

MÉMOIRE SUR LE PROJET D'OLÉODUC ÉNERGIE EST DE TRANSCANADA

Programme de gestion des situations d'urgence



EXPERTISES – CONSEILS EN ÉNERGIE ET DÉVELOPPEMENT DURABLE

TEL : 450 414 4425

info@jharvey.ca

en collaboration avec



SERVICES-CONSEILS EN URBANISME, EN ENVIRONNEMENT

ET EN GESTION INTÉGRÉE DE L'EAU

Mémoire déposé à la Commission de l'environnement de la Communauté métropolitaine de
Montréal

23 septembre 2015



Table des matières

| | |
|---|----|
| PRÉSENTATION..... | 3 |
| OBJECTIF DU MÉMOIRE | 4 |
| PROGRAMME DE GESTION DES SITUATIONS D'URGENCE | 4 |
| Exigences du Règlement sur les pipelines terrestres..... | 4 |
| Renseignements élémentaires fournis par TransCanada dans sa demande..... | 6 |
| 1. Les pires cas d'urgence probables de déversement | 6 |
| 2. La fréquence des incidents de déversement | 8 |
| 3. Modélisation de la dispersion de panache | 13 |
| 4. Impacts des déversement sur la santé humaine | 14 |
| 5. Mesures de mitigation des risques | 15 |
| 6. Évaluation des moyens requis en pires cas probables de déversement | 15 |
| 7. La disponibilité des informations pour les audiences de l'ONÉ..... | 17 |
| CONCLUSION..... | 18 |



PRÉSENTATION

J Harvey Consultant & Associés, dont les bureaux sont situés à Mirabel, est une firme-conseil œuvrant en énergie et en développement durable.

Avec notre partenaire, Écogestion Solutions, une firme-conseil de Québec, nous avons préparé des documents d'information et réalisé des évaluations d'impacts du projet Énergie Est pour le compte de MRC et de municipalités.

Nous avons entre autres produit le rapport de la MRC de d'Autray qui a été largement publicisé et présenté plusieurs conférences auprès d'associations et d'organismes.

Nous sommes des consultants indépendants. Nous ne recommandons ni l'acceptation ou le rejet du projet, notre rôle étant d'informer sur les avantages, les risques et les nuisances de l'oléoduc et de proposer des mesures d'atténuation des risques. L'acceptation avec ou sans condition ou le rejet du projet étant la responsabilité des élus.

Nous remercions la Communauté métropolitaine de Montréal d'accepter de nous entendre.



OBJECTIF DU MÉMOIRE

Nos expériences avec les municipalités nous ont permis d'identifier leurs principales préoccupations concernant le projet.

L'une des préoccupations importantes concerne le Programme de gestion des situations d'urgence pour lequel les municipalités demandent davantage d'information.

La demande réglementaire déposée à l'ONÉ contient des renseignements concernant la sécurité qui serviront d'hypothèses à l'élaboration du Programme suite aux audiences de l'Office. TransCanada s'est toutefois engagée à en accélérer la préparation.¹

Il est donc crucial d'identifier ces hypothèses et de valider leur adéquation avec les risques du projet pour la tenue des audiences de l'Office.

Nous proposons dans notre mémoire des recommandations visant à préciser et à éclaircir les différentes hypothèses de base de gestion de la sécurité et dans certains cas où elles sont absentes, de les définir.

PROGRAMME DE GESTION DES SITUATIONS D'URGENCE

Exigences du Règlement sur les pipelines terrestres

Selon l'article 32. (1) du Règlement sur les pipelines terrestres (RPT) de l'ONÉ « *La compagnie établit, met en œuvre et maintient un programme de gestion des situations d'urgence...* »

Les Notes d'orientation du RPT² y apportent les précisions suivantes.

« *Le processus d'évaluation des dangers établi par la compagnie aux fins du programme de gestion des situations d'urgence devrait notamment inclure :*

- *une modélisation de la dispersion de panache ou d'une dispersion semblable (le cas échéant);*
- *l'identification et la documentation des pires cas d'urgence probables mettant en cause les produits qui sont employés ou transportés;*

¹ Patrice Léger Bourgoïn, 29 juin 2015 - Lettre quant à la mise à jour sur le Projet Oléoduc Énergie Est

² Office national de l'énergie (tel que lu le 26-08-2015) - Annexe A - Renseignements complémentaires sur le programme de gestion des situations d'urgence - <https://www.neb-one.gc.ca/bts/ctrg/gnnb/nshrppln/gdncntnshrpplnrgltn-fra.html?pedisable=true#nxa>



- *une détermination de ce qui peut tourner mal, les effets d'un tel incident, sa probabilité d'occurrence, la fréquence à laquelle il pourrait arriver et l'emplacement de l'occurrence ;*
- *l'examen des dangers résultant de l'activité humaine, comme le feu, l'explosion, la contamination environnementale, le rejet de substances dangereuses ou les ruptures de pipeline, en plus des périls naturels;*
- *une évaluation du potentiel de cas d'urgence à dangers multiples;*
- *les mesures qui pourraient réduire ou éliminer le danger.»*

L'Office a entrepris en avril dernier une consultation des Canadiens sur les situations d'urgence. Selon l'Office, « *les préoccupations exprimées portaient plus particulièrement sur la clarté et l'uniformité des exigences de l'Office en matière de dépôt d'un manuel des mesures d'urgence, et aussi sur ses pratiques réglementaires pour veiller à ce que le public, les municipalités, les intervenants et les groupes autochtones, entre autres, disposent tous des données voulues en pareil cas.* »³

L'Office répond à ces préoccupations en mentionnant que « *lorsqu'une société présente à l'Office une demande d'autorisation pour la construction d'un pipeline, cette demande comprend des renseignements élémentaires sur la gestion des urgences. À cette étape, il se peut que la version intégrale du manuel des mesures d'urgence ne soit pas intégrée à la demande, car tous les détails de la construction du pipeline et de son tracé ne sont alors pas encore connus.* »

On comprend ici que la demande de TransCanada doit contenir les renseignements élémentaires sur la gestion des urgences et que ces renseignements pourraient être les seules informations disponibles pour les audiences de l'ONÉ.

Or, Énergie Est, avec ses 1,1 million de barils par jour, aura un débit de près de quatre (4) fois plus grand que celui d'Enbridge 9B impliqué dans le déversement de Kalamazoo.

Il est donc capital que le programme de gestion des situations d'urgence d'Énergie Est soit en adéquation avec son ampleur et les risques qui en découlent. Or les renseignements contenus dans la demande légale de TransCanada et exigés par les notes d'orientation du RPT sont tantôt absents ou au mieux, sous-estiment les risques d'Énergie Est et ouvrent la voie à une planification insuffisante du Programme de gestion des situations d'urgence et des moyens qu'il requière.

³ Office national de l'énergie (tel que lu le 26-08-2015) - <https://www.nbe-one.gc.ca/sftnvrnmnt/mrgnc/rspns/index-fra.html#s3>



Renseignements élémentaires fournis par TransCanada dans sa demande

TransCanada a déposé jusqu'à maintenant sa demande réglementaire, son évaluation environnementale stratégique et trois (3) rapports supplémentaires.⁴

Les documents déposés comprennent effectivement des renseignements, que l'ONÉ qualifie d'élémentaires, sur la gestion des urgences. Nous passons ici en revue les renseignements suivants : 1) les pires cas d'urgence probables, 2) la fréquence des incidents, 3) la modélisation de la dispersion de panache, 4) les impacts des déversements sur la santé humaine, 5) les mesures de mitigation des risques, 6) les moyens requis en pires cas d'urgence probables et finalement, 7) la disponibilité des informations pour les audiences de l'ONÉ.

1. Les pires cas d'urgence probables

Le règlement sur les pipelines terrestres exige « l'identification et la documentation des pires cas d'urgence probables mettant en cause les produits qui sont employés ou transportés » en vue de déterminer les moyens d'intervention requis en cas d'urgence.

Dans son évaluation environnementale stratégique, TransCanada a défini le pire cas probable de déversement à 10 000 barils pour illustrer les effets des BTEX dans l'eau potable des cours d'eau.⁵ Considérant l'ampleur d'Énergie Est, ce pire cas d'urgence probable est sous-estimé.

En effet, dans le cas de Keystone XL, un oléoduc de 36 pouces de diamètre et dont le débit est 54 % du débit d'Énergie Est, TransCanada a évalué le pire cas de déversement à un maximum de 66 500 barils.⁶ Il est important de noter que ce volume maximal de déversement se produirait dans un scénario de défaillance structurelle où la distance entre les vannes et les élévations de la conduite sont les plus importantes. Ce pire cas de déversement peut être considérablement réduit en diminuant de façon importante les distances inter-vannes.⁷

⁴ TransCanada (TCPL) (tel que lu le 26-08-2015) - <http://www.oleoducenergieest.com/depot-reglementaire/>

⁵ TransCanada (TCPL), septembre 2014 - Volume 6 : Accidents et défaillances - Section 2: Fréquence des incidents et analyse de volume – Oléoduc terrestre, page 2-20

⁶ Nebraska Department of Environmental Quality, 2013 - Nebraska's Keystone XL Pipeline Evaluation - Final Evaluation Report - Executive Summary, Chapters 1-10, page 3-45

⁷ Une simulation de réduction importante des distances inter-vannes proposée par TransCanada permettait de réduire le pire cas à 15 000 barils. Rien n'indique dans les documents consultés que cette simulation était réalisable. Source : Energy Systems Battelle Memorial Institute, Brian N. Leis, Thomas I. McSweeney, J. Bruce



Notez également que depuis 2010, trois (3) déversements de pétrole de sables bitumineux ont présenté des volumes déversés entre 20 000 et 31 500 barils. Ces oléoducs, dont un a été mis en exploitation depuis seulement un an, présentaient un débit moyen de 30 %⁸ par rapport à celui d'Énergie Est.

Au plan théorique, deux scénarios de déversement peuvent être catastrophiques :

- 1) une petite fuite dont le débit est inférieur à 1,5 à 2 %, à la limite de détection en temps réel du système SCADA,⁹
- 2) une rupture complète de la conduite.

Toutefois, une fuite de 10 à 15 % du débit pour laquelle les alarmes sont mal interprétées et qui se poursuit pendant plusieurs heures avant un arrêt d'urgence, comme cela s'est produit à Kalamazoo, se traduira par un déversement catastrophique.

TransCanada ne mentionne aucunement les délais de détection pour Énergie Est en fonction du débit des fuites. Selon les données fournies par la compagnie en 2013 pour l'évaluation de Keystone XL, les délais de détection¹⁰ étaient :

- 2 minutes pour une fuite de 50 % de l'écoulement
- 15 minutes pour 15 %
- 60 minutes pour 5 %
- 120 minutes pour 2 %

Selon une évaluation réalisée pour le projet Keystone, une petite fuite inférieure à 1,5 % du débit pourrait prendre de 14 jours à 90 jours avant d'être détectée en fonction de la position de la perforation, au-dessus ou en dessous de la conduite.¹¹

Nestleroth, Edward B. Clark, and Diane M. Sanzone, 2013 - Keystone XL Pipeline : Independent Engineering Assessment – Final Report, page 52

⁸ 2010 - Marshall, Michigan, Enbridge 6B, débit de 283 000 b/j, déversement de 20 000 barils. 2011 - Little Buffalo, Alberta, Plains Midstream, débit de 183 000 b/j, déversement de 28 000 barils. 2015 - Nexen, Alberta, un an après sa mise en service, débit de 525 000 b/j, déversement de 31 500 barils.

⁹ TransCanada (TCPL), septembre 2014 - Op. Cit., page 7-5

¹⁰ Notez que les délais de détection correspondent au temps requis pour générer l'alarme. Suite à une alarme, le protocole d'arrêt d'urgence doit se mettre en route : 10 minutes d'analyse et 12 minutes additionnelles pour la fermeture des vannes dans le cas d'Énergie Est.

¹¹ DNV Consulting, 2006 - Executive Summary - Frequency-Volume Study of Keystone Pipeline 70015849-2 (rev I), Table 5.2. <https://puc.sd.gov/commission/dockets/hydrocarbonpipeline/2007/Hp07-001/hearingexhibit/anderson/landerson21d.pdf>



Par ailleurs, les longs délais de détection ne sont pas l'apanage des petites fuites, mais peuvent également se produire en présence d'une fuite importante. La séparation de colonne,¹² un phénomène fréquent dans les oléoducs provoque des variations de pressions qui s'apparentent à celles de fuites. Des alarmes provoquées par des fuites sont parfois attribuées à la séparation de colonne et génèrent des délais induits d'arrêt d'urgence.

Recommandation 1

La CMM doit exiger de TransCanada

- La définition de scénarios de pires cas probables pour tous les récepteurs sensibles (cours d'eau, plans d'eau, milieux humides, zones d'aquifère...) dans le parcours de l'oléoduc sur le territoire de la CMM.
- De considérer les scénarios de petites fuites inférieures à 1,5 %, les ruptures complètes et les scénarios possibles de mal fonctionnement d'équipements et de fausses manœuvres.
- La divulgation des délais de détection des fuites par ses systèmes en fonction de leur débit et les évaluations qui démontrent la performance de ses systèmes de détection.
- Une mise à jour de l'évaluation environnementale stratégique contenue dans la demande réglementaire déposée à l'ONÉ en fonction des pires cas probables de déversement pour les récepteurs sensibles sur le territoire de la CMM

2. La fréquence des incidents

Les compagnies de pipelines évaluent la fréquence des incidents à partir des données historiques de fréquence des incidents des différentes causes telles que la corrosion, les défauts des matériaux et des soudures, les problèmes d'excavation et les mauvaises opérations lors de l'exploitation. Notez que les incidents ne sont pas tous des déversements, mais que ceux-ci représentent 99 %¹³ des incidents rapportés.

TransCanada a basé son évaluation sur les données historiques des incidents de la PHMSA et de l'ONÉ compilées entre 2002 et 2013 dont la somme des fréquences

¹² Des hydrocarbures légers et volatils peuvent changer de phase et passer à l'état gazeux formant des bulles dans le pétrole et pouvant s'accumuler en poche dans les parties hautes du trajet de la conduite. Les gaz étant compressibles, cela engendre des variations de pression.

¹³ Energy Systems Battelle Memorial Institute, 2013 - Op. Cit., page 41



d'incidents provenant de toutes causes s'élevait à 1,18 incident par 1000 km par an.¹⁴ Or, ce taux d'incidents historiques est sous-estimé, car il n'y a pas d'obligation au Canada de rapporter les déversements de moins de 1 500 litres. Quant aux données de la PHMSA, un audit réalisé en 2007 par le *U.S. Department of Transportation*, a montré qu'entre 60 et 90 % des incidents n'avaient pas été rapportés par les compagnies.¹⁵ TransCanada a donc utilisé des données historiques de fréquence d'incidents sous-évaluée.

TransCanada a déterminé la fréquence d'incident d'Énergie Est, pour le segment construit, à 0,34 incident par 1000 km par année soit 3,47 fois moins que le taux historique de 1,18, déjà sous-estimé.¹⁶

TransCanada a obtenu ce taux de 0,34 incident en diminuant par des facteurs de 2 à 20 la fréquence des causes historiques des incidents dues à la corrosion, aux déficiences des soudures et de la construction, aux problèmes d'excavation et aux fausses manœuvres d'exploitation. Il s'agit d'une pratique répandue pour l'évaluation des risques des nouveaux oléoducs et acceptée par les organismes réglementaires.

TransCanada justifie la diminution du taux d'incident par l'utilisation pour Énergie Est de technologies et de pratiques les plus avancées.¹⁷ Elle précise même que ce taux de 0,34 est surestimé¹⁸ et qu'il servira à établir le pire scénario de déversement basé sur des données prudentes.¹⁹

Or, cette estimation de fréquence de déversement est sous-estimée.

En effet, une étude indépendante pour le compte du *U.S. Department of State*²⁰ a pourtant évalué la fréquence d'incidents de Keystone XL de TransCanada à 1,34 déversement par 1000 km par année,²¹ soit 4 fois celle d'Énergie Est, ces deux oléoducs

¹⁴ TransCanada (TCPL), septembre 2014 - Opt. Cit., table 2.3

¹⁵ Rick Kowalewski, 2009 - A Data Quality Assessment: Evaluating the major safety data programs for pipeline and hazardous materials safety. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, U.S. Department of Transportation

¹⁶ TransCanada (TCPL), septembre 2014 - Op. cit.

¹⁷ Idem, table 2.4

¹⁸ Idem, section 2.1

¹⁹ Idem, section 2.6.1, page 2,21

²⁰ David Malitz, Ph.D. Statistical Consultant, 2013 - Calculation of Spill Risk for the Proposed Keystone XL Pipeline - Comment on Draft Supplemental Environmental Impact Statement, page 3-5

²¹ 1,881 déversement pour les 875 miles par année pour Keystone XL équivaut à 1,34 déversement par 1000 km par année.



du même transporteur utilisant la même technologie.

L'oléoduc Keystone de TransCanada, mis en service en 2010 et utilisant également des technologies comparables à celles d'Énergie Est, a connu entre 2010 et 2013, 152 incidents.²² Bien que plusieurs déversements soient très petits et s'étant produits sur les terrains de la compagnie, il s'agit tout de même d'un taux de plus de 10 déversements par 1000 km par an soit 30 fois l'évaluation de la fréquence évaluée pour Énergie Est.

TransCanada a appliqué au projet Énergie Est des facteurs d'ajustement d'ingénierie dont la pertinence n'est pas démontrée. Voici quelques exemples.²³

La corrosion

TransCanada a divisé par 16,7 la fréquence historique d'incidents causés par la corrosion.

Selon TransCanada, l'utilisation d'un revêtement externe d'époxy lié par fusion (ÉLF) à haute performance, des pratiques de construction visant à minimiser les dommages causés au revêtement pendant l'installation de même que la protection cathodique justifient cette réduction.

Ce même revêtement ÉLF et la protection cathodique sont utilisés sur l'oléoduc Keystone et le segment Gulf Coast mis en service en 2014. Selon TransCanada, Keystone emploie une approche de protection contre la corrosion qui élimine pratiquement la corrosion externe pour une durée de plus de 30 ans.²⁴

Or, malgré l'enduit protecteur, des points de corrosion externe atteignant des profondeurs de 78 à 95% de la paroi ont été découverts sur le tronçon Sallisbury à Patoka de Keystone, deux ans seulement après sa mise en service.²⁵

Le tronçon Gulf Coast de TransCanada a connu d'importants problèmes de construction en 2013. Le *U.S. Department of Transportation - Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA)*, lui a signifié plusieurs violations de sa réglementation concernant une mauvaise application de l'enduit protecteur contre la corrosion.²⁶

²² Institut Polaris, 2015 - Unplugging the Dirty Energy Economy, page 89

²³ Idem, table 2.4

²⁴ TransCanada, July 11, 2011 - TransCanada Rebuttal to the Stansbury/Friends of the Earth Report, page 4

²⁵ TCPL Technical Memorandum, 2012- <http://www.desmogblog.com/sites/beta.desmogblog.com/files/2013-0174%20-%20Second%20Response%20Package%202015.04.09.pdf> (tel que lu le 11 août 2015)

²⁶ PHMSA, 2013. Warning Letter, September 10 and 26, 2013



Défectuosités des matériaux et des soudures

TransCanada a divisé par 10 la fréquence historique d'incidents causés par la défectuosité des matériaux et des soudures.

TransCanada compte entre autres sur un plan de contrôle et d'assurance qualité pour la construction, y compris des efforts de réduction des défaillances des matériaux et des défauts de construction.

Or, le tronçon Gulf Coast de Keystone XL en 2013 a connu d'importants problèmes de construction. La PHMSA lui a signifié plusieurs violations de sa réglementation. Les taux de rejets des soudures allaient de 26,8 % à 72,2 % par semaine.²⁷

Excavation

TransCanada divisé par 20 la fréquence historique d'incidents causés par des problèmes d'excavation. Des mesures telles que l'épaisseur de recouvrement, des repères visuels du tracé du pipeline, des patrouilles régulières et des canalisations hautement résistantes permettraient, selon la compagnie, d'atténuer les risques.

Or, ce même tronçon, Gulf Coast, a été affecté par de nombreux problèmes d'excavation tels que remblayage incorrect, support insuffisant de la conduite et mauvaise gestion des sols.²⁸

Fausse manœuvres

TransCanada a divisé par 2 la fréquence historique d'incidents causés par de fausses manœuvres d'opération.

La compagnie prétend que des mesures d'atténuation telles que des tests hydrostatiques, un système SCADA, la protection contre la surpression et d'autres pratiques exemplaires de l'industrie lui permettent d'abaisser ce risque. La formation des exploitants mènerait à une réduction des incidents.

Or, il s'agit de mesures classiques pour les oléoducs qu'utilise également Keystone. Pendant sa première année d'opération, TransCanada n'a pas respecté son protocole d'arrêt d'urgence de 10 minutes maximum après l'alarme initiale lors du déversement de

²⁷ PHMSA, 2013 - Op. Cit.

²⁸ Public Citizen, 2013 - TransCanada's Keystone XL Southern Segment : Construction Problems Raise Questions About the Integrity of the Pipeline



430 barils à la station de pompage de Ludden au Dakota du Nord. Ce n'est que 35 minutes après l'alarme initiale que l'arrêt d'urgence a été déclenché suite à l'appel d'un fermier ayant détecté la fuite.²⁹

Historique des incidents de TransCanada

Selon les données de l'Office national de l'énergie, TransCanada détient l'un des pires records de sécurité au Canada pour les gazoducs. Depuis 1992, elle a connu 17 ruptures et pire encore, huit des ruptures se sont produites durant les six dernières années et quatre ruptures pendant les 22 derniers mois.³⁰

Une méthode contestée d'évaluation de fréquence d'incident

Selon une évaluation indépendante de Keystone XL réalisée par Battelle³¹ en 2013, les résultats de fréquence de déversement devraient être présentés sans l'utilisation de facteurs d'ajustement de l'ingénierie, les statistiques d'incidents pour les pipelines récents n'étant pas suffisantes avant une décennie.

Battelle recommandait³² également une évaluation des fréquences de déversement par élément discret (station de pompage, vannes, conduite, réservoirs...) plutôt que linéairement et globalement comme cela avait été faite pour Keystone XL, une méthode également utilisée pour Énergie Est qui ne permet pas une évaluation des risques en fonction de l'emplacement.

Recommandation 2

La CMM doit exiger de TransCanada la réalisation d'une étude indépendante d'évaluation de la fréquence des fuites :

- Qui tient compte de sa performance historique d'incident.
- Qui n'utilise pas de facteurs d'ajustement d'ingénierie et en fonction de chaque élément discret tel que le recommandait Battelle pour le projet Keystone XL.

²⁹ North Dakota Public Service Commission, May 16, 2011- Summary of Keystone Release Incident

³⁰ Le Conseil des Canadiens, 2015 - Quantification du risque : calcul de la probabilité d'une rupture d'un pipeline d'Énergie Est

³¹ Energy Systems Battelle Memorial Institute, 2013 - Op. Cit., page ES-4

³² Idem, page 92



3. Modélisation de la dispersion de panache

La propagation de la nappe de pétrole lors d'un déversement sur le sol ou en eau constitue le panache.

TransCanada n'a identifié qu'un seul site d'intérêt au Québec, les puits de la couronne nord de Montréal. Elle n'a pas modélisé l'étendue du panache résultant de déversement pour ce site d'intérêt. Elle traite sommairement la question comme suit :

«Les panaches d'hydrocarbure de pétrole ont habituellement moins de 100 m de longueur (Newell et Connor, 1998; US Geological Survey [USGS], 1998) et flottent à la surface des eaux souterraines parce que la densité des composants dissous est inférieure à celle de l'eau. Comme il est indiqué dans la section 3, la taille du panache dépend principalement de la quantité de pétrole brut et de la durée du contact avec les eaux souterraines.»³³

Or, les modélisations réalisées par Exponent³⁴ en 2013 pour le compte de TransCanada pour son projet Keystone XL (54 % du débit d'Énergie Est) ont démontré qu'un déversement soudain de 25 000 barils au sol pouvait engendrer, dans des conditions de vulnérabilité très élevée des aquifères, un panache de benzène de 1000 pieds (305 m) et dans des cas extrêmes, de 2 600 pieds (792 m) et atteindre des profondeurs de 17 pieds en 50 jours.

Quant aux panaches de dispersion de pétrole en eau, bien que la compagnie ait décrit sommairement leur étendue pour des cours d'eau en Alberta, au Manitoba, en Ontario et au Nouveau-Brunswick, elle n'a réalisé aucune évaluation de panache de dispersion de pétrole pour les traversées de rivière au Québec bien qu'elles soient très majoritairement les traversées présentant les plus grands risques selon l'étude de Golder.³⁵

³³ TransCanada (TCPL), septembre 2014 - Volume 6 : page 3-22

³⁴ Exponent, 2013 - Third-Party Consultant Environmental Review of the TransCanada Keystone XL Pipeline Risk Assessment, pages x à xi

³⁵ Golder Associates Inc., 2014 - TransCanadian Energy East Project Application Volume 4: Pipeline Design, Appendix Vol 4-3



Recommandation 3

La CMM doit exiger :

- Que TransCanada complète son évaluation stratégique environnementale par des modélisations de panaches pour les aquifères à vulnérabilité élevée, les cours d'eau et milieux humides du territoire de la CMM.
- Que les modélisations considèrent les différents scénarios des pires cas de déversement
- Que les modélisations considèrent les différents types de pétrole transporté et les conditions climatiques saisonnières.
- Que les résultats des modélisations de déversement catastrophiques dans les cours d'eau soient comparés aux impacts observés lors de la rupture d'Enbridge au Michigan en 2010.

4. Impacts des déversements sur la santé humaine

Bien que l'évaluation environnementale considère les impacts sur la santé humaine pendant les périodes de construction et d'exploitation, elle passe sous silence les impacts en cas de déversement.

Le trajet prévu de l'oléoduc Énergie Est passe à proximité de zones urbaines et franchit des cours d'eau qui traversent des municipalités. En cas de déversement important de pétrole, des populations pourraient être affectées par des émanations nocives de vapeur d'hydrocarbures.

Aucune analyse de panache de dispersion de vapeurs d'hydrocarbures et d'impact pour les populations n'a été effectuée dans le cas de déversement.

Recommandation 4

La CMM doit exiger que TransCanada :

- Inclue les panaches de dispersion des vapeurs d'hydrocarbure et les risques pour les populations dans l'élaboration des pires cas d'urgence probables,
- Mette à jour son étude environnementale stratégique quant aux risques pour la santé des populations lors de déversement de pétrole



5. Mesures de mitigation des risques

TransCanada fait référence dans sa demande réglementaire à des mesures générales de mitigation des risques sans toutefois préciser spécifiquement celles visées pour les risques particuliers tels que les traversées de rivières qui présentent des risques géodésiques et hydrologiques élevés.

Malgré l'ampleur de son oléoduc et les quantités imposantes de pétrole qu'il contient entre ses vannes de sectionnement, TransCanada propose des distances inter-vannes qui atteignent jusqu'à 32,5 km sur le territoire de la CMM. Un tel segment contient 182 000 barils de pétrole dont une partie pourrait être drainée advenant un bris majeur.

La diminution des distances inter-vannes de sectionnement permettrait de réduire, en cas de bris majeur, le volume de drainage par des facteurs de 2 à 4. Bien que l'ajout de vannes de sectionnement augmente les probabilités de mal fonctionnement d'une d'entre elles et les risques de sabotage (elles sont en surface),³⁶ les distances inter-vannes sur le territoire de la CMM pourraient être diminuées.

TransCanada ne propose pas de moyens spécifiques d'atténuation des volumes de déversement tels que des clapets anti-retour et des moyens de détection rapide des fuites pour les traversées de récepteurs sensibles.

Recommandation 5

La CMM doit exiger que TransCanada :

- Optimise le positionnement des vannes de sectionnement dans le but de minimiser les volumes de drainage en cas de déversement catastrophique.
- Prévoit des moyens de détection rapide des fuites spécifiques aux récepteurs sensibles traversés par l'oléoduc sur le territoire de la CMM.

6. Évaluation des moyens requis en pires cas probables de déversement

L'élaboration des pires cas probables de déversement doit permettre d'évaluer les moyens requis pour faire face à une telle situation.

³⁶ Energy Systems Battelle Memorial Institute, 2013 - Op. Cit., page 53



TransCanada décrit dans son évaluation stratégique environnementale³⁷ les moyens qu'elle mettrait en œuvre en cas de déversement pour le confinement et la récupération du pétrole. Toutefois, elle n'indique aucunement l'ampleur des moyens requis.

Rappelons que le déversement de 20 000 barils à Marshall, Michigan par l'oléoduc Enbridge 6B en 2010 a nécessité d'importantes ressources pour le nettoyage du site en période de pointe (3 mois après l'incident) : 2 000 personnes, 43 bateaux, 48 écumeurs et 175 camions pompes et citernes. Les coûts de nettoyage ont dépassé le milliard de dollars. Malgré les ressources mises en œuvre, le rapport d'incident³⁸ de la National Transportation Safety Board mentionnait la déficience du plan d'intervention d'Enbridge à répondre au pire scénario de déversement.

Le déversement d'Enbridge 6B s'est produit dans une région dotée de très grandes ressources pour faire face à un déversement de grande envergure, ce qui n'est le cas du Québec.

L'oléoduc Énergie Est, dont le débit est plus de 3,8 fois celui d'Enbridge, laisserait échapper 57 000 barils lors d'une rupture complète, entre 2 vannes de sectionnement distantes de 15 km, avec un volume de drainage de 60 % et un délai d'arrêt d'urgence de 22 minutes prévu au protocole de TransCanada. La facture pourrait atteindre les 4 milliards de dollars canadiens dans une situation comparable à celle du déversement de Kalamazoo.

Recommandation 6

La CMM doit exiger de TransCanada :

- Une planification détaillée du personnel et des équipements pour faire face au pire cas probable de déversement,
- La démonstration de sa capacité de mobiliser sur le site les équipements requis selon des temps déterminés,
- La démonstration de la capacité financière d'Énergie Est d'assumer les coûts du pire cas probable de déversement.

³⁷ Trans Canada, 2014 - Volume 6 : Accidents et défaillances, Sécurité du pipeline, section 7.3

³⁸ National Transportation Safety Board, July 25, 2010 - Enbridge Incorporated Hazardous Liquid Pipeline Rupture and Release Marshall, Michigan - NTSB/PAR-12/01 PB2012-916501



7. La disponibilité des informations pour les audiences de l'ONÉ

L'ONÉ reconnaît l'importance du Programme de gestion des mesures en situation d'urgence pour les municipalités.

Les renseignements élémentaires quant au Programme, dont parle l'Office, et qui doivent être contenus dans la demande réglementaire sont tantôt insuffisants, incomplets ou absents.

L'ampleur de l'oléoduc Énergie Est et les risques qui en découlent doivent être mieux quantifiés et ne doivent pas échapper à aux audiences de l'Office.

Recommandation 7

La CMM doit demander à l'Office national de l'énergie que le Programme de gestion des situations d'urgence soit disponible pour les audiences de l'Office et qu'il comporte les informations demandées par les recommandations précédentes.



CONCLUSION

Les renseignements élémentaires dont fait référence l'Office, dans plusieurs cas, sous-estiment les risques d'énergie Est et dans d'autres cas, ils sont incomplets, imprécis ou absents.

Ces renseignements élémentaires sont en fait les hypothèses qui serviront de base à l'élaboration du Programme de gestion des situations d'urgence et des manuels d'intervention.

Énergie Est est un oléoduc de grande envergure et les renseignements élémentaires tels que le volume du pire cas de déversement et la fréquence des incidents que nous jugeons sous-estimés pourraient résulter en un Programme de gestion des situations d'urgence dont les moyens d'intervention sont insuffisants.

TransCanada doit accélérer le développement de son Programme de gestion des situations d'urgence et mieux quantifier les risques et démontrer l'adéquation de son programme avec les risques du projet.

Les municipalités doivent s'assurer que les mesures prévues au Programme de gestion des situations d'urgence et des manuels d'interventions répondent spécifiquement aux risques pour leur population et pour l'environnement de leur territoire et non de façon générique. À cet effet, les risques, les mesures de mitigation et les moyens d'intervention en cas de déversement doivent être évalués kilomètre par kilomètre.

Les municipalités doivent également évaluer et quantifier monétairement les impacts sur leur service de sécurité civile de même que les dommages permanents ou temporaires causés aux milieux naturels et aux infrastructures pendant la construction et l'exploitation de l'oléoduc et exiger des compensations.

La conservation des boisés, des milieux humides et les habitats qui leur sont associés sont primordial pour le maintien de la biodiversité.

Les gouvernements canadien et américain, de même que plusieurs États américains et provinces canadiennes adhèrent déjà à ces principes. Les politiques de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick, de même que le « Clean Water Act » du gouvernement américain, constituent des exemples probants.

TransCanada doit adopter le principe d'aucune perte nette et restaurer les milieux naturels ou verser des compensations afin que les municipalités puissent investir dans la protection de leurs milieux naturels.