

PAR COURRIEL

Québec, le 7 avril 2016

Monsieur. Louis Bergeron
Vice-président Québec et Nouveau-Brunswick
Oléoduc Énergie Est – TransCanada
1000, rue Sherbrooke Ouest, 18^e étage
Bureau 1800
Montréal (Québec) H3A 0A6

**Objet : Projet Oléoduc Énergie Est – Questions de la commission du BAPE
du 7 avril 2016
(DQ4 - questions du public)**

Monsieur,

Le 17 mars dernier, à l'occasion de son discours de fermeture de la première partie de l'audience publique du BAPE sur le Projet Oléoduc Énergie Est – section québécoise, le président de la commission chargée du dossier, M. Joseph Zayed, avait annoncé que la commission continuerait à recevoir les questions du public, par courriel, jusqu'au 24 mars à midi. Le président précisait qu'il appartiendrait à la commission d'apprécier l'intérêt de ces nouvelles questions pour ses travaux, de déterminer si les informations déjà fournies suffisaient pour y répondre et de voir les suites les plus appropriées à leur donner.

Veillez trouver, annexées à la présente, des questions du public pour lesquelles la commission souhaite recevoir les réponses **d'ici le 13 avril 2016** compte tenu de l'échéancier dont elle dispose pour ses travaux.

Nous vous remercions de l'attention que vous porterez à cette demande et vous prions d'agréer, Monsieur, l'expression de nos meilleurs sentiments.

Renée Poliquin
Coordonnatrice du secrétariat
de la commission

p. j (1)

Annexe de questions du public du 7 avril 2016

Question P1

À quel moment peut-on situer l'étape de l'« ingénierie détaillée » du projet Oléoduc Énergie Est, fréquemment mentionnée dans votre demande de certificat d'utilité publique auprès de l'Office national de l'énergie ? Cette étape est-elle postérieure à l'obtention éventuelle d'un certificat d'utilité public ?

Question P2

En audience publique, votre porte-parole a mentionné que « [l]es vannes de sectionnement sont testées minimum une fois par six mois » (M. Louis Bergeron, DT8, p. 127).

Pouvez-vous préciser en quoi consistent ces tests et de quelle manière ils sont administrés ? Ces tests sont-ils effectués à partir du centre de contrôle à Calgary ? Procède-t-on à la vérification de l'ensemble des éléments électriques et mécaniques des vannes lors des tests, notamment en procédant à une fermeture complète, à la fois à distance et localement (manuellement) ?

Question P3

Pouvez-vous indiquer, pour les années 2013, 2014 et 2015, de même que pour les premiers mois de 2016, les sommes dépensées au Québec en contributions aux communautés ainsi qu'en publicité dans le cadre du projet Oléoduc Énergie Est ?

Question P4

À votre connaissance, est-il possible que la chaleur dégagée par le passage de bitume dilué dans un oléoduc souterrain, notamment en raison de la friction, puisse assécher une portion des terres agricoles situées dans son emprise, avec pour conséquence de nuire aux récoltes ? Si oui, dans le cadre du projet Oléoduc Énergie Est, quelles mesures entendez-vous prendre pour contrer ce problème potentiel ?

Question P5

À votre connaissance, existe-t-il un risque que la culture des terres ou l'activité normale du sol provoque la remontée d'un oléoduc souterrain, que ce soit durant la période d'exploitation ou à la suite d'une cessation d'exploitation sans retrait de la conduite ? Si oui, dans le cadre du projet Oléoduc Énergie Est, quelles mesures entendez-vous prendre pour contrer ce problème potentiel ?

Question P6

Pouvez-vous indiquer si les épisodes de grand froid sont susceptibles d'augmenter la viscosité du pétrole qui serait transporté par l'oléoduc Énergie Est, et donc de potentiellement nécessiter une augmentation de la pression dans la conduite afin d'assurer une vitesse de déplacement constante du pétrole ? Si oui, cette situation représenterait-elle un risque accru pour l'intégrité de l'oléoduc ?

Question P7

Dans votre demande modifiée pour l'obtention d'un certificat d'utilité publique pour le projet Oléoduc Énergie Est, vous confirmez qu'aucun terminal maritime ne serait construit au Québec et vous révisiez conséquemment à la hausse le nombre de pétroliers qui seraient attendus au terminal de St. John au Nouveau-Brunswick. Vous indiquez également avoir « [...] décidé que la taille du poste d'amarrage 2 [du terminal de St. John] pourrait être réduite afin d'accueillir des pétroliers pouvant atteindre une taille maximale correspondant à la taille d'un Suezmax, comparativement aux pétroliers de la taille de très gros transporteurs de brut (TGTB). Le poste d'amarrage 1 continuera d'accueillir les pétroliers TGTB » (PR2.2.4, p. 3-15).

Or, votre porte-parole a affirmé en audience publique que les TGTB « [...] sont de loin les navires les plus avantageux pour transporter du pétrole à l'extérieur du Canada » et que le terminal de St. John serait avantageux pour l'exportation de pétrole brut notamment « [...] à cause [...] de la taille des navires qui pourront être accueillis » (M. Louis Bergeron, DT1, p. 74).

Pouvez-vous expliquer pourquoi vous avez choisi de réduire la capacité d'accueil du terminal de St. John pour ce qui est des TGTB ?

Question P8

Vous notez « [qu']e]n 2014, les raffineries [de l'Est du Canada] utilisaient environ 690 000 bpd de pétrole brut » ; que « [c]e pétrole provenait du Canada (21 %) et d'importations (79 %) » ; et que « [l]e pétrole utilisé par les raffineries de l'Est du Canada provient principalement des États-Unis, de l'Arabie saoudite, de l'Algérie et d'Iraq ».

Pouvez-vous fournir les statistiques globales d'arrivages de pétrole brut pour les raffineries de l'Est du Canada en 2014 et 2015, de même que pour les premiers mois de 2016, en ventilant les volumes reçus selon leur provenance par pays et en distinguant, dans le cas du Canada, la région de l'Ouest de celle de l'Est?

Pouvez-vous fournir les mêmes statistiques globales, mais cette fois uniquement pour les raffineries québécoises ?

Question P9

Vous expliquez que « [l]e pétrole brut tiré du BSOC est vendu pour la plupart sur le marché le plus près, soit les États-Unis, une fois la demande de l'Ouest canadien et de l'Ontario satisfaite. À mesure que l'offre de pétrole brut provenant du BSOC continue de dépasser la capacité d'exportation par pipeline existante et la demande régionale, elle devient enclavée et fait l'objet d'escomptes importants [...] Les importants escomptes consentis sur les prix du pétrole brut domestique sont avantageux du point de vue économique pour les raffineries [...] desservies par pipeline puisqu'ils leur permettent d'acheter des matières premières à moindre coût. [...] Le Projet permettra aux raffineries de l'Est canadien d'avoir accès à des matières premières à un prix inférieur » (PR1.3.1, p. 3-23 et 3-25).

Suite de la question 9

Dans la mesure où le projet Oléoduc Énergie Est permettrait de réduire ou de faire disparaître les escomptes attribuables à l'enclavement de l'offre de pétrole brut provenant du BSOC, le projet pourrait-il, par la même occasion, réduire ou faire disparaître des escomptes dont profiteraient actuellement les raffineries de l'Est canadien ayant accès à du pétrole brut du BSOC via la ligne 9B d'Enbridge ? Si oui, le projet permettrait-il néanmoins à ces raffineries de diminuer leurs coûts d'approvisionnement en pétrole brut ?

Question P10

Selon votre fiche d'information *Analyse économique du projet Oléoduc Énergie Est**, vous prévoyez, au Québec, une création totale de 4 039 emplois équivalents temps plein par année, pendant sept ans, au cours des phases de développement et de construction du projet.

Pouvez-vous préciser quels sont les types d'emplois que le projet générerait ainsi que les durées d'embauche pour chaque type d'emploi ?

*TransCanada, s. d. *Analyse économique du projet Oléoduc Énergie Est* [En ligne].

<http://www.oleoducenergieest.com/wp-content/uploads/2014/11/economic-backgrounder-fr.pdf>
(2016-04-05)

Question P11

Dans son rapport *Évaluation des risques spécifiques au site de la rivière des Outaouais* (EAU15), votre consultant juge que les transects S3, S4 et S5 de la figure 5-1 (p. 5.2), situés sur le fleuve Saint-Laurent, ne seraient pas touchés par un déversement de pétrole brut dans la rivière des Outaouais (tableau 5.3, p. 5.9).

Comment justifie-t-il cette conclusion considérant qu'il juge également « [qu'e]n général, le modèle suggère qu'une fraction du pétrole de chaque scénario de déversement pourrait atteindre les trois cours d'eau » et que « [l]a vitesse des courants dans les chenaux des cours d'eau de la région de Montréal est très variable [...] La saisie de ce niveau de variabilité est difficile et l'absence d'observations sur le courant dans les chenaux des cours d'eau de cette région rend la validation du modèle hydrodynamique plus difficile » (p. 5.12) ?

Question P12

Dans le document intitulé *Évaluation des risques spécifiques au site de la rivière des Outaouais* (EAU15), le pire déversement modélisé pour la rivière des Outaouais est à hauteur de 10 000 barils (p. 5.1).

Pouvez-vous expliquer pourquoi le pire déversement modélisé a été limité à 10 000 barils, par opposition, par exemple, au scénario le plus défavorable fourni pour la rivière Etchemin, où le déversement modélisé atteint 22 000 barils (M. Stéphane Grenon, DT6, p. 9) ? Est-ce que vous considérez un déversement de 10 000 barils comme étant le pire déversement vraisemblable possible dans la rivière des Outaouais ?

Question P13

Selon le plan d'action pour intervention d'urgence préparé par la compagnie Enbridge, il doit y avoir une distance d'isolement de 800 mètres en cas d'évacuation pour incendie. Enbridge précise par ailleurs « [qu'u]n embrasement éclair ou une explosion de nuage de vapeur devraient être considérés comme des dangers potentiels en zones structurellement condensées (zones urbaines denses) spécialement par vent calme et conditions météo stables. Les feux en nappe devraient être considérés comme des dangers potentiels en zones structurellement condensées (zones urbaines denses) spécialement si les vents sont forts et que l'allumage est retardé (le produit s'est accumulé significativement). Ces dangers peuvent résulter en un front de déplacement de la flamme, de la surpression dommageable ou une exposition aux radiations thermiques. Ainsi, les intervenants devraient utiliser les distances identifiées pour « l'évacuation en cas d'incendie » même s'il n'y a pas de feu. En cas de rupture complète de la paroi où il y a un risque d'embrasement éclair ou d'une explosion de nuage de vapeur, ces distances devraient être doublées »*.

Quelle est la distance d'isolement proposée par TransCanada pour le projet Oléoduc Énergie Est en cas d'évacuation pour incendie?

Est-ce que la distance d'isolement proposée par TransCanada en cas d'évacuation pour incendie est également applicable dans certains cas « même s'il n'y a pas de feu » ?

Quelle est la distance d'isolement proposée par TransCanada « [e]n cas de rupture complète de la paroi où il y a un risque d'embrasement éclair ou d'une explosion de nuage de vapeur » ?

Pouvez-vous fournir une carte montrant le trajet de l'oléoduc Énergie Est où figureraient les distances d'isolement proposées par TransCanada en cas d'évacuation pour incendie et en cas de rupture complète de la paroi où il y a un risque d'embrasement éclair ou d'une explosion de nuage de vapeur?

*Enbridge, 2015-2016, *Plan d'action pour intervention d'urgence : ICP Annex 6 – Zone d'intervention de la région de l'Est*, version 2, Edmonton, Enbridge Pipelines Inc., p. 56.

Question P14

Vous avez calculé que « [l]a capacité actuelle et proposée [de déchargement de pétrole brut] des terminaux ferroviaires au Québec et au Nouveau-Brunswick est de 405 000 b/j » (ECON9-D, p. 1). Veuillez préciser la part de cette capacité qui est « actuelle » et celle qui est « proposée ». Autant pour la capacité actuelle que proposée, veuillez également préciser quelle proportion se situe au Québec et quelle proportion se situe au Nouveau-Brunswick.