, des niveaux élevés de soufre ne contribuent pas directement à la corrosion des pipelines et n'influent pas sur l'incidence de la corrosion interne.

Les chlorures organiques n'ont pas d'incidence sur la corrosion aux températures d'exploitation des pipelines et n'influeront pas sur l'incidence de la corrosion interne. L'indice d'acidité total des bruts lourds recoupe celui des bruts moyens et légers. L'acide naphthénique n'est pas corrosif aux températures d'exploitation des pipelines. L'acidité totale et l'acide naphthénique n'influeront pas sur l'incidence de la corrosion interne.

Les niveaux de sel de chlorure des bruts lourds recouperont ceux des bruts moyens et légers et ne devraient pas s'élever au-delà de l'expérience d'exploitation normale d'Enbridge. Les niveaux de sel de chlorure n'influeront pas sur l'incidence de la corrosion interne. La pression de vapeur REID n'influe pas sur l'incidence de la corrosion interne. De même, le point d'écoulement n'influe pas sur l'incidence de la corrosion interne. On suppose que des microbes sont présents dans tous les types de pétrole brut, mais ils n'influent pas sur l'incidence de la corrosion interne. Des gaz dissous, dont le CO<sub>2</sub> et le H<sub>2</sub>S, sont censés être présents dans tous les types de bruts et n'influent pas sur l'incidence de la corrosion interne.

### 3.9 *Analyse des sautes de pression*

- Source :**
- i) Dépôt [A2R2H5](#) Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 – Rapport sommaire d'analyse des transitoires sur le réseau principal.
  - ii) Dépôt [A3D7I1](#) Projet visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 – Demande (Adobe page 18 de 54).
  - iii) Dépôt [A3D7J4](#) Projet visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 – Évaluation technique relative à l'intégrité du pipeline.

**Préambule :** Enbridge a préparé la source i) pour étayer sa réponse à la DR 3.8 de l'Office au sujet de la première étape du projet touchant la canalisation 9. Ce document conclut que pour un débit de 140 000 b/j s'écoulant du terminal de Sarnia jusqu'à celui de Westover, l'infrastructure du réseau principal de la canalisation 9 est en mesure de supporter les transitoires. Enbridge a également soutenu qu'un événement simulé de transitoire n'avait pas entraîné de surpressions supérieures à 110 % de la pression maximale d'exploitation (PME).

Dans la source ii), Enbridge a proposé d'accroître la capacité de l'ensemble de la canalisation 9 à 300 000 b/j en ajoutant des pompes et des plates-formes pour injecter un agent réducteur de frottement (ARF).

La source iii) ne renferme aucune analyse des sautes de pression pour la canalisation 9B et ne reconsidère pas celle complétée dans la source i) à la lumière de l'accroissement proposé du débit à 300 000 b/j.

**Demande :** Dans un format analogue à celui de la source i), veuillez fournir un rapport sommaire des transitoires sur le réseau principal pour l'ensemble de la canalisation 9 qui tient compte de l'accroissement proposé de la capacité à 300 000 b/j. Comme c'est le cas dans la source i), le rapport doit cerner les pires scénarios de transitoires de pression dans le contexte de la PME envisagée sur la canalisation 9 après l'inversion, et expliquer les mesures d'atténuation devant être prises, le cas échéant.

**Réponse :** Prière de se reporter à la pièce jointe 1 à la DR 3.9 de l'ONÉ.

### 3.10 *Détection des fuites*

- Source :**
- i) Dépôt [A3D711](#) Projet visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 – Demande (Adobe pages 46 et 47 de 54).
  - ii) Dépôt [A3G4R8](#) Réponse d'Enbridge à la DR 1.25 de l'Office (Adobe pages 42 et 43 de 46).
  - iii) Norme CSA Z662 – Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz.

**Préambule :** Enbridge affirme dans la source i) que son système de détection des fuites sera conçu conformément à l'annexe E de la norme CSA Z662-11. Elle indique aussi, dans le même document, que les seuils de détection des fuites sont propres à chaque canalisation pour tenir compte de la conception unique de celle-ci, des liquides transportés et du fonctionnement.

Dans la source ii), Enbridge soutient que l'objectif de la désignation de la classe d'emplacement est de relever le facteur de sécurité nécessaire au moment d'établir les paramètres de pression liés à la conception de conduite en acier. Enbridge affirme également que, dans le cas du projet, aucune mesure de protection supplémentaire n'est exigée relativement à la classe d'emplacement pour se conformer à la norme CSA Z662-11.

Le tableau E.1 de la source iii) renferme les paramètres du système de détection des fuites fondés, en partie, sur la classe d'emplacement des installations. De plus, la disposition 10.3.3.2 de la source iii) indique que les sociétés en exploitation doivent régulièrement passer en revue leurs programmes de détection des fuites pour s'assurer qu'ils sont adéquats et efficaces.

**Demande :** Veuillez fournir les renseignements suivants :

- a) Une explication de la façon dont Enbridge a pris en considération la classe d'emplacement dans la conception de son système de détection des fuites pour la canalisation 9.
- b) À partir du tableau E.1 de la source iii), veuillez décrire comment le système de détection des fuites proposé pour la canalisation 9 satisfait ou surpasse les pratiques recommandées à l'annexe E de la source iii).
- c) Une estimation du volume maximal de produit pouvant être déversé

avant qu'une fuite soit détectée par le système de détection des fuites proposé pour la canalisation 9.

- d) Une explication de la façon dont Enbridge utilisera le volume estimatif indiqué au point c) dans les analyses périodiques de ses programmes de détection des fuites pour valider leur caractère adéquat et leur efficacité en regard de la disposition 10.3.3.2 de la source iii).
- e) Une explication de l'incidence du changement de type de produits et de l'injection d'un ARF dans la canalisation 9 à la fois sur l'efficacité des systèmes de détection des fuites et sur le volume estimé au point c).

- Réponse :**
- a) Enbridge s'engage à employer les meilleures méthodologies de détection des fuites de l'industrie. Pour ce faire, l'entreprise comble ou dépasse toutes les normes techniques et les exigences réglementaires applicables, en plus de recourir aux technologies les mieux adaptées. Enbridge dépasse les attentes concernant les classes d'emplacement énoncées au tableau E.1 de l'annexe E de la norme CSA Z662-11, les intervalles d'extraction des données, les intervalles maximaux de calcul et les fenêtres de calculs recommandées, en appliquant des fenêtres d'alarme de 5 minutes, 20 minutes et 2 heures, ainsi que des calculs de bilan massique de la canalisation sur des périodes de 2 et de 24 heures.
  - b) Le système de détection des fuites d'Enbridge dépasse les recommandations de l'annexe E grâce à des fenêtres de calculs des déséquilibres plus courtes que celles indiquées dans le tableau E.1. Cela améliore la détection des fuites en permettant à la notification d'alarme d'avoir lieu beaucoup plus tôt que pour les fenêtres d'une heure et quotidiennes notées dans le tableau E.1. Chaque calcul de déséquilibre représente l'accumulation consécutive des flux de diagnostic dans le segment de déséquilibre donné durant la fenêtre de déséquilibre désignée. La période d'accumulation varie en fonction de la fenêtre de déséquilibre décrite dans la réponse à la DR 3.10.a de l'ONÉ. Des alarmes de déséquilibre se déclenchent chaque fois que la valeur obtenue au moyen du calcul de déséquilibre excède le seuil de la fenêtre de déséquilibre désignée. Un déséquilibre du volume de 5 minutes mesuré par le système de bilan matière constitue une accumulation consécutive de 5 minutes. Un déséquilibre du volume de 20 minutes mesuré par le système de bilan matière constitue une accumulation consécutive de 20 minutes. Un déséquilibre du volume de 2 heures mesuré par le système de bilan matière constitue une accumulation consécutive de 2 heures. Des calculs des déséquilibres sont effectués à chaque étape de la période à mesure que les données sont reçues et traitées.

- c) Enbridge a mené une analyse de la sensibilité estimée aux fuites (et par le fait même, du volume maximal estimé de produit qui peut s'écouler avant qu'une fuite ne soit détectée) pour le projet à l'aide de la méthodologie de l'API 1149 acceptée par l'industrie. La pièce jointe 1 à la DR 3.10.c de l'ONÉ résume les résultats de cette analyse et indique le volume maximal qui peut s'écouler avant que le système de surveillance computationnelle du pipeline (SCP) ne détecte une fuite. Les fuites dont les niveaux sont inférieurs à la sensibilité du système de SCP seront détectées par l'une ou l'autre ou l'ensemble des quatre autres méthodes de détection des fuites en chevauchement, décrites ci-dessous de manière plus détaillée.

La sensibilité estimée aux fuites pour les fenêtres d'alarme, comme l'énonce la pièce jointe 1 à la DR 3.10.c de l'ONÉ, a été obtenue à l'aide de la méthodologie de la norme API 1149 et constitue une estimation du rendement futur attendu. Les études techniques détaillées ne sont pas terminées; on a donc formulé des hypothèses de base pour effectuer le calcul. Ces hypothèses pourraient influencer sur les résultats futurs en ce qui a trait à la sensibilité aux fuites. Les hypothèses et les notations comprennent les suivantes :

- Les fenêtres d'alarme représentent les plages de sensibilité aux fuites d'une section du débitmètre à l'autre. Les plages sont un pourcentage du débit nominal.
- Les valeurs d'incertitude des instruments ont été posées en hypothèse pour les débitmètres, ainsi que pour les transmetteurs de pression et de température. Ces valeurs seront confirmées au cours des études techniques détaillées.
- Le débit dans les conduites influe sur la sensibilité aux fuites.

On estime que la sensibilité du système de SCP correspond à 2 % du débit nominal durant une fenêtre d'alarme de 2 heures. Cette mesure équivaut à environ 70,5 m<sup>3</sup> (443 barils) sur une période de 2 heures, à un débit de 47 696 m<sup>3</sup> (300 000 barils) par jour. Par exemple, un écart de 2 % entre l'entrée et le débit sur une période de 2 heures déclencherait une alarme de déséquilibre. Les fuites inférieures au seuil de détection minimal du système de SCP sont décelées à l'aide des autres méthodes de détection des fuites, décrites ci-dessous, tels les calculs de bilan massique de la canalisation, la surveillance par contrôleurs, les signalements de tiers, la surveillance visuelle ou l'inspection interne. Les seuils d'alarme sont propres à chaque système de pipelines et les valeurs définitives pour le système de la canalisation 9 seront établies durant la période de mise au point du développement du système.

Enbridge s'engage à détecter les fuites et à mettre en œuvre les meilleures pratiques de l'industrie. Cet engagement sera respecté grâce à l'emploi des meilleures technologies de l'industrie, de processus établis et de personnel qualifié. Enbridge s'engage aussi à améliorer continuellement sa stratégie de détection des fuites, qui consiste en une approche complète et en plusieurs étapes concernant son réseau de pipelines. La stratégie englobe cinq méthodes principales de détection, chacune ayant un axe différent et présentant une technologie, des ressources et un caractère opportun différents. Utilisées conjointement, ces méthodes offrent des capacités de détection des fuites complètes et qui se recoupent.

- Surveillance par contrôleurs : les contrôleurs surveillent l'état des pipelines par l'intermédiaire du système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA), conçu pour relever les changements de l'exploitation inattendus, tels que les chutes de pression, qui peuvent signaler une fuite. Le système SCADA surveille également les concentrations de vapeur explosive, les défaillances des joints de pompe, les niveaux de vibrations de l'équipement et les niveaux des puits.
- SCP : Les systèmes de surveillance computationnelle du pipeline recourent aux mesures et aux données sur les pipelines pour détecter les anomalies qui pourraient indiquer des fuites. Le système de surveillance des pipelines qu'emploie Enbridge fournit un modèle informatisé complexe des pipelines et surveille continuellement les changements dans leur volume calculé de liquides.
- Calculs de bilan massique planifiés de la canalisation : ces calculs sont parfois appelés « rapport des excédents ou des déficits » dans l'industrie et sont des calculs des stocks de pétrole effectués à intervalles fixes, habituellement de 2 heures et de 24 heures. Ces calculs visent à déterminer les pertes inattendues des stocks des pipelines qui pourraient signaler une fuite.
- Surveillance visuelle et signalements : Enbridge effectue des patrouilles aériennes et terrestres de ses pipelines. De plus, elle gère des signalements de tiers concernant la présence de pétrole et d'odeurs de pétrole par l'intermédiaire de sa ligne téléphonique d'urgence et communique avec les populations concernées et les responsables des interventions d'urgence locaux grâce à son programme de sensibilisation du public.

- Inspection interne acoustique : en plus d'un plan de gestion de l'intégrité complet, l'utilisation régulière d'une technologie interne acoustique détectera l'activité acoustique anormale associée aux fuites ou aux poches de gaz emprisonné dans les conduites sous pression. Essentiellement, les racleurs intelligents sont « à l'écoute » des fuites. Cette méthode non continue s'appuie sur la technologie conçue en vue de détecter de très petites fuites durant les passages réguliers des outils d'inspection interne.
- d) Enbridge n'utilisera pas le volume estimé présenté dans la réponse à la DR 3.10.c de l'ONÉ pour les examens périodiques. Enbridge utilise plusieurs autres techniques opérationnelles pour déterminer l'efficacité du système de SCP existant. De plus, Enbridge effectue des essais en continu sur tous les systèmes de SCP pour connaître le rendement et repérer des pistes d'amélioration. Ces méthodes comprennent :
- Le test de manipulation des paramètres. Enbridge effectue des essais de fuites annuels pour tous les systèmes de SCP au moyen d'une « technique de manipulation des paramètres du débitmètre » reconnue de l'API 1130.
  - Essais de fuites simulées : les ensembles de données sur les essais de fuites simulées sont générés et entrés dans le système de SCP pour mesurer le rendement.
  - Essais de retrait de liquides : effectués annuellement sur certaines canalisations pour évaluer le rendement du système de SCP et pour mettre à l'épreuve les procédures d'intervention. Le volume prélevé requis pour déclencher une alarme et le temps écoulé avant la détection servent à déterminer l'efficacité du système de SCP.

Les résultats sont intégrés à un programme d'amélioration continue du rendement de la détection des fuites.

- e) Le système de détection des fuites d'Enbridge est configuré de façon à tenir compte de divers facteurs d'exploitation, y compris différents types de produits et l'ARF. Le système d'Enbridge modélise adéquatement l'incidence de l'ARF. Ainsi, l'utilisation de l'ARF n'a pas de répercussion négative sur l'efficacité du système ni sur le volume estimé présenté dans la réponse à la DR 3.10.c de l'ONÉ.

### 3.11 *Intervention d'urgence*

- Source :**
- i) Dépôt [A3G4R8](#) Réponse d'Enbridge à la DR 1.12 de l'Office (Adobe page 22 de 46).
  - ii) Dépôt [A3D7J6](#) Conformité du pipeline et gestion du risque – Analyse des risques liés au pipeline – Projet visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (Adobe page 7 de 18).
  - iii) Dépôt [A3G4R8](#) Réponse d'Enbridge à la DR 1.25 de l'Office (Adobe page 43 de 46).

**Préambule :** Dans la source i), Enbridge considère qu'une rupture de pipeline constitue le pire scénario de déversement. Il est indiqué dans la source ii) qu'en cas de rupture après l'accroissement de la capacité envisagée dans le projet, la quantité supplémentaire de produit rejetée avant qu'il soit possible d'isoler la rupture serait d'environ 47 m<sup>3</sup>. Enbridge a aussi soutenu que ce volume initial supplémentaire rejeté a peu d'incidence sur les zones sujettes à de graves conséquences dans la modélisation du transport qu'elle a faite.

Dans la source iii), Enbridge affirme qu'elle conserve des plans d'intervention d'urgence exhaustifs, élaborés en consultation avec les organismes de réglementation et les parties prenantes concernées, qui tiennent compte des priorités régionales et des emplacements à haut risque, comme les franchissements de cours d'eau et les secteurs résidentiels.

**Demande :** Veuillez fournir les renseignements suivants :

- a) Une démonstration de la façon dont on a calculé la hausse du volume initial rejeté de 47 m<sup>3</sup> dans la source ii).
- b) Une explication des hypothèses ayant servi à calculer le volume initial rejeté, y compris, notamment, le temps de réaction du centre de contrôle et le temps nécessaire pour fermer les vannes.
- c) Une explication indiquant si Enbridge a connu des situations récentes de défaillance de pipeline pour lesquelles les hypothèses évoquées au point b) se sont avérées non prudentes. Veuillez donner des exemples.
- d) Une explication indiquant comment les hypothèses évoquées au point b) et les exemples fournis au point c), le cas échéant, ont été



pris en considération dans les plans d'intervention d'urgence exhaustifs actuels pour la canalisation 9.

- e) Le cas échéant, les changements apportés aux plans d'intervention d'urgence exhaustifs pour la canalisation 9 cités dans la source iii) par suite du projet.

**Réponse :** a) L'évaluation des risques associés au pipeline révisée révèle que 95,2 m<sup>3</sup> représentent l'augmentation du débit initiale réalisée par le Projet.

Le volume initial est calculé en multipliant le débit prévu par la durée nécessaire pour détecter l'incident et pour fermer les vannes de sectionnement contrôlées à distance. Aux fins de modélisation, Enbridge a prévu dix minutes pour détecter l'incident et trois minutes pour fermer les vannes contrôlées à distance.

Le débit prévu actuel du pipeline est de 42 444 m<sup>3</sup> ou de 29,5 m<sup>3</sup> à la minute. Selon le délai prévu de 13 minutes, le volume initial est de 383,2 m<sup>3</sup>.

Une fois l'accroissement de la capacité réalisée, le débit prévu sera de 52 944 m<sup>3</sup>. Selon le délai prévu de 13 minutes, le volume initial est de 478,4 m<sup>3</sup>.

L'écart du volume rejeté correspond à 478,4 moins 383,2 ce qui donne un résultat de 95,2 m<sup>3</sup>.

- b) Le volume initial rejeté représente le débit prévu multiplié par la somme du temps nécessaire pour détecter la fuite et du temps nécessaire pour fermer la vanne. Les valeurs dont se sert Enbridge aux fins de modélisation du volume déversé sont de 10 minutes pour l'évaluation et l'intervention liées à l'alarme de déversement et de 3 minutes pour la fermeture des vannes de sectionnement contrôlée à distance (3 minutes correspondent au délai standard d'Enbridge pour la fermeture d'une vanne contrôlée à distance).
- c) Enbridge n'a connu aucune situation récente de défaillance de pipeline pour lesquelles les hypothèses évoquées au point b) se sont avérées non prudentes.
- d) Le plan d'intervention d'urgence ne nécessite pas d'être modifié pour prendre en considération les hypothèses évoquées.
- e) Aucune modification aux plans d'intervention d'urgence n'est nécessaire.

### 3.12 *Fouilles exploratoires*

**Source :** Dépôt [A3D7J4](#) Pièce jointe 7 – Projet visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 – Évaluation technique relative à l'intégrité du pipeline (Adobe page 94 de 96).

**Préambule :** Dans la source ci-dessus, Enbridge soutient qu'avant d'inverser le sens d'écoulement et d'accroître la capacité du pipeline, elle procédera aux fouilles requises et réhabilitera le pipeline pour assurer son intégrité et satisfaire aux exigences d'exploitation prévues dans son plan de gestion de l'intégrité.

**Demande :** Veuillez fournir les renseignements suivants en incluant les détails pertinents concernant la canalisation 9 de Sarnia à Montréal :

- a) Enbridge procède-t-elle à l'heure actuelle à des fouilles (travaux d'excavation)?
- b) Combien de fouilles sont prévues au cours des six prochains mois?
- c) S'emploie-t-on actuellement à terminer des fouilles requises pour satisfaire aux exigences relatives à l'intégrité propres au projet visant la canalisation 9B?
- d) Le cas échéant, quelles fouilles s'emploie-t-on à terminer qui font partie de travaux d'entretien courants (p. ex. non liés à des exigences propres à la première étape du projet touchant la canalisation 9 ou à l'inversion de la canalisation 9B et à l'accroissement de la capacité de la canalisation 9)?

**Réponse :** a) Enbridge ne procède à aucune fouille en ce moment sur la canalisation 9A. Enbridge procède à une fouille et prépare le remblayage d'une fouille sur la canalisation 9B.

- b) À la fin de 2012 et au début de 2013, Enbridge a procédé à une inspection à l'aide d'outils d'inspection interne sur la canalisation 9 entre le terminal de Montréal et le poste de North Westover afin d'obtenir des données approfondies sur l'état de la canalisation. Ces outils offrent une numérisation haute résolution de toute la canalisation et relèvent des anomalies comme la corrosion, les fissures ou des déformations. Enbridge a ensuite déterminé, à l'aide des données provenant de ces outils, les anomalies qui nécessitaient une étude plus approfondie. Pour chacune des

zones relevées, Enbridge effectuera des inspections visuelles de la canalisation afin de mener une évaluation directe et de procéder à toutes les réparations requises.

Enbridge n'a pas fini d'établir le nombre définitif de fouilles qui seront entreprises en 2013 sur la canalisation 9. Enbridge estime actuellement qu'environ 600 fouilles auront lieu sur la canalisation 9 d'ici le 31 décembre 2013. Enbridge transmettra les résultats des passages de l'outil d'inspection interne, y compris le nombre de fouilles requises, aux propriétaires fonciers et aux municipalités.

- c) et d) Toutes les excavations d'intégrité, y compris celles qui ont été entreprises, ou qui ont été planifiées pour la canalisation 9, sont effectuées de façon systémique dans le cadre de l'exploitation et de l'entretien normal de la canalisation. Elles sont sélectionnées, élaborées et exécutées par des équipes de projet indépendantes des autres projets, y compris le Projet qui fait l'objet de la présente Demande.

## Questions environnementales

### 3.13 *Démarche relative à la gestion du changement*

**Source :** Dépôt [A3G4R8](#) Réponse d'Enbridge à la DR 1.10 de l'Office (Adobe page 16 de 46).

**Préambule :** Dans la source, Enbridge indique qu'elle révisé régulièrement les divers éléments des documents relatifs à son programme de protection de l'environnement. Enbridge a recours à un mécanisme d'assurance de la gestion du changement pour gérer les changements apportés à ses processus et ses politiques.

**Demande :** Veuillez fournir des registres ou des documents qui démontrent clairement que le processus de gestion du changement mentionné ci-dessus a permis de suivre les changements au programme de protection de l'environnement (PPE) d'Enbridge et leur mise en œuvre efficacement en ce qui a trait à l'inversion de la canalisation 9 (9A et 9B).

**Réponse :** À ce jour, aucune modification n'a dû être apportée au Programme de protection de l'environnement d'Enbridge qui découlerait directement de l'inversion de la canalisation 9.

### 3.14 Émissions de GES et efficacité énergétique

- Source :**
- i) Dépôt [A3D7J9](#) Pièce jointe 9 – ÉEES, 2<sup>e</sup> partie, section 5.1 Qualité de l'air et émissions de gaz à effet de serre (Adobe pages 6 et 7 de 37).
  - ii) Engagement de responsabilité sociale d'Enbridge relatif à une empreinte écologique neutre  
<http://www.enbridge.com/AboutEnbridge/CorporateSocialResponsibility/NeutralFootprint.aspx>
  - iii) *Guide de dépôt* de l'Office, Tableau A-2, Émissions de GES  
[http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rpblctn/ctsndrgltn/flngmnl/fmgdA\\_2-fra.html](http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rpblctn/ctsndrgltn/flngmnl/fmgdA_2-fra.html)

**Préambule :** La source i) traite des interactions prévues du projet avec l'environnement. On peut y lire ce qui suit :

[TRADUCTION] *Puisque les émissions indirectes de GES se rattachant aux changements dans la puissance totale des pompes et aux changements connexes liés au projet devraient être inférieures à 1 %, la contribution du projet à un changement dans les émissions de GES à l'échelle provinciale ou nationale ne devrait pas être considérable.*

L'Office remarque toutefois qu'aucune évaluation quantitative des émissions de GES n'a été fournie à l'appui de cette affirmation. L'Office note aussi l'engagement public d'Enbridge à produire un kilowatt d'énergie renouvelable pour chaque kilowatt d'énergie consommée durant son exploitation, comme cela est expliqué dans la source ii).

La source iii) renferme des directives à l'intention des sociétés concernant les évaluations quantitatives de GES pour les projets qui entraînent une augmentation de ces émissions.

**Demande :** Veuillez fournir les renseignements suivants :

- a) Une évaluation quantitative de l'énergie utilisée pour la canalisation 9, incluant ce qui suit :
  - a.1) Le nombre de kilowatts actuellement consommés pour la canalisation 9, notamment, la puissance des pompes;
  - b.1) Le nombre de kilowatts qui seront utilisés dans le cadre du

projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9, notamment, les variations puissance des pompes;

- b) Une analyse de l'efficacité énergétique actuelle de la canalisation 9, une comparaison de l'efficacité existante et prévue du projet, ainsi que les possibilités de réduction des émissions ou d'amélioration de l'efficacité prises en compte dans la conception du projet envisagé.
- c) Une évaluation quantitative des émissions de GES provenant de la canalisation 9, incluant ce qui suit :
  - a.1) Les émissions de GES associées à la construction proposée sur les chantiers du projet;
  - b.1) Les émissions de GES associées à l'exploitation et à l'entretien continu et planifiés de la canalisation 9 (c.-à-d. fouilles aux fins de vérification de l'intégrité, etc.);
  - c.1) Une explication des émissions de GES découlant de la production de l'énergie consommée pour l'exploitation de la canalisation 9;
  - d.1) Une description détaillée expliquant quelles émissions provenant de l'exploitation de la canalisation 9 Enbridge déclare en conformité avec les exigences de déclaration provinciales et fédérales applicables qui touchent les GES.
- d) Une explication de la façon dont l'empreinte d'utilisation de l'énergie du projet envisagé sera intégrée à l'engagement d'Enbridge, si l'engagement d'un kilowatt pour un kilowatt peut être respecté dans la région où le projet utilisera l'électricité et si les émissions de GES des sources d'énergie sont prises en considération au moment de choisir les kilowatts servant de compensation.

**Réponse :** a.a.1) La consommation en kilowatts (kW) du réseau actuel de la canalisation 9 est d'environ 1 500 kW, compte tenu du débit actuel de la canalisation de 600 m<sup>3</sup>/h et de la philosophie d'exploitation du système où deux unités de pompe principale et une unité de pompe de surcompression sont nécessaires.

a.b.1) La consommation de kilowatt (kW) regroupée du réseau de la

canalisation 9, en tenant compte du Projet proposé, est d'environ 9 500 kW. L'augmentation en consommation de kilowatts est attribuable à l'augmentation du débit du réseau proposé.

- b) Le Projet proposé optimisera l'exploitation du réseau de la canalisation 9 afin d'augmenter l'efficacité de l'équipement d'exploitation au débit annuel prévu de 300 000 bpj. Ce débit sera atteint grâce à l'ajustement du rotor des unités de pompes existantes aux stations de pompage intermédiaires, ce qui entraînera une plus grande efficacité d'exploitation de chaque unité. Une autre occasion d'augmenter l'efficacité intégrée à la conception du Projet est une planification visant à acquérir et à installer des moteurs électriques pour les nouvelles unités de pompe à chaque station de pompage qui seront plus efficaces que les moteurs utilisés à l'heure actuelle pour exploiter le réseau de la canalisation 9.
- c.a.1) Les émissions de GES découlant de la combustion de carburant pendant les activités de construction à chaque site du Projet devraient être de portée localisée, de courte durée et de faible ampleur par rapport aux niveaux ambiants dans l'ensemble; en conséquence aucune évaluation quantitative des émissions de GES liées à la construction n'a été menée.
- c.b.1) Les émissions directes découlant des activités d'Enbridge sont associées à la combustion de carburant, aux émissions fugitives et à la ventilation. Les émissions indirectes découlant des activités d'Enbridge sont associées à la production d'électricité. Il est difficile d'effectuer une évaluation quantitative des émissions de GES opérationnelles directes associées à la canalisation 9, car les émissions directes provenant de l'exploitation d'un terminal sont partagées entre plus d'une canalisation et Enbridge calcule les émissions directes dans leur ensemble pour toute l'entreprise. Les activités d'Enbridge occasionnent des émissions de GES directes mineures et par le passé, les émissions d'Enbridge dans la région de l'Est ont varié entre 1 200 t et 1 800 t de CO<sub>2</sub> par année.

Les émissions indirectes de GES varieront selon le débit total de la canalisation et l'utilisation ultérieure de la pompe. L'augmentation de 1 % des émissions de GES citée dans l'évaluation des incidences socio-économiques et environnementales (« EISE ») est fondée uniquement sur l'augmentation de la puissance de pompage. En tenant compte de tous les postes et de tous les terminaux situés le long de la canalisation, la puissance de pompage totale augmentera d'environ 46 550 ch à 47 000 ch à la suite du Projet; cela représente une modification de 1 %. Les modifications des émissions de GES indirectes maximales potentielles provenant de la consommation d'électricité devraient être

proportionnelles aux modifications apportées à la puissance de pompage. Récemment, Enbridge n'a pas consommé la puissance maximale le long de la canalisation 9 en raison du débit plus lent. Donc, l'écart entre les émissions maximales actuelles et les émissions maximales prévues du Projet sera supérieur à 1 %. À l'heure actuelle, les émissions liées à la production d'électricité pour la canalisation 9B s'établissent entre 750 t et 5 400 t CO<sub>2</sub>e. Selon la réponse de la DR 3.14.a.b1 de l'ONÉ et en supposant que la canalisation est en exploitation sans interruption, on prévoit que les émissions indirectes de GES pourraient être d'environ 6 700 t CO<sub>2</sub>e. Dans un contexte régional, la canalisation 9B contribue peu aux émissions de GES en Ontario et au Québec, où historiquement, les émissions de GES liées à la production d'électricité totalisent entre 15 000 kt CO<sub>2</sub>e de plus de 30 000 kt de CO<sub>2</sub>e<sup>1</sup>, respectivement.

Les émissions directes actuelles prennent en compte l'entretien courant des terminaux et des postes de pompage et il n'est pas prévu qu'elles changent à la suite du projet.

Les émissions de GES associées aux activités d'entretien de la canalisation, comme les fouilles d'intégrité, reposent en grande partie sur les facteurs suivants :

- le type d'équipement;
- la quantité de chaque type d'équipement;
- les heures d'exploitation de chaque pièce d'équipement nécessaire par activité;
- le type de carburant utilisé pour l'équipement.

Enbridge a recours à des entrepreneurs locaux et, par conséquent, l'équipement varie dans le réseau. Prédire les émissions provenant des activités d'entretien de l'emprise est hypothétique, car le type d'équipement varie selon les entrepreneurs. Toutefois, les émissions sont de portée localisée, de courte durée et de faible ampleur (c.-à-d. semblables aux émissions locales des routes de la région).

- c.c.1) Enbridge se sert des coefficients moyens d'émission publiés par Environnement Canada pour calculer les émissions de GES. Les coefficients provinciaux d'émission moyenne ainsi que la production électrique provinciale sont indiqués dans les tableaux A13-6 (Québec)

<sup>1</sup> Environnement Canada 2013. *Rapport d'inventaire national : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada , partie 3*. Canada. Catalogage avant publication Bibliothèque et Archives Canada.



et A13-7 (Ontario) du dernier rapport d'inventaire national d'Environnement Canada, partie 3<sup>1</sup>. Selon l'utilisation d'énergie annuelle, Enbridge consomme moins de 0,01 % de l'électricité en Ontario et au Québec, ce qui peut être interprété comme 0,01 % des émissions de GES créés par la production d'énergie.

**Réponse :** c.d.1) L'Ontario, le Québec et Environnement Canada ont des exigences relatives à la déclaration des GES, lesquelles sont fondées sur le seuil d'émissions directes par installation. Les seuils sont les suivants :

- Québec : 10 000 tonnes de CO<sub>2</sub>e
- Ontario : 25 000 tonnes de CO<sub>2</sub>e
- Environnement Canada : 50 000 tonnes de CO<sub>2</sub>e

Enbridge n'atteint le seuil de déclaration dans aucun de ces cas et, par conséquent, ne déclare pas ses émissions à ces organismes. Prière de se reporter à la réponse de la DR 3.14.c.b1 de l'ONÉ.

d) Les modifications liées au Projet pour ce qui est de puissance de pompage totale et des augmentations connexes de la consommation en électricité respecteront l'engagement volontaire d'une empreinte neutre dans le cadre de responsabilité sociale d'entreprise d'Enbridge. Enbridge met en pratique ses engagements volontaires en matière d'empreinte neutre à l'échelle nationale et compense sa consommation accrue d'électricité au moyen de ses installations de production d'électricité renouvelable réparties dans le pays. Les émissions de GES ne font pas partie du programme d'empreinte neutre d'Enbridge, toutefois, elles sont traitées indirectement par l'engagement *Tree for a Tree commitment* d'Enbridge.

<sup>1</sup> Environnement Canada 2013. *Rapport d'inventaire national : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada , partie 3*. Canada. Catalogage avant publication Bibliothèque et Archives Canada.

### 3.15 *Superficie des nouveaux terrains requis*

**Source :** Dépôt [A3H3T6](#) B12-6 – Pièce jointe 5 – Addenda à l'ÉEES (Adobe page 3 de 24).

**Préambule :** Il est indiqué dans la source i) que de nouveaux terrains qui n'avaient pas été inclus à l'origine dans la portée du projet seront requis aux stations North Westover, Hilton et Cardinal ainsi qu'au terminal de Montréal. Même si les nouveaux terrains sont à l'extérieur du périmètre des installations actuellement clôturées, les terrains visant les sites situés en Ontario sur la propriété d'Enbridge. Dans le cas des terrains requis au terminal de Montréal, ils se trouvent à l'extérieur des limites actuelles de la propriété d'Enbridge.

**Demande :** Veuillez fournir les renseignements suivants :

- a) La superficie (en mètres carrés) des nouveaux terrains requis aux stations North Westover, Hilton et Cardinal ainsi qu'au terminal de Montréal;
- b) La superficie nécessitant un déboisement pour chaque site énuméré ci-dessus;
- c) La superficie totale des agrandissements permanents de l'empreinte.

**Réponse :**

- a) Chaque site nécessitera une zone temporaire d'environ 4 800 mètres carrés.
- b) Aucun des sites énumérés ci-dessus ne nécessitera de défrichage.
- c) Aucun des sites énumérés ci-dessus ne nécessitera d'agrandissement permanent de l'empreinte.

## Questions relatives aux marchés et au transport

### 3.16 *Approvisionnement en pétrole brut*

- Source :**
- i) Dépôt [A3D711](#) Projet visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 – Demande (Adobe page 24 de 54).
  - ii) Dépôt [A3G4R8](#) Réponse d'Enbridge à la DR 1.5 de l'Office.
  - iii) *Guide de dépôt*, [A.3.1 Approvisionnement](#).
  - iv) *Guide de dépôt*, [A.3.2 Transport; dépôt envisagé](#).

**Préambule :** Dans la source i) Enbridge mentionne que l'inversion de la canalisation 9B vers Montréal permettrait aux producteurs de l'Ouest canadien et de la formation de Bakken aux États-Unis d'avoir accès aux raffineries du Québec.

Dans la source ii), Enbridge indique qu'elle ne peut pas dévoiler le débit exact prévu au terminal de Montréal, car il s'agit d'une information de nature confidentielle en lien avec les contrats des expéditeurs. Enbridge a aussi mentionné qu'elle s'attend à ce qu'un volume important de pétrole brut léger transporté par la canalisation 9 provienne de la formation de Bakken et qu'il soit complété, dans une moindre mesure, par du pétrole brut léger produit dans l'Ouest du Canada. En outre, Enbridge a indiqué que les types et les quantités de pétrole brut provenant de l'Ouest canadien et de la formation de Bakken livrés à Montréal seront, en fin de compte, déterminés par les expéditeurs utilisant la canalisation 9.

Les sources iii) et iv) indiquent les exigences du *Guide de dépôt* de l'Office.

**Demande :** Veuillez fournir les renseignements suivants :

- a) Une approximation (plage) du débit total de pétrole projeté qui serait acheminé dans la canalisation 9B jusqu'à Montréal après l'inversion et la mise en service de la canalisation 9B (exprimée en milliers de mètres cubes par jour, avec une tolérance de plus ou moins 3 000 mètres cubes par jour).
- b) Les proportions relatives approximatives (en pourcentage) de pétrole brut de l'Ouest canadien par rapport à celui des États-Unis qui constituerait le débit indiqué au point a).

- Réponse**
- a) Le débit de pétrole total projeté qui serait livré par la canalisation 9B au terminal de Montréal serait déterminé par les expéditeurs utilisant la canalisation. Toutefois, Enbridge prévoit que l'essentiel de la capacité serait utilisée pour des livraisons vers Montréal, ce qui correspond à environ 47 700 m<sup>3</sup>/jour.
  - b) Enbridge n'a aucune connaissance directe de la source et du type de pétrole brut qui sera transporté vers Montréal par le Projet, car en définitive, ce sont les expéditeurs qui utilisent le pipeline qui le déterminent. Toutefois, afin de répondre à la question, Enbridge a communiqué avec les expéditeurs du Projet, qui ont indiqué que le type de pétrole brut fourni et transporté dans le pipeline serait déterminé de mois en mois.