

**BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES
SUR L'ENVIRONNEMENT**

ÉTAIENT PRÉSENTS : M. JOSEPH ZAYED, président
LA COMMISSAIRE GRANDBOIS , commissaire
M. MICHEL GERMAIN, commissaire

**COMMISSION D'ENQUÊTE
SUR LE PROJET OLÉODUC ÉNERGIE EST – SECTION QUÉBÉCOISE**

PREMIÈRE PARTIE

VOLUME 2

Séance du 8 mars 2016 – 13 h
Salle Desjardins
Complexe les 2 glaces - Honco
275, avenue Taniata
Lévis

TABLE DES MATIÈRES

SÉANCE DE L'APRÈS-MIDI DU 8 MARS 2016

MODES DE TRANSPORT DES HYDROCARBURES, SÉCURITÉ DES PERSONNES,
RISQUES DE DÉVERSEMENT, CAPACITÉ DES INFRASTRUCTURES

MOT DU PRÉSIDENT 1

PRÉSENTATIONS :

BILAN DE SÉCURITÉ COMPARATIF ENTRE LES DIFFÉRENTS MODES DE TRANSPORT DE PÉTROLE BRUT : PAR PIPELINE, PAR TRAIN, PAR BATEAU, BASÉ SUR LES STATISTIQUES D'ACCIDENTS. HISTORIQUE DES PRINCIPAUX DÉVERSEMENTS DE PÉTROLE BRUT SURVENUS LORS DU TRANSPORT ET LEURS IMPACTS SUR LE MILIEU AQUATIQUE ET LE MILIEU TERRESTRE.

Bureau de la sécurité des transports (BST) par M. Jean L. Laporte 4

CAPACITÉ DES INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT DES HYDROCARBURES – PIPELINE ET RAIL, EST DU CANADA

Office national de l'énergie (ONÉ) par M. Marc-André Plouffe 11

PÉRIODE DE QUESTIONS

Mme IRÈNE DUPUIS 16

M. YVES MAILHOT 24

MME FRANCE RÉMILLARD 27

M. MARCEL LEMIEUX 30

MME DIANE GERMAIN 33

M. ALAIN BRUNELLE 39

M. JACQUES ROUSSEAU 46

SUSPENSION

REPRISE DE LA SÉANCE

PÉRIODE DE QUESTIONS

M. MICHEL GRÉGOIRE 49

MME ALIZÉE CAUCHON 52

M. MARC BRULLEMANS 57

M. PATRICK BONIN 59

MME AUDREY L. CLOUTIER	64
M. LUC FALARDEAU	68
MME ANNE-CÉLINE GUYON	72
M. PIERRE DUMONT.....	75
MME GERMAINE ROY	82
MME MONIQUE FONTAINE	100
MOT DE LA FIN	103

SÉANCE AJOURNÉE AU 8 MARS 2016 À 19 H

**8 MARS 2016
SÉANCE DE L'APRÈS-MIDI
MOT DU PRÉSIDENT**

5 **M. JOSEPH ZAYED, président :**

Mesdames et Messieurs, bon après-midi, bienvenue à cette deuxième séance de l'audience publique sur le *Projet Oléoduc Énergie Est – Section québécoise*.

10 Bienvenue également aux organismes et aux personnes-ressources qui sont avec nous cet après-midi, soit le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, le ministère des Ressources naturelles, l'Office national de l'énergie, Transports Canada et le Bureau de la sécurité de transports du Canada.

15 Tour à tour, je vous demanderais de vous présenter comme porte-parole et, éventuellement, présenter les personnes qui vous accompagnent. Pour le ministère de l'Environnement?

20 **Mme ANDRÉ-ANNE GAGNON :**

Oui, André-Anne Gagnon de la Direction générale de l'évaluation environnementale et stratégique. J'ai amené mon collègue Michel Duquette aussi, pour les risques technologiques, si jamais il y a des questions là-dessus.

25 Par rapport à hier, on nous avait demandé de déposer les avis qu'on a reçus dans le cadre de la consultation qu'on a faite, donc on a déposé, en trois copies papier, les avis produits par le ministère de l'Environnement et une liste de tous les ministères et organismes qu'on a consultés.

30 **LE PRÉSIDENT :**

Excellent, merci infiniment. Le ministère des Ressources naturelles?

M. RICHARD SIROIS :

35 Richard Sirois, ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, je suis accompagné de madame Marie-Pierre Ouellon.

LE PRÉSIDENT :

40 Merci, Monsieur. L'Office national de l'énergie?

MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

45 Marc-André Plouffe, je suis le directeur du Bureau régional de Montréal pour l'Office national de l'énergie.

JEAN-DENIS CHARLEBOIS :

50 Et moi, Jean-Denis Charlebois, directeur responsable des demandes de TransCanada à Calgary.

LE PRÉSIDENT :

55 Et le Bureau de la sécurité des transports du Canada?

JEAN L. LAPORTE :

60 Jean Laporte, administrateur en chef des opérations, je suis accompagné de Manuel Kotchounian qui est un ingénieur spécialiste en pipelines.

LE PRÉSIDENT :

65 Merci, Monsieur. Donc, avant de passer aux présentations de la séance, en fait nous en avons deux, je désire vérifier si le promoteur a déposé de nouveaux documents depuis la dernière séance. On m'a avisé que non, mais je voudrais juste m'en assurer.

M. LOUIS BERGERON :

70 C'est exact, Monsieur le président. Par contre, j'aimerais peut-être avoir une demande de précision concernant la demande du commissaire, monsieur Germain, hier soir, pour ramener la comparaison rail-pipeline sur un dénominateur commun, j'aimerais préciser sur quelle base; est-ce qu'on parle d'une base de volume, on parle d'une base de distance? Est-ce que c'est possible de préciser la demande, s'il vous plaît?

75 **LE PRÉSIDENT :**

Oui, je pense que c'est moi qui avais posé la question.

M. LOUIS BERGERON :

80 D'accord.

LE PRÉSIDENT :

85 En fait, la question, on va la soulever aujourd'hui, mais j'aurais aimé que vous preniez de l'avance pour préparer au moins l'information factuelle avec le même dénominateur, mais j'y reviendrai de toute façon, c'est dans la batterie de questions que nous avons pour vous cet après-midi.

90 **M. LOUIS BERGERON :**

Merci.

95 **LE PRÉSIDENT :**

100 Donc voilà. Le registre, j'aimerais vous informer que le registre d'inscription des participants est maintenant ouvert à la table en arrière de la salle et les personnes qui assistent à l'audience dans cette salle peuvent s'y inscrire si elles désirent poser des questions. Un registre d'inscriptions est également ouvert dans chacune des salles satellites à Laval, à Trois-Rivières et à La Pocatière. La période de questions s'amorcera après les présentations.

105 Considérant le nombre de participants, nous procéderons d'abord par une première ronde d'inscriptions au registre et nous fonctionnerons selon les principes d'alternance et de proportionnalité, en fonction du nombre total d'inscriptions dans la salle principale et dans chacune des salles satellites.

110 Chaque personne inscrite pourra poser une seule question. Si, toutefois, le temps nous le permet, nous procéderons à une deuxième ronde d'inscriptions. À contrario, s'il devait y avoir un trop grand nombre d'inscriptions à la première ronde, les personnes qui n'auront pas eu le temps de poser leur question oralement pourraient, si elles le souhaitent, remettre leur question par écrit à la coordonnatrice de la commission avant de quitter la salle.

115 La commission examinera toutes les questions et décidera des suites les plus appropriées à donner. D'ailleurs, je souligne, en passant, qu'hier nous avons reçu quelques questions écrites et une d'elles s'applique très bien pour la séance de cet après-midi. La commission va la faire sienne et va la poser au nom du participant ou de la participante.

120 Donc, pour débiter cette séance, j'invite, pour commencer, le Bureau de la sécurité des transports du Canada et son porte-parole, Monsieur Jean Laporte, à se présenter plus en détail et à faire une présentation d'à peu près quinze minutes.

O.K., on m'informe que — je vous avais indiqué qu'il y avait Transports Canada également, mais étant donné que je ne l'avais pas vue ici, on m'a informé qu'elle était dans la salle également, une madame Lucie Pagé de Transports Canada. Merci.

**BILAN DE SÉCURITÉ COMPARATIF
ENTRE LES DIFFÉRENTS MODES DE TRANSPORT DE PÉTROLE BRUT :
PAR PIPELINE, PAR TRAIN, PAR BATEAU,
BASÉ SUR LES STATISTIQUES D'ACCIDENTS.
HISTORIQUE DES PRINCIPAUX DÉVERSEMENTS DE PÉTROLE BRUT
SURVENUS LORS DU TRANSPORT ET LEURS IMPACTS
SUR LE MILIEU AQUATIQUE ET LE MILIEU TERRESTRE**

**PRÉSENTATION DE M. JEAN L. LAPORTE
BUREAU DE LA SÉCURITÉ DES TRANSPORTS**

LE PRÉSIDENT :

Alors, sans plus tarder, j'invite monsieur Laporte à se présenter et nous présenter la conférence qui devrait, normalement, porter sur *le Bilan de sécurité comparatif entre les différents modes de transport du pétrole brut, principalement par pipeline, par train et par bateau*; et présenter également *L'historique des principaux déversements de pétrole brut survenu lors du transport et leur impact sur les milieux tant aquatique que terrestre*. À vous la parole.

M. JEAN L. LAPORTE :

Merci, Monsieur le président. Nous sommes heureux de participer à vos audiences et de partager l'information que nous avons recueillie dans le cadre de notre mandat et j'aimerais, tout d'abord, commencer par bien situer notre mandat avant de répondre aux deux questions qui nous ont été posées, car c'est important de bien mettre en contexte cette information-là pour pouvoir aussi bien l'interpréter.

Donc, tout d'abord, une courte mise en contexte, ensuite un court exposé sur le transport par pipeline, le transport ferroviaire, le transport maritime et un mot de conclusion.

Donc, tout d'abord, le mandat du Bureau de la sécurité des transports est de promouvoir la sécurité du transport maritime, pipeline, ferroviaire et aérien relevant de compétence fédérale. Et nous remplissons ce mandat en procédant à des enquêtes indépendantes des événements, en constatant les manquements à la sécurité, dégagant les causes et les facteurs contributifs de

ces événements et en formulant des recommandations afin d'améliorer la sécurité. Et tous nos rapports, comme de raison, sont rendus publics.

165 Ce qui est important de noter, c'est que le BST n'est pas habilité à attribuer ni à déterminer les responsabilités civiles ou pénales; cela relève d'autres organismes.

170 Aussi, le BST n'est pas un organisme de réglementation; donc, nous n'exerçons pas de surveillance de l'industrie de façon continue. Ça, c'est le rôle des organismes de réglementation, donc de l'Office national de l'énergie, de Transports Canada, selon le mode de transport en question.

175 Quand on parle de champ de compétence fédérale aussi, c'est important de bien comprendre de quoi on parle. Au niveau des pipelines, on parle de pipelines interprovinciaux et/ou internationaux et de pipelines en mer au large des côtes canadiennes. Du côté ferroviaire, on parle de chemins de fer interprovinciaux et/ou internationaux et du côté maritime, on parle de tout transport maritime commercial.

180 Donc, ce qui est important à retenir, c'est que les pipelines et les chemins de fer qui ne traversent aucune frontière sont de compétence provinciale, donc ne sont pas inclus dans les données, dans les statistiques que nous pouvons partager avec vous aujourd'hui.

185 Quand on parle de statistiques, aussi, il faut faire une mise en garde et chaque organisme a un mandat différent. Donc, c'est difficile de comparer les statistiques et les données d'un organisme à l'autre. Il faut faire des réajustements. Donc, si on compare l'Office national de l'énergie et le Bureau de la sécurité des transports, le mandat de l'Office national de l'énergie est plus large que le nôtre. Leur mandat couvre la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation d'un pipeline, alors qu'au BST, notre mandat ne s'applique uniquement qu'à la phase d'exploitation d'un pipeline.

190 Donc, s'il y a un événement qui se produit lors des étapes de construction ou d'essais avant la mise en service, à ce moment-là, on n'est pas impliqué là-dedans. Même chose quand on parle de fin d'exploitation, on n'est pas impliqué dans les événements qui pourraient découler de cette phase du cycle de vie.

195 Chaque organisme a également des critères de rapport différents, et un exemple simple — c'est beaucoup plus complexe, mais un exemple simple pour mettre ça en contexte — l'Office national de l'énergie, leur exigence minimale, on parle d'un déversement liquide de plus d'un virgule cinq mètre cube (1,5 m³).

200

205 Dans le cadre du BST, jusqu'à juillet 2014, tous les déversements, sans égard à la quantité, devaient être rapportés. Par contre, depuis juillet 2014, nous avons modifié notre réglementation et depuis cette date, on fait rapport uniquement des déversements liquides de plus d'un virgule cinq mètre cube (1,5 m³), pour harmoniser nos exigences de rapport avec ceux de l'Office national de l'énergie.

210 Par contre, il y a une exception à ça. Si on parle d'un déversement à partir d'un tuyau, d'un pipe, il n'y a pas de quantité minimale; donc, on parle d'un déversement liquide à une installation, le seuil d'un virgule cinq mètre cube (1,5 m³) s'applique; si on parle du tuyau lui-même, du pipe, à ce moment-là, la quantité minimale ne s'applique pas. Donc, un exemple qui vous démontre que c'est complexe de comparer les statistiques et de mettre tout ça, de faire du sens de tout ça.

215 Donc, si on passe maintenant au transport par pipeline, donc le graphique que vous voyez à l'écran vous démontre, depuis 1990, les vingt-cinq (25) dernières années, le nombre d'accidents de pipelines qui ont été rapportés au BST selon nos exigences de rapport.

220 Vous remarquerez qu'en 2015, on n'a aucun accident de pipeline qui nous a été signalé; en 2014, il y en avait quatre, et si on regarde la moyenne des dix dernières années, on parle d'une moyenne de huit événements qui ont été signalés par année et sur les vingt-cinq (25) ans, on remarque une tendance claire à la baisse du nombre d'accidents qui ont été rapportés par année.

225 Si on regarde maintenant les incidents de pipelines, donc des événements de moindre envergure, et on pourra revenir sur la définition plus tard entre accident et incident, s'il y a lieu. Au niveau des incidents, on parle en 2015, de quatre-vingt-dix-huit (98) incidents signalés; en 2014, cent trente-trois (133) et une moyenne de cent seize (116) pour les dernières dix années. Sur les vingt-cinq (25) ans, on remarque une hausse, depuis 2003 jusqu'à 2012, et par la suite, une baisse.

230 Ces variations importantes sont dues à quelques éléments importants. Donc, en 2003 et 2004, il y a eu clarification des exigences de rapport, il y a eu également des évolutions au niveau de la technologie d'inspection, au niveau de l'industrie, et le plus d'incidents mineurs ont été détectés et rapportés de façon proactive à partir de ces années-là.

235 En 2008, on a eu aussi d'importantes augmentations dues à l'expansion de certaines compagnies qui ont fait des acquisitions de pipelines qui étaient auparavant de juridiction provinciale, qui sont devenus des pipelines de juridiction fédérale. Donc, des acquisitions par TransCanada, de TransCanada, de Nova, Keystone qui a ouvert de nouveaux pipelines en 2010 et Maritime and Northeast en 2011. Donc, c'est les éléments principaux qui expliquent l'augmentation importante depuis 2003-2004.

240

245 Si on regarde les quantités déversées, maintenant je parle de pétrole seulement, les graphiques précédents, on avait les courbes « pétrole et gaz ». Si on se concentre maintenant sur le pétrole, qui est le sujet d'intérêt particulier aujourd'hui, donc quinze pour cent (15 %) des événements qui nous sont rapportés, il n'y a aucune fuite impliquée.

250 Soixante-trois pour cent (63 %) des événements, moins d'un mètre cube qui a été déversé et si on regarde à l'extrême droite, il y a seulement qu'un pour cent (1 %) des événements qui nous sont signalés où on parle d'un déversement de plus de mille mètres cubes (1 000 m³) et quatre pour cent (4 %) des événements où on parle de vingt-six, entre vingt-six et mille mètres cubes (26-1 000 m³).

255 Donc, si on regarde le un pour cent (1 %) des plus grands déversements, on parle de sept événements en vingt-cinq (25) ans. Ces événements-là, vous les voyez énumérés à l'écran. Donc, en septembre 2009, Enbridge Odessa en Saskatchewan où on a eu mille deux cent soixante mètres cubes (1 260 m³) de pétrole qui a été déversé.

260 Maintenant, pour les gens dans la salle, des mètres cubes de pétrole, ça veut dire quoi? C'est peut-être difficile à visualiser, un mètre cube, on parle de mille litres (1 000 l), grosso modo ou de six point vingt (6,29) barils. Donc si on regarde le premier incident qui est noté au tableau, mille deux cent soixante mètres cubes (1 260 m³), on parle d'un virgule deux millions de litres (1,2 MI) de pétrole qui a été déversé.

265 Donc, vous avez, je ne veux pas tous les énumérer, mais vous avez à l'écran les sept plus grands déversements, où il y a plus de mille mètres cubes (1 000 m³) de pétrole qui ont été déversés. Tous ces cas-là, le milieu qui a été affecté, c'est un milieu terrestre seulement, donc aucun milieu aquatique affecté par ces déversements-là.

270 Si on regarde d'autres événements, et ici je vous donne seulement quelques exemples qui sont sous autres juridictions, donc qui ne sont pas sous juridiction fédérale, qui ne sont pas de notre mandat. Donc, les quatre premiers qui sont énumérés sont sous juridiction de la province de l'Alberta et le cinquième, juridiction des États-Unis. Donc, c'est quelques exemples, il y en a beaucoup d'autres, mais on a illustré ici quelques exemples de déversements importants qui pourraient être d'intérêt.

280 Et le dernier, bon, c'est celui qui est peut-être le plus connu, le pipeline d'Enbridge Marshall aux États-Unis, où il y a eu trois mille huit cents mètres cubes (3 800 m³) de pétrole qui a été déversé dans la rivière et qui a eu des conséquences importantes au niveau environnemental. Vous remarquez aussi qu'un des déversements en Alberta, Plains Midstream à Sundre, Alberta, où il y a eu un milieu aquatique et milieu terrestre qui a été affecté, mais la quantité était beaucoup moindre, quatre cent soixante mètres cubes (460 m³) de pétrole.

285 Au bas du tableau, quelques commentaires au niveau des États-Unis. Selon le *Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration*, entre 1996 et 2015, il y a eu en moyenne trois cent cinq (305) événements de pipelines par année aux États-Unis. Et pendant cette période, une moyenne de seize mille cent trente mètres cubes (16 130 m³) de pétrole a été déversée chaque année.

290 Si on compare ça avec nos statistiques canadiennes fédérales, on parle, au Canada, de grosso modo environ cent (100) événements par année versus trois cent cinq (305) aux États-Unis, et les quantités sont beaucoup plus petites que celles qu'on a aux États-Unis.

295 Maintenant, nous avons déposé, avec la secrétaire de la commission, un document de nos collègues américains qui fournit des détails statistiques pour la période 1996 à 2015.

300 Donc, sommaire au niveau du transport par pipeline, la grande majorité des événements au Canada, sous juridiction fédérale, impliquent seulement des petits déversements; il y a très peu d'événements majeurs et aucun événement impliquant un pipeline en mer au large des côtes canadiennes.

305 Nous avons, de façon générale, une excellente réponse de l'industrie du pipeline lorsqu'il y a un événement, lorsqu'on fait enquête, et les mesures de sécurité sont souvent prises de manière proactive pendant nos enquêtes, ce qui résulte en une situation où on n'a pas besoin de faire de recommandations pour améliorer la sécurité, parce que les mesures correctives sont prises pendant que l'enquête a lieu. Et, présentement, il n'y a aucun risque majeur qui a été identifié par le BST qui est non résolu au niveau du transport par pipeline.

310 Si on passe maintenant au transport ferroviaire, avant 2009, il y avait très peu de pétrole brut qui était transporté par train au Canada. Par contre, les trains transportaient des produits pétroliers raffinés, donc de l'essence, du diesel, du carburant d'aviation. Depuis 2009, on a eu une hausse exponentielle du pétrole brut qui était transporté par chemin de fer au Canada, on est passé de cinq cents (500) wagons, en 2009, à cent quatre-vingt-six mille (186 000) wagons en 2014.

315 **LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Laporte, c'est juste pour vous indiquer qu'il vous reste à peu près trois minutes.

320 **M. JEAN L. LAPORTE :**

D'accord. En 2015, il y a une baisse du volume de pétrole brut transporté. Si on regarde les statistiques, au niveau des déversements, on voit qu'en 2015, trois déversements, en 2014, trois déversements. En moyenne, au cours des derniers dix ans, on parle de deux déversements et le

325 nombre d'accidents est relativement stable d'une année à l'autre, il y a quelques petites
variations, mais très mineures.

330 Si on regarde la quantité de pétrole déversé, encore là, très peu de grands déversements,
donc seulement cinq sur quarante (5/40) déversements où on parle de trois wagons-citernes ou
plus.

335 Quelques exemples de déversements majeurs au Canada, sous juridiction fédérale : Lac
Mégantic, au milieu du tableau; Gogama, dans le nord de l'Ontario en 2015, et un autre en
Alberta en août 2005, et à Saint-Hilaire en décembre 99. Milieux affectés : aquatique et terrestre
dans trois des cinq cas.

340 Si on regarde les quantités de produits déversés, ce qu'on remarque c'est que les
quantités sont semblables à nos événements majeurs au niveau pipeline. On parle d'entre un
million à six millions de litres (1-6 MI), au niveau des pipelines, on parlait d'un million à quatre
millions de litres (1-4 MI) par événement majeur.

345 Sommaire, grande majorité des événements impliquent seulement des petits
déversements, très peu d'événements majeurs. Les principaux risques identifiés par le BST : les
wagons-citernes 111, la planification de l'analyse des itinéraires, l'évaluation des risques et
mesures de contrôle efficaces. Il y a des mesures en cours, pour adresser ces risques, mais elles
ne sont pas encore suffisantes pour pleinement adresser les risques que nous avons identifiés.

350 Du côté transport maritime, depuis 1990, il y a eu quatre-vingt-onze (91) événements
maritimes impliquant un navire pétrolier. Un seul déversement de pétrole, en 1990, à deux cent
quatre-vingts (280) miles nautiques au large de la Nouvelle-Écosse et le déversement impliquait
vingt-huit mille sept cent trente-quatre mètres cubes (28 734 m³) de pétrole brut.

355 Nous n'avons eu aucun événement impliquant une plateforme de forage pétrolier. Par
contre, nous avons plusieurs petits déversements qui impliquent du carburant du navire, donc
pas du cargo, de la cargaison de pétrole brut, mais plutôt le carburant du navire lui-même.

360 Donc, sommaire : un seul déversement, plusieurs mesures préventives sont mises en
place du côté maritime, les gens de Transports Canada pourront vous donner plus détails si ça
vous intéresse, et nous n'avons aucun risque majeur identifié qui est non résolu.

Maintenant, si on parle de comparaison, le BST n'effectue pas d'analyse comparative et la
comparaison est très complexe, car les facteurs de risque sont très différents d'un mode de
transport à l'autre. Et de notre point de vue, le transport de pétrole brut peut se faire de manière
sécuritaire dans tous les modes de transport si les risques sont bien identifiés et gérés de

365 manière proactive. Et c'est là que souvent on trouve les plus grands risques, la gestion proactive
qui fait défaut.

Et ma dernière diapo, c'est une liste des documents que nous avons déposés avec la
370 commission. Tous ces documents ont été remis au secrétariat et sont disponibles pour la
commission, pour son usage. Merci.

LE PRÉSIDENT :

375 Merci à vous, Monsieur Laporte. Si vous permettez, juste une petite question avant de
passer à la conférence suivante. Vous avez indiqué qu'en termes de fréquence, il y aurait un pour
cent (1 %) des déversements par pipeline qui auraient plus que mille mètres cubes (1 000 m³). Je
voulais savoir quel est l'ordre de grandeur du plus grand déversement?

M. JEAN L. LAPORTE :

380 Le plus grand déversement?

LE PRÉSIDENT :

385 Par pipeline?

M. JEAN L. LAPORTE :

390 Par pipeline, ça serait en octobre 94, la compagnie interprovinciale Saint-Léon, au
Manitoba, on parle de quatre mille mètres cubes (4 000 m³), donc quatre millions de litres (4 MI)
de pétrole.

395

400

405

**CAPACITÉ DES INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT
DES HYDROCARBURES – PIPELINE ET RAIL, EST DU CANADA
PAR L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
MARC-ANDRÉ PLOUFFE**

410

LE PRÉSIDENT :

415

Merci. Et maintenant, je voudrais passer la parole à monsieur Marc-André Plouffe, de l'Office national de l'énergie, qui va nous faire une présentation sur la capacité des infrastructures de transport des hydrocarbures par pipeline et par rail dans l'est du Canada. Et je vous rappelle que madame Lavoie va vous montrer une carte sur laquelle c'est indiqué « 3 », ça veut dire qu'il vous reste trois minutes pour la présentation, ça va être plus simple comme ça, vous avez donc 15 minutes.

420

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

425

Bonjour, Monsieur le président, Madame la commissaire, Monsieur le commissaire, la présentation d'aujourd'hui va dresser un portrait du marché de l'énergie au Québec. Comme je l'ai expliqué hier, l'Office a notamment comme fonction d'informer la population sur les grands enjeux du secteur énergétique du Canada.

430

Nous avons, par exemple, publié récemment le *Rapport sur l'avenir énergétique du Canada 2016* et je vous invite à le consulter sur notre site internet. Une grande partie de l'information que je vais partager avec vous aujourd'hui s'appuie sur ce rapport.

435

Une province comme le Québec, où le climat est rigoureux, avec une grande étendue et un niveau de vie confortable impliquent nécessairement une consommation d'énergie importante. En 2015, il s'est consommé au Québec l'équivalent de mille huit cent huit pétajoules (1 808 PJ) d'énergie, soit quinze pour cent (15 %) de toute l'énergie consommée au Canada.

440

Cette consommation d'énergie est répartie sous différentes formes, comme on le voit à l'écran. Par exemple, l'électricité et les produits pétroliers comptent pour la grande majorité de cette consommation.

445

D'après le rapport de 2016 de l'Office sur l'avenir énergétique du Canada, l'utilisation d'énergie dans tous les secteurs au Québec devrait rester relativement stable de 2015 à 2040. Il est à noter que le Québec utilise des quantités importantes de biomasse et de biocarburant surtout le bois et les granulés de bois. C'est le cas principalement dans le secteur résidentiel, pour le chauffage, et dans le secteur industriel, pour le chauffage et la production de vapeur.

L'utilisation totale comprend l'énergie utilisée dans quatre secteurs : résidentiel, commercial, industriel et transport.

La prochaine diapo présente plus de détail sur ces secteurs.

En termes d'utilisation d'énergie, la catégorie où la demande a été la plus grande au Québec en 2015, l'année dernière, a été celle des produits pétroliers dans le secteur des transports. Il s'agit surtout de l'essence et du diesel utilisés pour les transports de passagers et des marchandises.

La deuxième catégorie où la demande a été la plus élevée a été celle de la consommation d'électricité dans le secteur industriel, en grande partie pour la production d'aluminium, les industries manufacturières et les pâtes et papiers.

Les autres grandes catégories sont la consommation d'électricité résidentielle et l'utilisation des produits pétroliers et gaziers à des fins industrielles.

La consommation d'énergie implique nécessairement son transport. Les trois prochaines diapositives présentent les déplacements des sources d'énergie au Québec. La première présente le transport du pétrole et c'est sur celle-ci que je passerai plus de temps, et les prochaines diapositives porteront sur le gaz naturel et l'électricité.

Environ trois cent quatre-vingt mille (380 000) barils par jour de pétrole ont été livrés au Québec en 2015. La plus grande partie était destinée aux raffineries de Montréal et de Lévis. Ce pétrole était acheminé par navire-citerne pour environ deux cent vingt mille (220 000) barils par jour, par le pipeline Portland-Montréal, réglementé par l'Office, en raison d'environ soixante-cinq mille (65 000) barils par jour.

Par les chemins de fer du Canadien National et du Canadien Pacifique, pour une quantité estimative de soixante mille (60 000) barils par jour. Et par la canalisation 9 d'Enbridge, réglementée par l'Office aussi, depuis décembre 2015, qui a une capacité de trois cent mille (300 000) barils par jour.

Les raffineries du Québec importent environ le trois quarts de leur approvisionnement de pétrole, soit environ deux cent quatre-vingt mille (280 000) barils par jour.

Toujours en 2015, la majorité de ces importations provenait des États-Unis, soit cinquante-quatre pour cent (54 %). Les importations des autres pays, comme l'Algérie, quatorze pour cent (14 %), la Norvège, neuf pour cent (9 %), le Nigéria sept pour cent (7 %) et de l'Angola, sept pour cent (7 %). Ces pays représentent la portion minoritaire.

490 Dans l'ensemble, les importations de pétrole brut vers le Québec ont diminué, au cours des dernières années, pour les raisons suivantes : fermeture de raffineries, livraison par chemin de fer de l'Ouest canadien et, plus récemment, inversion de la canalisation 9 d'Enbridge.

Une fois raffinés, les produits pétroliers peuvent être soit distribués aux consommateurs ou transportés vers d'autres raffineries. Presque la moitié des produits pétroliers raffinés traités au Québec sont transféré en Ontario ou au Canada atlantique.

495 Les produits pétroliers raffinés au Québec sont transportés à l'intérieur du Canada par bateau, par le pipeline Trans-Nord de Montréal à l'Ontario, réglementé par l'Office, et par le pipeline Saint-Laurent de Lévis à Montréal, de ressort provincial.

500 Passons maintenant au gaz naturel. Il n'y a pas de production de gaz naturel au Québec. Traditionnellement, le gaz naturel au Québec provenait de l'Alberta. Toutefois, les importations en provenance des États-Unis ont augmenté en raison de l'offre croissante de gaz de schiste dans le nord-est des États-Unis.

505 Le gaz naturel est acheminé au Québec au moyen de deux pipelines de transport : le gazoduc Trans Québec & Maritimes, en rouge sur la carte, et le réseau principal de TransCanada, en vert sur la carte.

510 Le distributeur local Gaz Métro livre le gaz naturel directement aux consommateurs à partir de ces deux pipelines de transport. Le réseau de distribution de Gaz Métro dessert environ trois cents (300) municipalités au Québec et comporte plus de dix mille kilomètres (10 000 km) de pipelines. Gaz Métro est réglementée par la Régie de l'énergie du Québec.

Un autre réseau de distribution local se trouve en Outaouais, il s'agit de la Gazifère.

515 Une partie du gaz transporté vers le Québec est exporté vers les États-Unis au moyen de pipelines d'interconnexion. Il y a trois points d'exportation au Québec où TransCanada, où Trans Québec se relie avec des canalisations américaines, soit à Napierville, à Philipsburg et à East-Hereford.

520 Finalement, l'électricité. Presque toute la production énergétique d'énergie électrique au Québec provient principalement de l'hydroélectricité. La production, à partir de combustibles fossiles, représente moins d'un pour cent (1 %). Il s'agit notamment des centrales au diesel qui alimentent les collectivités éloignées non reliées au réseau électrique. Cela inclut des régions tel le Nunavik, une partie de la Basse-Côte-Nord et de la Haute-Mauricie.

525

530 C'est ce qui conclut ma présentation, Monsieur le président, sur ce portrait du marché de l'énergie et du transport des combustibles fossiles au Québec. Vous voyez maintenant nos coordonnées à l'écran et celles de notre bureau régional de Montréal, qui est ouvert depuis avril 2015.

LE PRÉSIDENT :

535 Alors, merci, Monsieur Plouffe. Je vous informe que les registres d'inscription sont maintenant fermés et il est possible, si le temps nous le permet, de les rouvrir pour une deuxième ronde.

540 Avant d'appeler le premier intervenant, je tiens à vous rappeler les règles, deux règles élémentaires de procédure : toutes les questions et réponses doivent m'être directement adressées et je vous rappelle qu'aucune manifestation, remarque désobligeante, propos diffamatoire ou attitude méprisante ne seront tolérés, et ce, pour assurer un débat serein et respectueux.

545 Alors, j'attends incessamment la liste des personnes qui se sont inscrites, mais peut-être que je donnerai la parole à ma collègue, madame Grandbois, pour lancer le questionnement.

PÉRIODE DE QUESTIONS

550 **LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :**

555 Alors, on a mentionné qu'hier soir il y a des gens, malheureusement, qui n'avaient pas pu poser leur question et qui nous les ont laissées par écrit, donc j'ai ici une question de madame Fleury qui a une question courte, mais substantielle, question que, j'imagine, je pense que ça serait intéressant d'entendre là-dessus à la fois le promoteur, bien entendu, et aussi probablement les gens de l'Office national de l'énergie.

560 Donc, la question de madame Fleury, donc :

« *Projet Oléoduc Énergie, projet colossal, pourquoi ne pas passer par l'ouest vers le Pacifique, pour exporter le pétrole de l'Alberta? »*

565 Donc, sa question toute simple, et j'aimerais qu'on puisse lui donner, ce n'est pas une question — bon, je fais un peu d'ironie en disant question toute simple; elle est courte, mais elle n'est pas simple, mais j'aimerais qu'on puisse lui donner une réponse quand même générale et globale, donc peut-être en commençant par monsieur Bergeron.

M. LOUIS BERGERON :

570 Donc, Monsieur le président, Madame la commissaire, oui, effectivement, il y a des projets qui ont été considérés, qui sont toujours en marche actuellement, en particulier on parle du projet Northern Gateway d'Enbridge, qui sont des projets qui visent l'exportation de pétrole brut via la côte Ouest.

575 Je vous dirais que la principale différence dans le cas d'Énergie Est, c'est la possibilité d'alimenter trois raffineries de l'est du Canada avec du brut canadien, ce qui permettrait de réduire les importations massives de pétrole dans les trois raffineries, donc on parle de plus de cinquante pour cent (50 %) des approvisionnements en pétrole après le renversement de la ligne 9 qui doit être comblé par du pétrole étranger.

580 Donc, je vous dirais que c'est ça, la principale différence, c'est de vraiment permettre aux producteurs de l'Ouest d'être branchés directement sur trois raffineries, en particulier celles de Valero et d'Irving, qui sont les deux plus grandes raffineries au Canada, qui n'ont pas de pipeline qui est branché directement sur leur raffinerie.

585 **LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :**

 Merci, Monsieur Bergeron. Monsieur Plouffe, est-ce que vous auriez quelque chose?

590 **M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :**

 Je vais laisser mon collègue, monsieur Charlebois, répondre.

595 **M. JEAN-DENIS CHARLEBOIS :**

 Donc, lorsque l'Office national de l'Énergie est saisi d'une demande pour un projet pipelinier, l'Office évalue cette demande-là en se basant sur les bénéfices et les inconvénients de cette demande précise là. Comme je l'ai expliqué hier, l'Office va ensuite faire une recommandation, à savoir si ce projet-là est dans l'intérêt public canadien ou non.

600 À travers cet exercice-là, l'Office ne fait pas d'exercice comparatif, à savoir quel projet serait le meilleur; chaque projet est évalué, encore une fois, sur ses bénéfices et ses inconvénients en lui-même.

605 **LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :**

 Merci.

Mme IRÈNE DUPUIS

610

LE PRÉSIDENT :

J'appellerais maintenant Madame Irène Dupuis. En fait, madame Dupuis s'était inscrite depuis hier et donc, sa question touche à la thématique de cet après-midi. Donc, à vous la parole, Madame.

615

Mme IRÈNE DUPUIS :

On n'avait pas eu le temps hier soir de passer.

620

LE PRÉSIDENT :

Oui, oui.

625

Mme IRÈNE DUPUIS :

Oui, donc c'est ça. Donc, c'était plus sur la thématique d'hier.

630

LE PRÉSIDENT :

Vous êtes sur place, allez-y. Vous avez donné quand même des informations, mais enfin, allez-y.

635

Mme IRÈNE DUPUIS :

D'accord. Je peux y aller avec quelque chose pour aujourd'hui, alors. Si c'est mieux.

640

LE PRÉSIDENT :

C'est certainement mieux, oui.

645

Mme IRÈNE DUPUIS :

Oui, d'accord. On a parlé du niveau de risque de déversement pour l'ensemble des pipelines canadiens, américains, et cetera, on donne un taux finalement de risque global au niveau du pipeline qui va passer au Québec, c'est ce que j'ai compris.

650 Je voudrais savoir s'il va y avoir aussi une évaluation du taux de risque pour les rivières
principales qui sont traversées au Québec. Puisque chaque rivière a son taux de risque
particulier, que les gens habitent sur une de ces rivières-là et qu'ils aimeraient savoir le taux de
risque de leur propre rivière, je veux savoir, moi, si c'est quelque chose qui va avoir lieu, avoir ces
chiffres-là, comment on va pouvoir savoir le taux de risque ou si on reste toujours avec un taux de
risque global?

655 Et, aussi, ce que j'aimerais savoir c'est est-ce que le taux de risque — comment c'est
évalué? Est-ce que c'est sur l'historique de la compagnie ou si c'est seulement sur le niveau de
sécurité qui est supposé d'avoir lieu avec ce pipeline-là qui va être construit?

660 **LE PRÉSIDENT :**

À votre façon, vous avez soulevé une question à plusieurs pans, je vous le dirai, et
j'imagine que ça touche au cœur même des préoccupations. Peut-être, je vais essayer d'y aller
par étape parce que vous avez touché le risque sur plusieurs niveaux.

665 Allons-y par étape. En fait, le promoteur, dans son étude, a évalué le risque d'accident par
pipeline à, grosso modo, un virgule dix-huit (1,18) accident par mille kilomètres (1 000 km) par
année et ce risque-là, il l'a établi comment? Il a utilisé des facteurs de modification
conventionnels, ce qu'ils ont appelé conventionnels, c'est-à-dire qu'ils ont pris le pipeline et
670 l'existence des pipelines et les accidents historiques et ils ont attribué, en fonction — vous me
corrigez, Monsieur Bergeron — en fonction des technologies, ils ont attribué des facteurs.

Donc, le fait, par exemple, d'utiliser de l'époxy par fusion, vous y avez fait allusion hier,
réduisait, selon vous, considérablement le risque d'accident. Ils ont utilisé des facteurs; donc, ils
675 ont dit, admettons, si c'est cent (100), le risque d'accident, on multiplie le cent (100) par un
facteur, mettons, par rapport à la corrosion à cause de l'époxy, un facteur de zéro virgule zéro six
(0,06) — je ne veux pas être trop, trop pointu, mais tout ça est sous-jacent. Alors, zéro virgule zéro
six (0,06), ça veut dire qu'il y a une amélioration de l'ordre de quatre-vingt-quatorze pour cent
(94 %) de la fiabilité de la structure pipelinière et ainsi de suite. Donc, ils ont utilisé plusieurs
680 facteurs de modification.

Je voulais savoir, quelle est la démarche qui a amené la méthodologie qui vous a amenés
à adopter de tels facteurs de modification? Et est-ce que vous avez fait approuver ces valeurs de
modification par, soit le Bureau de la santé... pardon, c'est une malformation chez moi, je suis
685 expert en santé, le Bureau de la sécurité du transport ou, encore, par l'Office national de
l'énergie?

690 **M. LOUIS BERGERON :**

Donc, Monsieur le président, si je comprends bien votre question, vous voulez savoir quelle méthodologie a été appliquée par TransCanada pour les estimations de risque, par exemple, au niveau des traversées de rivières?

695 **LE PRÉSIDENT :**

Pas tout à fait ça. Ma première question c'est comment vous avez, quelle est la démarche, quelle est votre méthode pour arriver aux facteurs de modification conventionnels que vous avez utilisés pour l'établissement de la fréquence des incidents?

700 **M. LOUIS BERGERON :**

705 Donc, je donne la première réponse générale, c'est que c'est une démarche interne qui est basée sur des statistiques compilées par TransCanada dans des projets précédents et qui ont fait l'objet de révision par l'Office national de l'énergie. Donc, par exemple, en termes de probabilité d'événements pour une traversée, exemple, de rivière avec un forage directionnel, on a des données internes et on s'est basé sur l'expérience de ces données internes là.

710 **LE PRÉSIDENT :**

715 Je m'excuse d'insister, parce que c'est un élément important pour amorcer cette compréhension claire du dossier. Vous avez utilisé, et c'est très important, des facteurs de modification conventionnels qui font que le risque d'accident auquel madame fait allusion, sans l'avoir quantifié, vous l'aviez établi au départ à un virgule dix-huit (1,18) accident par mille kilomètres (1 000 km) par année, pour le pipeline, vous avez attribué des facteurs de modification, ce qui vous a amenés à dériver une valeur de zéro virgule trente-quatre (0,34) accident par mille kilomètres (1 000 km) par année. Donc, c'est à peu près quatre fois moindre.

720 J'aimerais savoir, la commission aimerait savoir, ces facteurs de modification, qui les a établis et est-ce que ça a été validé ou conforté par les avis de l'Office national et du Bureau de la sécurité des transports?

725 **M. LOUIS BERGERON :**

Monsieur le président, je vais demander à John Van Der Put de répondre à la question.

M. JOHN VAN DER PUT :

735 Monsieur le président, l'analyse de fréquence d'incidents a été déposée dans l'ensemble
de notre évaluation environnementale, socioéconomique au volume 6, à la section 2. Ce qui est
expliqué dans cette section, c'est que c'est une méthode qui est habituellement utilisée dans
l'industrie, justement qui se fie sur des données à partir de l'Office national de l'énergie, ici au
Canada, et du *Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration*, l'Agence de sécurité des
740 pipelines et des matières dangereuses aux États-Unis, et qui, justement, a été utilisée dans
d'autres, dans le cadre d'autres projets, tant nos projets que les projets d'autres sociétés
pipelinières, et qui a été évaluée justement par l'Office national de l'énergie dans le cadre de
telles demandes pour de tels projets, et qui a été approuvée par l'Office, lors de leur évaluation,
justement, comme étant une méthode convenable pour, justement, évaluer la fréquence
d'incidents.

745 **LE PRÉSIDENT :**

Donc, est-ce que je dois comprendre que les facteurs de modification conventionnels que
vous avez utilisés sont des facteurs utilisés à travers le monde ou ce sont des facteurs que vous
avez vous-mêmes suggérés à partir de certaines analyses que vous auriez réalisées?

750 **M. JOHN VAN DER PUT :**

Monsieur le président, ce sont des facteurs que l'entreprise qui a entamé l'analyse de
fréquence d'incidents, en fait Stantec, c'est l'entreprise, c'est la firme qui a réalisé cette étude-là,
755 ce sont des facteurs qu'ils ont, justement, répertoriés à la base de leur connaissance de
l'industrie, justement, des mesures pour atténuer les risques et des facteurs qui sont utilisés dans
le cadre de projets similaires.

760 **LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Germain?

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

765 Oui, merci. Monsieur Laporte, tout à l'heure, vous avez montré un graphique qui montrait
une diminution des incidents-accidents, donc ma question serait en deux volets : peut-être nous
expliquer la différence entre incidents et accidents et aussi nous dire votre appréciation, donc on
a le chiffre, on l'a dit plusieurs fois, un point dix-huit (1,18) accident ou incident par mille
kilomètres (1 000 km) par année à point trente-quatre (0,34) — ça, c'est l'évaluation du promoteur
770 pour son nouveau pipeline. Donc est-ce que ce chiffre-là correspond à ce qu'on peut observer
dans les pipelines récemment?

M. JEAN L. LAPORTE :

775 Chez nous, on n'utilise pas cet indicateur-là, on utilise le nombre réel d'événements qui nous ont été rapportés, donc mes graphiques sont basés sur le nombre d'accidents, nombre d'incidents et non pas un facteur avec un dénominateur, nombre de kilomètres ou autres.

780 Par contre, dans nos publications statistiques annuelles, sur notre site Web, on utilise un autre indicateur où on regarde le taux d'accident par exajoule transporté. Donc, on parle de valeur énergétique, ce qui nous permet de comparer les liquides et les gaz de façon plus efficace. Donc, c'est l'indicateur qu'on utilise. On a des statistiques là-dessus qu'on peut vous fournir, si ça vous intéresse.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

785 S'il vous plaît, pour voir justement — parce qu'on a vu une tendance, exajoule transporté, une tendance à la baisse à ce moment-là dans les pipelines à basse pression, c'est-à-dire de liquide de pétrole, et si vous pouvez nous expliquer c'est quoi la différence entre incident et accident.

M. JEAN L. LAPORTE :

790 O.K. Manuel?

M. MANUEL KOTCHOUNIAN :

795 Oui, Monsieur le commissaire, comme monsieur Laporte l'a mentionné, en juillet 2014, on a eu un changement réglementaire. Donc, la définition d'accident et incident, après juillet 2014, est différente de la définition d'accident et incident, avant juillet 2014.

800 Ces deux définitions sont présentées au document qu'on vous a remis, mais en gros, à partir de juillet 2014, le terme accident est basé plus sur la conséquence, dépend de la conséquence d'un événement. En gros, s'il y a un décès, s'il y a une blessure grave, un incendie ou une explosion majeure, un déversement d'hydrocarbures liquides qui excède un point cinq mètre cube (1,5 m³) et qui dépasse, qui sort de l'emprise ou des limites de la propriété, une rupture et/ou un panache toxique.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

810 C'est un accident, à ce moment-là.

M. MANUEL KOTCHOUNIAN :

815 Ça, c'est un accident à partir de juillet 2014. Avant, c'est un peu plus compliqué, mais la définition est consignée dans le document.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

820 Très bien, je vous remercie.

J'irais maintenant en complémentaire avec l'Office national de l'énergie, donc prenons un cas récent, Northern Gateway qui fait Alberta vers Colombie-Britannique, donc a été autorisé assez récemment, donc un pipeline d'assez grande envergure, donc a été autorisé récemment par l'Office national de l'énergie, est-ce que vous êtes capable de nous dire quels étaient les facteurs, à ce moment-là, qui ont été utilisés dans le cadre de ce projet-là et est-ce que l'ONÉ, effectivement, a accepté les évaluations du promoteur, de Northern Gateway pour les taux d'accident?

830 **M. JEAN-DENIS CHARLEBOIS :**

Dans le cas du projet Northern Gateway, l'Office, lors de son évaluation, a pris en considération tous les facteurs qui sont pertinents pour déterminer si les croisements de rivières, la façon dont il était proposé de croiser les rivières était appropriée et protégeait l'environnement et le public de façon adéquate.

840 De façon typique, les facteurs qui sont considérés sont les facteurs géophysiques qui entourent, justement, l'endroit où le pipeline va passer ainsi que les facteurs socioéconomiques, donc, par exemple, les genres d'activités qui se passent autour de ça.

Pour aller plus en détail, je ne pourrais pas aller plus en détail que ça avec vous aujourd'hui, parce que je ne suis pas au fait, dans les détails, concernant le rapport comme tel de Northern Gateway.

845 **LE COMMISSAIRE GERMAIN :**

C'est ça, si vous étiez capable de retrouver l'information. Bon, je sais que Northern Gateway, ça avait été une Commission d'examen conjoint, donc une procédure un peu différente de celle qu'on rencontre maintenant dans les pipelines, parce que Northern Gateway, même si c'est une décision récente de l'Office, ça date de quelques années, je pense que c'est avant 2012, pour l'examen du projet.

855 Mais si vous étiez capable de retrouver l'information qui est similaire à celle exprimée par TransCanada concernant les taux de un point dix-huit (1,18) accident par mille kilomètres (1 000 km) par année, à point trente-quatre (0,34) accident par mille kilomètres (1 000 km) par année, donc est-ce qu'on avait une telle évaluation, une telle comparaison dans le dossier de Northern Gateway? S'il vous plaît, merci.

860 **LE PRÉSIDENT :**

Je reviens avec ma question, je ne veux pas monopoliser le temps, mais je pense que c'est une pièce capitale qui va revenir ici et là dans plusieurs séances. Est-ce que l'ONÉ, Monsieur Plouffe, a été consulté pour donner son appréciation quant aux facteurs de modification conventionnels utilisés par le promoteur?

865 **M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :**

Monsieur le président, c'est des choses qui seront évaluées lors de l'audience par le panel d'Énergie Est.

870 **LE PRÉSIDENT :**

875 D'accord, merci. Monsieur Bergeron, comment vous avez tenu compte, à travers ces facteurs que vous avez utilisés, des argiles très sensibles dans les basses-terres du Saint-Laurent, qui sont une caractéristique unique pour le Québec? Est-ce que vous avez utilisé, j'ai vu que vous n'avez utilisé aucun facteur de modification ou est-ce qu'il est inclus ailleurs de façon non apparente?

880 **M. LOUIS BERGERON :**

Monsieur le président, je vais demander à monsieur St-Laurent de répondre à la question. Monsieur St-Laurent va répondre.

885 **M. BRUNEAU ST-LAURENT :**

890 Monsieur le président, au niveau des... le facteur qui a été identifié de point trente-quatre (0,34), c'est un facteur global pour le pipeline. Ce qui est fait par la suite, c'est au niveau de la conception. Dans la conception détaillée, à ce moment-là, on va prendre en compte tous les éléments particuliers tout le long du tracé. Donc, s'il y a des risques de glissement de terrain, s'il y a des risques, différents risques, ça va être pris en compte dans la conception détaillée du pipeline.

LE PRÉSIDENT :

895

Donc, ce que vous nous dites, le risque de zéro virgule trente-quatre (0,34), c'est un risque global, mais dépendamment des tronçons, il peut varier d'un risque « A » à un risque « B »?

M. LOUIS BERGERON :

900

Peut-être un complément d'information, Monsieur le président, j'aimerais préciser qu'on retrouve souvent ces zones-là en bordure des rivières importantes et comme ces rivières importantes là, dans la vaste majorité des cas, vont être traversées par forage directionnel dirigé, il n'y aura pas d'impact sur ces zones-là. Donc, en fin de compte, dans l'ingénierie détaillée, ce qu'on fait, c'est qu'on minimise le nombre d'occasions où on va effectivement entrer dans ces zones-là.

905

LE PRÉSIDENT :

910

Ça va, Madame? Je pense que ça répond en partie à vos questions, mais c'est parce que vous avez cité plusieurs questions en une, en fait, mais nous y reviendrons de toute façon pour la traversée des cours d'eau, entre autres, et les risques de déversement.

Mme IRÈNE DUPUIS :

915

Oui, dans les cas spécifiques où c'est plus dangereux, les rivières qui sont le plus à risque.

LE PRÉSIDENT :

920

Tout à fait.

Mme IRÈNE DUPUIS :

925

Merci.

LE PRÉSIDENT :

930

Merci à vous, Madame.

M. YVES MAILHOT

LE PRÉSIDENT :

Donc j'appellerai maintenant monsieur Yves Mailhot, à Trois-Rivières, et monsieur Réjean Fortin, ici, de Lévis. Pardon, monsieur Rémillard, je m'excuse. Il y avait une personne dont je n'ai pas vu le nom, c'est France Rémillard de Lévis, et nous allons commencer par monsieur Mailhot à Trois-Rivières.

Alors, Monsieur Mailhot.

M. YVES MAILHOT :

Monsieur le président, bonjour, Madame et Monsieur les commissaires, bonjour aussi. J'espère que vous me pardonneriez si jamais je louche entre vous et la caméra dans laquelle je regarde pour poser la question, parce que vous êtes à ma gauche un petit peu tandis que j'ai la caméra directement devant moi. J'ai une courte présentation qui va être suivie d'un court préambule et d'une très courte question.

LE PRÉSIDENT :

C'est impossible, Monsieur. Je n'ai pas voulu reprendre...

M. YVES MAILHOT :

Non?

LE PRÉSIDENT :

Non. C'est impossible. Je n'ai pas voulu reprendre tout le discours d'ouverture d'hier, nous y allons actuellement par des questions simples. Si ça prend absolument un très court préambule, ça va, mais ce sont des questions essentiellement. Donc, allez-y, vous avez sûrement une capacité de synthèse et de concision, allez-y avec un très court préambule suivi de votre question.

M. YVES MAILHOT :

D'accord. Merci de me faire confiance. Quand on parle de risque de déversement, forcément, sans discuter sur un chiffre plutôt qu'un autre, on sait qu'il y a une possibilité statistique réelle qu'il puisse y exister des déversements, des incidents ou des accidents dans les basses-terres du Saint-Laurent.

On sait aussi, à partir de la documentation consultée, qu'il y a des différences de pressions à l'intérieur du pipeline qui sont impossibles à détecter si la différence de pressions est faible, donc autour d'un point cinq (1,5) ou deux pour cent (2 %) de changement.

980 On sait que si un accident ou un incident, un déversement se passe sous la glace, il peut se passer encore plus de temps avant une détection de l'impact de ce déversement-là et il y a beaucoup d'études qui ont illustré que les majorités des détections, elles se font par le public, quand il voit les impacts d'un déversement.

985 On sait qu'il y a une étude de la Polytechnique, en décembre 2015, qui a aussi expliqué, présenté une grande susceptibilité des rivières de la plaine du Saint-Laurent à des éventuels plus grands risques de problèmes, et on sait que, conséquemment, si jamais il y a un déversement qui se produit à quelques kilomètres du fleuve, comme il y a plusieurs rivières de la Mauricie où le pipeline passe à quelques kilomètres seulement de l'embouchure du fleuve, cet écoulement-là rejoindrait facilement le fleuve Saint-Laurent.

990
995 Ma question : comment est-ce que TransCanada peut justifier l'exclusion du Saint-Laurent comme un site d'impact possible en cas de déversement? La compagnie précise que dans les zones d'étude régionales, qui sont le plus en aval, où on observe, où on peut constater ou on peut être préoccupés d'un déversement, c'est quinze kilomètres (15 km) en amont et/ou en aval, mais forcément, si un déversement se produit, par exemple dans la rivière Sainte-Anne ou la rivière Batiscan, à quelques kilomètres de l'embouchure, c'est certain que ça va se rendre dans le fleuve Saint-Laurent et, d'après la documentation que j'ai consultée avant Noël, cette possibilité-là n'existe pas dans les rapports présentés par la compagnie.

1000 **LE PRÉSIDENT :**

1005 Monsieur Bergeron, même si nous allons reprendre cette discussion un peu plus tard dans les séances thématiques, j'aimerais quand même que vous fournissiez une réponse.

M. LOUIS BERGERON :

1010 Monsieur le président, la question est vaste, donc je vais essayer de donner une réponse assez courte et puis, comme vous disiez, on aura l'opportunité de revenir sur le sujet, mais je vous dirais que dans toutes les études qui ont été prises, effectivement, on a évalué des scénarios de déversement sur les rivières en amont du fleuve Saint-Laurent et la conséquence sur le fleuve. Donc, ces scénarios-là ont été élaborés et on pourra y revenir plus tard cette semaine, ça a été pris en compte dans nos études.

LE PRÉSIDENT :

Madame Grandbois?

1020

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

Peut-être, Monsieur Bergeron, pour le bénéfice de monsieur Mailhot, vous pourriez peut-être donner la référence, il y a quand même, notamment dans le rapport numéro 5, il y a un certain nombre de sections qui portent sur des scénarios qui pourraient, enfin qui définitivement montrent l'impact potentiel sur le fleuve et qui pourraient être intéressants pour monsieur Mailhot, de le guider un peu dans le...

1025

M. LOUIS BERGERON :

Je vais demander à monsieur Van Der Put de répondre, ça va être plus rapide.

1030

M. JOHN VAN DER PUT :

Oui, Monsieur le président, dans l'ensemble de l'information qui a été déposée dans le dépôt supplémentaire numéro 5, il y a une évaluation justement de — vraiment à chaque dix à vingt mètres (10-20 m), tout le long de l'oléoduc — de déversements hypothétiques et c'était, entre autres, pour finaliser la localisation des vannes de sectionnement, tout le long de l'oléoduc. Alors, cette information, justement, existe dans l'ensemble de ce qui a été déposé.

1035

1040

Oui, c'est... je ne sais pas la référence exacte, mais c'est justement le dépôt supplémentaire numéro 5, *Évaluation de vannes de sectionnement*, on va trouver la référence.

M. LOUIS BERGERON :

Si on ne la trouve pas dans les trente prochaines secondes, je vous promets qu'on va revenir rapidement avec ça.

1045

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

Merci.

1050

LE PRÉSIDENT :

Soyez assuré, Monsieur Mailhot, il y aura une question, des réponses beaucoup plus exhaustives au cours de la semaine. Alors, merci Monsieur Mailhot.

1055

Mme FRANCE RÉMILLARD

1060 **LE PRÉSIDENT :**

Je passe maintenant la parole à madame France Rémillard, de Lévis, de la salle ici, et j'appellerai en même temps monsieur Marcel Lemieux, à La Pocatière, qui sera la prochaine personne à poser la question.

1065 Alors, Madame Rémillard.

Mme FRANCE RÉMILLARD :

1070 Monsieur le président, Madame la commissaire et Monsieur le commissaire, ma question porte, en prolongement de la première question qui a été adressée concernant le désenclavement du pétrole de l'Ouest en direction de l'Est.

1075 Alors, moi, je voyais beaucoup d'avantages de le faire sortir par l'Ouest, si ce n'est que de diminuer l'investissement financier, ne serait-ce qu'à l'installation, mais aussi à la désinstallation de ce pipeline-là. On sait que de le faire passer vers l'Est, c'est quatre mille six cents kilomètres (4 600 km) de pipeline, alors que vers l'Ouest, c'est probablement le tiers ou moins, donc ça réduirait d'autant les risques d'accident, simple statistique de probabilités, et puis, ça améliorerait l'accès à un marché qui est quasiment un marché sans fond, soit l'Asie. Alors, je ne comprends toujours pas pourquoi on choisit l'Est par rapport à l'Ouest, sans pour autant souhaiter à mes concitoyens de l'Ouest que ça passe par chez eux.

1080
1085 Ma question s'adresse au promoteur, je comprends qu'il envisage toujours de désenclaver vers l'Ouest; dans ce cas-là, est-ce que ça veut dire que ça aurait, comme impact pour le producteur, d'accroître sa production de pétrole qu'on dit sale et mon autre question s'adresse à l'ONÉ...

LE PRÉSIDENT :

1090 C'est juste une question.

Mme FRANCE RÉMILLARD :

1095 Ma sous-question à l'ONÉ, je poserais...

LE PRÉSIDENT :

1100

Il n'y en a pas de sous-question. C'est juste une question. C'est juste une question, Madame. Je vais poser la question tout de suite au promoteur.

M. LOUIS BERGERON :

1105

Tout d'abord, dans la question, on parlait de pétrole sale, je voudrais préciser qu'il y a quarante-cinq (45) types de pétrole et, évidemment, on peut identifier les impacts de chacun d'eux et mieux quantifier les impacts.

1110

En ce qui concerne l'option de l'Ouest versus l'option de l'Est, TransCanada n'est pas un promoteur des projets vers l'Ouest, donc TransCanada n'a pas de projet vers l'Ouest canadien. Par contre, le projet Énergie Est, l'avantage qu'il a, c'est qu'on parle de trois mille kilomètres (3 000 km) de canalisation qui est déjà existante, qui est déjà en place, donc c'est mille six cents kilomètres (1 600 km) de nouvelles constructions, donc le tiers de la conduite.

1115

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que ça répond, Madame?

1120

Mme FRANCE RÉMILLARD :

Pas tout à fait, parce que tantôt, j'ai cru comprendre qu'ils avaient dit qu'ils envisageaient toujours une sortie vers l'Ouest et ma question c'était : dans ce cas-là, est-ce que ça veut dire qu'on va accroître l'extraction de la ressource dans l'Ouest?

1125

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Bergeron, TransCanada, est-ce qu'elle envisage toujours un transport vers l'Ouest?

1130

M. LOUIS BERGERON :

1135

Monsieur le président, TransCanada n'est pas un producteur, donc ce sont les producteurs qui déterminent vers quel marché ils veulent percer les différents marchés. Donc, en ce qui concerne la possibilité d'exporter vers l'Ouest par rapport à l'Est, nous, TransCanada, on propose un outil de transport, on propose une infrastructure qui permet d'approvisionner les raffineries de l'est du Canada et aussi d'exporter le pétrole brut.

1140 Maintenant, TransCanada n'est pas un producteur et n'est pas, si vous voulez, dans une situation pour déterminer si un projet de l'Ouest devrait aller de l'avant ou non. Ce sont les producteurs de l'Ouest qui, via des ententes avec les compagnies de transport par pipeline, qui identifient les opportunités d'affaires et qui, si vous voulez, endossent un projet en prenant des engagements à long terme.

1145 **Mme FRANCE RÉMILLARD :**

Mais ce que je comprends, c'est que la demande vient des producteurs de ressource.

1150 **LE PRÉSIDENT :**

Qu'est-ce que vous voulez dire, la demande?

Mme France RÉMILLARD :

1155 En fait, TransCanada réagit à une demande qui vient de celui qui exploite la ressource; alors, là, ce que je comprends, c'est que les exploitants de la ressource ont demandé à TransCanada de passer vers l'Est. Est-ce que c'est bien ça?

1160 **LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Bergeron, je vais vous laisser répondre.

M. LOUIS BERGERON :

1165 Oui, Monsieur le président, c'est effectivement les producteurs qui ont identifié l'opportunité d'amener le pétrole brut vers l'Est. Donc, TransCanada a proposé l'outil pour faire ça et c'est la raison pour laquelle, aussi, il y a eu des ententes avec les producteurs qui vont, si vous voulez, fournir un support financier pour le projet.

1170 _____
LE PRÉSIDENT :

1175 Merci. Madame Rémillard. Maintenant j'appelle Marcel Lemieux à La Pocatière et en même temps, j'appelle Réjean Fortin, dans la salle ici, qui sera notre... non? Bon. Alors, j'appellerai madame Diane Germain.

Donc, à vous la parole, Monsieur Lemieux.

M. MARCEL LEMIEUX

M. MARCEL LEMIEUX :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

M. MARCEL LEMIEUX :

Chez nous, je suis à Saint-Onésime-d'Ixworth, plus principalement où va passer le réseau. Chez nous, on est doublement touchés, parce qu'il va y avoir aussi une station de pompage d'installée par Énergie Est, ainsi que le pipeline. Cette station de pompage là va être installée dans une zone fortement à risque par le fait que beaucoup de rivières se rejoignent tout près de la station de pompage, tout près du pipeline, et aussi que la station de pompage va être en haut d'une montagne, ce qui va faciliter les déversements. Puis, de plus, on vit dans une zone de tremblement de terre très risquée. On le sait par l'histoire qui nous le dit.

Alors, moi, je voudrais savoir comment Énergie Est entend protéger les citoyens, entend protéger notre écologie, entend protéger notre forêt, entend protéger les citoyens et explorateurs de la forêt contre les fautes graves qui peuvent exister suite au dépôt de la nouvelle Loi sur les pipelines et gazière, et en même temps, m'expliquer qu'est-ce qui va arriver pour protéger notre environnement durant l'installation du pipeline, après l'installation et à la fin de vie du pipeline. J'aurais d'autres questions à poser, je vais y aller avec ça pour l'instant.

LE PRÉSIDENT :

Merci de vous limiter à une question qui couvre le trois quarts de l'étude du promoteur. Écoutez, c'est sûr que vous n'aurez pas réponse à tous ces volets-là, certainement pas, nous aurions besoin de plus que deux semaines pour vous répondre, mais je cède la parole à monsieur Bergeron.

M. LOUIS BERGERON :

Monsieur le président, c'est parce qu'il faudrait identifier le sujet exact sur lequel vous aimeriez que je réponde. Là, je croyais que c'était peut-être la sélection du tracé, la prise en compte des éléments, maintenant je sais qu'il y a d'autres éléments dans la question, est-ce que vous avez un point plus précis?

LE PRÉSIDENT :

Oui, en fait, je ne voudrais pas faire ce choix-là pour vous, Monsieur Lemieux. Ce que je vous demanderais c'est si vous pouvez cibler un ou deux aspects qui vous préoccupent de façon particulière pour que le promoteur puisse répondre de façon plus ciblée?

M. MARCEL LEMIEUX :

Je vais aller avec deux questions que j'ai déjà posées tantôt, qui ne m'ont jamais été répondues, même par le représentant d'Énergie Est, lorsque je les ai vus. Je veux avoir une réponse avec des références pour la zone sismique de chez nous, puis je veux avoir aussi faute grave. TransCanada sait, monsieur Van Der Put sait c'est quoi, faute grave. Je veux avoir des réponses là-dessus.

LE PRÉSIDENT :

Alors, est-ce que, Monsieur Bergeron, vous avez pris en compte les facteurs sismiques ou les risques sismiques de la région? Ça, c'est la première question. Et, soit dit en passant, normalement, on prend juste une question, Monsieur Lemieux, mais je vais quand même essayer de composer avec.

M. LOUIS BERGERON :

Oui, Monsieur le président, donc je dirais, dans un premier temps, oui, la possibilité effectivement de mouvements sismiques a été prise en compte dans la norme CSA Z662, c'est un élément qu'il faut prendre en compte. Alors, ça a été pris en compte et on va revenir certainement dans les aspects ingénierie plus détaillée dans les prochains jours, mais oui, effectivement, c'est un paramètre qui est pris en compte dans la conception.

Maintenant, est-ce que vous voulez que je parle de la faute grave, aussi, rapidement?

LE PRÉSIDENT :

Allez-y.

M. LOUIS BERGERON :

Donc, la faute grave, c'est un élément, effectivement qu'on a commencé à discuter. On est présentement en discussion avec l'Union des producteurs agricoles. Le contexte du projet étant qu'il est sous l'Office national de l'énergie, donc je vous dirais que toutes les ententes légales et, je vous dirais, toutes ces questions-là doivent se faire à l'intérieur du cadre législatif de l'Office,

mais ce sont des choses sur lesquelles on a des discussions actuellement pour nous assurer de ne pas occasionner de problématique avec les propriétaires fonciers.

1265

LE PRÉSIDENT :

Qu'est-ce qui est considéré faute grave, Monsieur Bergeron?

1270

M. LOUIS BERGERON :

C'est une question juridique. Si vous le désirez, Monsieur le président, on pourra revenir plus en détail, mais essentiellement, c'est un concept où le propriétaire pourrait être tenu responsable, dans le cas d'une négligence grossière. Maintenant, il y a des subtilités légales et il faudrait à ce moment-là amener une définition beaucoup plus claire, beaucoup plus détaillée pour répondre à la question de façon plus claire.

1275

LE PRÉSIDENT :

Ça va, Monsieur Lemieux? De toute façon, nous allons revenir aussi également avec ce point-là.

1280

M. MARCEL LEMIEUX :

J'aurais aimé avoir la suite de mes questionnements sur l'état dont on va laisser les propriétés durant l'installation du pipeline, durant l'opération, et après.

1285

LE PRÉSIDENT :

Oui. Écoutez, si le temps le permet, encore une fois, je ferai une deuxième ronde et vous pourrez revenir poser une question, si le temps le permet.

1290

M. MARCEL LEMIEUX :

Merci.

1295

LE PRÉSIDENT :

Merci à vous.

1300

Mme DIANE GERMAIN

1305 **LE PRÉSIDENT :**

Alors, madame Germain, ensuite j'appelle également monsieur Alain Brunelle de Laval.

Donc, Madame Germain, bonjour.

1310 **Mme DIANE GERMAIN :**

1315 Bonjour, Monsieur le président. On sait que le risque nul n'existant pas, il y a possibilité d'une contamination des aquifères et, selon le professeur David Schindler de l'Université de l'Alberta, lors d'une émission, dans *The Nature of Things* qui s'est intitulée *The Tipping Point* — c'est un bijou, il est sur le site Web — il montre, il indique comme quoi une étude scientifique démontre comme quoi c'est impossible de réhabiliter un aquifère, une fois contaminé par les produits pétroliers comme ceux qui vont être présents dans l'oléoduc.

1320 Donc, ma question est : comment le promoteur va résoudre ce problème?

LE PRÉSIDENT :

1325 D'accord. Juste avant de vous poser la question, j'aimerais adresser la question à la porte-parole du ministère de l'Environnement. À votre connaissance, est-ce que le ministère a dû composer avec une contamination des nappes souterraines par du pétrole et si oui, qu'est-ce que vous pourriez nous dire là-dessus?

1330 **Mme ANDRÉ-ANNE GAGNON :**

En ce qui concerne les contaminations spécifiques des aquifères par un produit pétrolier, je pense qu'il faudrait faire des vérifications auprès d'Urgence environnement qui tient un registre des déversements qui ont lieu, donc on pourrait vous revenir avec cette information-là.

1335 **LE PRÉSIDENT :**

1340 Bien, en fait, moi ce n'était pas tellement pour le registre, c'était plutôt de savoir qu'est-ce que vous avez fait, comme ministère, pour décontaminer une nappe d'eau souterraine?

Mme ANDRÉ-ANNE GAGNON :

1345

Encore une fois, je pense qu'il faudrait que je fasse une vérification auprès d'Urgence environnement qui est vraiment l'intervenant quand il y a des cas de déversement, en termes de procédures, pour nettoyer le milieu.

LE PRÉSIDENT :

1350

Si vous pouvez le faire, parce que nous avons cette semaine la séance 6, entre autres, où on vise vraiment cet aspect-là, donc si vous pouvez avoir la réponse pour cette séance, ça serait l'idéal.

1355

Mme ANDRÉ-ANNE GAGNON :

Très bien.

LE PRÉSIDENT :

1360

Est-ce que l'Office national de l'énergie a déjà été confronté à une situation comme celle-ci?

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

1365

Nous l'ignorons, Monsieur le président, nous allons vérifier et vous revenir.

LE PRÉSIDENT :

1370

O.K. Si vous pouvez l'avoir également, ou minimalement pour la séance 6, dans le cadre de laquelle nous allons discuter ces aspects-là.

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

1375

Absolument.

LE PRÉSIDENT :

1380

Monsieur Bergeron, qu'est-ce que vous avez l'intention de faire? Comment vous avez l'intention de procéder si jamais il y avait un déversement et que vous devez réhabiliter une nappe aquifère?

1385 **M. LOUIS BERGERON :**

Monsieur le président, je vais demander à monsieur Grenon de répondre à la question.

1390 **M. STÉPHANE GRENON :**

1395 Merci, Monsieur le président. Donc, dans un premier temps, dans le cas où il y aurait des aquifères à proximité du pipeline, la première chose que l'on fait dans l'établissement des plans d'urgence, nous allons faire l'inventaire de ces zones-là où il y a présence d'aquifère, donc ça va être une information qui va être connue par les gens qui vont faire l'intervention d'urgence, la proximité des zones de recharge et des aquifères.

1400 Par la suite, il faut bien comprendre que dans le type de pétrole qui est transporté, ce sont des pétroles qui, en général, ont une pénétration dans le sol qui est limitée, autant verticale qu'horizontale et que si jamais il y avait une problématique potentielle au niveau d'un aquifère, il y aurait premièrement un programme d'échantillonnage qui serait mis en place pour déterminer s'il y a, oui ou non, contamination. Et si jamais il y avait contamination, eh bien, là, à ce moment-là, il y a différentes techniques qui existent.

1405 Il y a des techniques, soit de procéder au forage de puits de récupération de la phase flottante, généralement. S'il y a pénétration dans l'aquifère, la contamination va être quand même assez limitée, il y a très peu de migration latérale à l'intérieur des aquifères. Il y a des études qui montraient que c'est plutôt restreint à une zone de cent mètres (100 m) au maximum. À ce moment-là, on fait des puits de forage où on va soit pomper la phase flottante, le pétrole va flotter à la surface de l'eau, autant l'eau de surface que l'eau souterraine. Donc, on récupère ce pétrole-là.

1410 Par la suite, il peut y avoir des techniques où on utilise soit de la biorestauration de l'aquifère en tant que tel, d'utiliser les bactéries qui sont présentes pour dégrader le pétrole. Il y a des unités de traitement mobiles aussi qui peuvent être emmenées sur site où l'eau va être pompée, va circuler à travers une unité de décontamination pour être, par la suite, réinjectée. Bien sûr, ça se fait avec la collaboration des autorités gouvernementales pour atteindre des seuils de contaminants à respecter.

1420 Bon, il y a d'autres techniques qui existent, donc c'est soit in situ, généralement ça se passe in situ et puis, par la suite, il y a toujours des tests, du monitoring de qualité de l'eau pour s'assurer qu'on rencontre les critères qui sont fixés par les autorités gouvernementales.

1425 Donc, c'est un résumé rapide, mais il ya des méthodes qui sont disponibles et puis qu'on va tenir compte, on va intégrer ça dans nos plans de lutte au déversement.

LE PRÉSIDENT :

Vous avez commencé en disant : « Nous allons répertorier les nappes d'eau souterraines », corrigez-moi, mais je n'ai rien vu dans votre étude là-dessus.

1430

M. STÉPHANE GRENON :

Dans les études environnementales et lorsqu'on va parler, cette semaine, de la préparation des plans d'urgence, nous, ce qu'on fait, c'est qu'on va déterminer les récepteurs sensibles qui sont à proximité du pipeline et ça inclut autant les cours d'eau en surface que les zones d'aquifère. Les puits d'eau potable, par exemple, qui sont à proximité.

1435

LE PRÉSIDENT :

Non, je comprends ça très bien, mais je reviens spécifiquement quand vous avez dit : « On va répertorier », dans l'étude, vous n'avez pas répertorié.

1440

M. STÉPHANE GRENON :

Nous avons... laissez-moi vérifier.

1445

M. LOUIS BERGERON :

Je vais demander à monsieur Veilleux de répondre.

1450

M. CLAUDE VEILLEUX :

Bon, ce qui a été fait à venir jusqu'à maintenant, je pense qu'il faut accorder un intérêt plus grand à la localisation des puits municipaux, des puits collectifs, ça, ça a été colligé, mais ce n'est pas des données qui sont publiques en tant que telles.

1455

LE PRÉSIDENT :

Ça, on reviendra là-dessus, là. On a une séance spéciale pour les puits municipaux, les puits d'approvisionnement, mais je parlais des nappes d'eau souterraine.

1460

M. CLAUDE VEILLEUX :

Oui, il y a de l'information publique qui existe.

1465

LE PRÉSIDENT :

Oui, mais vous, vous ne l'avez pas mise dans votre rapport.

1470

M. CLAUDE VEILLEUX :

Bien, écoutez, on l'a consultée...

1475

LE PRÉSIDENT :

Non, non, ça va. Je voulais juste, parce que monsieur a dit : « On va répertorier », j'ai dit : « Vous n'avez pas répertorié. » Ça répond, Madame?

1480

Mme DIANE GERMAIN :

Non, ça ne répond pas tout à fait, parce qu'il mentionne comme quoi le pétrole va flotter. Donc, si c'est un pétrole léger, oui, mais selon l'exposé de monsieur Bergeron, hier, il a mentionné comme quoi il y avait différents types de produits dont, entre autres, il y a du bitume. Du bitume, je regrette... disons que j'aimerais avoir une caractérisation de tous les produits qui vont transiter par cet oléoduc-là, parce que si c'est plus dense que l'eau, je regrette, ça va aller en profondeur.

1485

Et puis pour le ministère de l'Environnement, je leur conseillerais d'aller consulter les lagunes de Mercier. C'est des huiles, c'était, disons, des produits pétroliers et ça date des années 60-70 et ça pompe toujours pour traiter les effluents, il y a une barrière hydrique.

1490

Donc, tout ça pour vous dire, puis pour un autre qu'ils ont — je termine avec ça. C'est bien beau que ça limite un secteur, la zone contaminée, ça dépend qu'est-ce qu'on entend par zone contaminée. Moi, j'aimerais qu'ils tiennent compte de la phase dissoute et de la phase soluble.

1495

LE PRÉSIDENT :

Alors, ça c'est un commentaire, bien sûr, mais en fait, globalement dans votre étude, vous avez effectivement fait référence, je pense, à quarante-deux (42) types de pétrole, mais surtout trois, dont le pétrole lourd, le dilbit, le fameux dilbit. Effectivement, et nous-mêmes on se demandait, en commission, peut-être qu'on pourrait l'aborder très superficiellement ici, est-ce que toute la modélisation que vous avez réalisée à partir d'un seul type de pétrole, jusqu'à quel point ça peut-être transposable à tous les types de pétrole? Et c'est un peu votre question, est-ce que le comportement d'un type de pétrole, dans une nappe d'eau souterraine ou dans une nappe d'eau, peut être différent s'il s'agit d'un pétrole léger, d'un pétrole lourd, ne serait-ce que pour cet élément-là?

1500

1505

M. LOUIS BERGERON :

1510 Monsieur le président, monsieur Grenon va poursuivre la réponse.

M. STÉPHANE GRENON :

1515 Merci, Monsieur le président. Donc, parmi les types de pétrole, pour référer à votre question, les types de pétrole que l'on transporte, il y en a quarante-cinq (45) possibles, ce sont tous des pétroles bruts qui viennent de l'Ouest canadien et dans ces quarante-cinq (45)-là, il y en a qui sont des pétroles plus légers et puis de l'autre côté du spectre, on a les pétroles plus lourds, comme le bitume dilué.

1520 Il y a différents types de modélisation qui ont été réalisés; il y a des types de modélisation de trajectoires, donc à la surface de l'eau, donc pour modéliser le déplacement à la surface de l'eau, et je vous dirais qu'en général, les comportements des quarante-cinq (45) types de pétrole vont être très similaires, en termes de déplacement à la surface de l'eau, comportement dans l'eau, il y a des grands principes généraux qui sont très similaires d'un type à l'autre.

1525 Au niveau de la modélisation, par exemple, pour déterminer l'effet sur la santé humaine, qu'on reparlera peut-être, il y a des modélisations, des pétroles, on a utilisé des pétroles plus légers qui, eux, ont tendance à avoir plus d'évaporation, donc peut-être plus d'impacts potentiels sur la santé

1530 Donc, pour chacun de ces... dépendamment des objectifs qu'on veut réaliser, on utilise des pétroles qui sont, qui représentent une valeur conservatrice de ce que l'on veut estimer, par exemple, sur la santé ou sur le déplacement dans des cours d'eau.

1535 **LE PRÉSIDENT :**

1540 Madame Germain, j'insiste à dire quelque chose : la commission a jugé bon d'inviter de nombreux experts qui vont venir nous donner leurs points de vue justement sur des volets comme celui-ci, pour que nous puissions avoir l'éventail des points de vue, des perspectives et des expertises.

Donc, malheureusement, ce n'est pas la séance dédiée à ça, mais je vous assure que la commission y accorde une très grande importance.

1545 Alors merci, Madame Germain. J'appelle maintenant de Laval, Monsieur Alain Brunelle et j'appelle de Trois-Rivières, monsieur Jacques Rousseau.

M. ALAIN BRUNELLE

1550

M. ALAIN BRUNELLE :

1555

Monsieur le président, Madame et Monsieur les commissaires, Alain Brunelle de l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique, AQLPA, je tiens à réitérer ici que notre participation à ce BAPE ne constitue pas une acceptation tacite de sa légalité ou sa légitimité, puisque selon nous et selon la *Loi sur la qualité de l'environnement*, un pipeline de deux kilomètres devrait se dérouler selon l'article 31.1 de la LQE, ce qui n'est pas le cas de ce BAPE-ci.

1560

Ma question a trait à l'arbitrage entre train et pipeline. On nous dit souvent que le pipeline c'est plus sécuritaire, on a vu que ce n'est pas si évident que ça par les chiffres qui ont été évoqués par l'Office national de l'énergie et le Bureau de la sécurité des transports, mais il y a un point qui est souvent omis, c'est que le dilbit, c'est du bitume dilué et il est dilué avec des condensats et ces condensats, il faut que l'Ouest canadien en importe.

1565

La preuve étant que dans le projet Northern Gateway, dans l'Ouest canadien, il y avait deux pipelines en fait, un pipeline pour exporter le pétrole et un autre pipeline pour importer du condensat. Pourquoi? Parce que le dilbit, pour qu'il puisse circuler, pour qu'il soit assez fluide pour circuler dans les tuyaux, il faut donc le diluer avec du condensat à peu près à hauteur d'au moins trente pour cent (30 %) du volume.

1570

Trente pour cent (30 %) d'un million de barils par jour, ça fait trois cent mille (300 000) barils par jour de condensat qu'il faudra importer pour pouvoir exporter le bitume dilué, si on considère que c'est essentiellement du bitume dilué qui sera transporté. À terme, ça sera ça puisque les sources de pétrole conventionnelles diminuent constamment.

1575

Ma question, il n'y a pas de pipeline de retour sur le projet Énergie Est, donc il faut supposer que le condensat sera importé par train. Est-ce que, dans le projet Énergie Est, il est prévu que les condensats reviennent de St-John vers l'Ouest canadien par les voies ferroviaires du Québec?

1580

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Bergeron?

1585

M. LOUIS BERGERON :

Donc, c'est exact, la production additionnelle de brut dans l'Ouest, via les sables bitumineux, nécessite l'ajout du diluant.

1590

Les sources de diluant sont essentiellement du côté américain, on parle de l'Illinois, par exemple, où il y a présentement deux pipelines qui approvisionnent, en diluants, les sociétés dans l'Ouest canadien. On parle du pipeline Enbridge Southern Lights et on parle du Kinder Morgan Cochin Pipeline.

1595

Donc, ce sont deux pipelines qui sont présentement en exploitation et on sait que sur Southern Lights, il y a un projet d'expansion de quatre-vingt-quinze mille (95 000) barils par jour et il y a aussi un projet lié à Northern Gateway pour amener du diluant à partir de la Colombie-Britannique, on parle de cent quatre-vingt-treize mille (193 000) barils par jour.

1600

Donc, les sources de diluants viennent du Midwest américain ou des importations, éventuellement du côté, sur la côte Ouest. Il n'y a aucun projet, à l'heure actuelle, d'acheminer du condensat ou du diluant à partir de l'est du Canada. Et aussi, pour préciser, le diluant qui est présent dans le dilbit, dans le bitume dilué lorsqu'il est raffiné dans les raffineries de l'est du Canada, la partie légère se retrouve dans les essences et les produits légers produits par la raffinerie en question.

1605

Donc, il n'y a pas une séparation du diluant pour le retourner dans l'Ouest à la raffinerie, il est intégré à la production de la raffinerie.

1610

LE PRÉSIDENT :

Merci, Monsieur Bergeron. Oui, Madame Grandbois?

1615

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

Est-ce que je pourrais vous demander, Monsieur Bergeron, de peut-être nous remettre par écrit une synthèse, une courte synthèse des données que vous venez de présenter sur votre approvisionnement en diluants dans l'Ouest, là.

1620

M. LOUIS BERGERON :

Oui, donc on va vous soumettre un tableau synthèse.

1625

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

Oui, on apprécierait. Merci.

1630

LE PRÉSIDENT :

1635 Alors, Monsieur Germain, avant — merci beaucoup, Monsieur Brunelle. Je reviendrai dans quelques instants à vous, Monsieur Rousseau, à Trois-Rivières, mais auparavant, mon collègue, monsieur Germain aurait quelques questions à poser, surtout au Bureau des transports.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

1640 O.K. Alors, c'est évident qu'on avait plusieurs questions pour la séance de cet après-midi, je vais essayer de concentrer certaines questions auprès du Bureau de la sécurité.

1645 Bon, notamment, tantôt, on a discuté des fréquences d'incidents et de l'abaissement de ces fréquences d'incidents par des technologies et autres, pour arriver au point trente-quatre (0,34). Je sais que vous avez une autre méthode, mais à votre connaissance, par exemple, bon, le promoteur a mentionné que, TransCanada mentionne que l'utilisation d'une résine d'époxy posée à air chaud sur les conduites diminuerait le taux ou le risque d'accident, notamment par la corrosion du pipeline.

1650 Vous autres, le Bureau de sécurité, est-ce que c'est des éléments que vous prenez en compte à ce moment-là dans vos statistiques pour déterminer que la résine d'époxy est efficace?

M. JEAN LAPORTE :

1655 Bien, nos statistiques sont des données historiques sur les événements qui se sont produits. Donc, on ne fait pas de statistiques pour essayer d'anticiper le futur, les événements futurs, les probabilités d'incidents sur de nouveaux pipelines, et cetera. Donc, on compile tout le temps les statistiques à partir des accidents, des incidents qui nous sont rapportés, on constate les problèmes de sécurité dans le cadre de nos enquêtes, et on en fait état afin que des mesures correctives puissent être prises.

1660 Si on parle, par exemple, de corrosion, dans le passé on a identifié des problèmes de corrosion, ça a été identifié à l'industrie, il y a des nouvelles technologies, des nouveaux matériaux qui ont été mis en utilisation afin de réduire ces risques-là — Manuel peut commenter plus en détail, si vous le désirez, là-dessus —, mais au point de vue statistique, c'est uniquement à partir des événements qui nous ont été signalés et sur lesquels on a fait enquête.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

1670 C'est ça. À mon sens, ce n'était pas le futur, la prospective, mais tout à l'heure vous aviez tenté de comprendre ou d'expliquer les baisses des taux d'accident ou les augmentations, est-ce que ça allait jusqu'à considérer les éléments comme la pause de résine d'époxy depuis quelques

années? Est-ce que ça vient à ce moment-là, est-ce que ça apparaît dans les statistiques, disons, à la baisse, l'utilisation de ces résines-là?

1675 **M. MANUEL KOTCHOUNIAN :**

Oui. Monsieur le commissaire, nos statistiques reflètent un accident ou un incident, on ne tient pas compte, dans les statistiques qu'on compile, du détail au niveau du type de revêtement de la conduite. Lorsqu'on fait une enquête, évidemment on examine tous les aspects d'un
1680 accident, incluant le type de revêtement, et selon ce qu'on trouve, nos constatations en font état. si le type de revêtement ou le comportement du revêtement a contribué ou non à l'accident, bien, on en parle dans nos rapports.

1685 **LE COMMISSAIRE GERMAIN :**

Très bien. Toujours dans les fréquences d'incidents passés, on avait aussi, du côté du promoteur, on a tenté de faire des comparaisons entre les bases de données canadiennes et les bases de données américaines, de votre côté, est-ce que vous avez une opinion sur la façon d'essayer de faire des comparaisons pour harmoniser les deux bases de données? Est-ce que
1690 vous avez des recommandations à faire ou vous dites, bon, c'est une pratique qui est connue et reconnue?

M. JEAN L. LAPORTE :

Typiquement, on ne fait pas de comparaison avec nos collègues américains. Par contre, au niveau de l'industrie, il y a énormément de travail qui se fait de ce côté-là et la question serait probablement plus appropriée adressée à nos collègues de l'Office et à l'Association canadienne des pipelines. Donc eux ont fait beaucoup d'analyses de ce côté-là.

De notre côté, comme je l'ai mentionné dans ma présentation au début, les critères de rapport sont différents d'une juridiction à l'autre, d'une province à l'autre, au niveau fédéral et du côté américain, c'est également différent. Donc, les comparaisons sont assez difficiles. Je vous ai fait une comparaison très sommaire dans ma présentation, j'ai parlé de trois cents (300) événements en moyenne aux États-Unis, cent (100) en moyenne au Canada, sous juridiction
1700 fédérale, donc on peut avoir un tiers moins d'événements qu'aux États-Unis. On ne va pas vraiment plus loin que ça dans nos comparaisons au niveau statistiques.

1705 **LE PRÉSIDENT :**

1710 Mais est-ce que vous tenez compte du dénominateur?

M. MANUEL KOTCHOUNIAN :

1715 Monsieur le président, on ne fait pas de projection ou estimation des risques d'accident
futurs.

LE PRÉSIDENT :

1720 Pas du tout? Vous dites, bon, trois cents (300) accidents aux États-Unis, cent (100) au
Canada, mais est-ce que vous tenez compte du dénominateur, peu importe lequel? Par exemple,
le nombre de kilomètres de pipeline, le volume qui est transporté? Mais juste le chiffre comme ça,
si vous dites : à Sainte-Anne-des-Monts, il y a dix fois moins d'accidents qu'à Montréal, ça ne
veut rien dire, au fond, si vous n'avez pas le dénominateur.

1725

M. MANUEL KOTCHOUNIAN :

Le chiffre était fourni à titre indicatif pour donner un aperçu, de façon... un aperçu qualitatif.
On ne fait pas, comme monsieur Laporte l'a dit, on ne fait pas d'étude statistique comparative.
1730 C'était fourni à titre indicatif pour regarder un petit peu l'ordre de grandeur des choses, pour la
commission.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

1735 Pour changer un petit peu de sujet, pour revenir tout à l'heure, pour le transport ferroviaire,
au sujet de la déclaration des incidents, tout à l'heure au niveau du train, c'est quoi les seuils de
déclaration? Je ne me souviens plus si ça a été mentionné tout à l'heure, c'est juste pour vérifier,
dans le cas de déversement.

1740

M. MANUEL KOTCHOUNIAN :

Donc, en cas de déversement, le seuil, pour un déversement de liquide inflammable, je
pense que c'est deux cents (200) ou deux cent cinquante litres (250 l) de liquide, il faudrait que je
vérifie le détail.

1745

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

C'est ça, c'est pour voir s'il y avait une différence notable dans les seuils de déclaration
entre... si c'est deux cent cinquante (250), donc par rapport à mille cinq cents litres (1 500 l) pour
1750 les pipelines, là.

M. MANUEL KOTCHOUNIAN :

1755

Oui. Les concepts sont différents et la réglementation fédérale est différente, donc les seuils sont différents.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

1760

Très bien, je vous remercie.

1765

Et ma dernière question, du côté du ferroviaire, est-ce que ça ressort aussi clairement que, c'est sûr tantôt vous avez expliqué, Monsieur Laporte, que disons l'historique de transport de produits pétroliers, du moins, était assez récent et ça avait fluctué beaucoup, là. Il y avait comme une pointe et ça avait rediminué, donc c'était difficile d'avoir des comparaisons à long terme dans le transport de matières dangereuse, en tout cas du côté pétrolier, mais du côté des matières dangereuses, à ce moment-là, est-ce qu'on peut affirmer maintenant que le transport de matières dangereuses par train, aussi, a connu une grosse amélioration au niveau de la sécurité, des incidents et des accidents?

1770

M. JEAN LAPORTE :

1775

Nous n'avons pas avec nous les statistiques sur l'ensemble des matières dangereuses transportées par chemin de fer, nous pouvons obtenir ces données, par contre, puis vous les transmettre. De façon générale, la quantité de matières dangereuses qui est transportée a tendance à augmenter avec la fluctuation de la demande, mais je ne peux pas vous donner de chiffre présentement, on pourra vous revenir là-dessus.

1780

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Parfait, je vous remercie.

LE PRÉSIDENT :

1785

Monsieur Rousseau, je m'excuse auprès de vous, c'est parce que le Bureau de la sécurité routière est avec nous uniquement pour cette séance... la sécurité des transports, pardon — je devrais dire BST, comme ça je ne me tromperais pas — est avec nous uniquement pour la séance de cet après-midi, donc ma collègue aura une autre question et ensuite je vous reviens. Merci.

1790

1795

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

Donc, c'est une question, disons, qui est une suite des questions de mon collègue, c'est pour ça que je pense que je trouve utile de la passer tout de suite.

1800

Vous avez parlé des difficultés, au niveau des statistiques, à arriver à se retrouver, à comparer entre les modes, même à l'intérieur d'un même mode, il y a un bon défi. L'ONÉ a, sur son site Web, une carte interactive des incidents, qui est très intéressante, mais évidemment ce site recense uniquement les incidents qui sont survenus pour des pipelines de compétence fédérale.

1805

Et vous, tout à l'heure, Monsieur Laporte, dans vos tableaux, vous nous avez donné un certain nombre d'incidents récents, évidemment de compétence fédérale, et vous aviez aussi un tableau des incidents principaux qui étaient de compétence provinciale.

1810

Est-ce qu'il y a un endroit où on peut retrouver au même endroit des statistiques qui compilent, et ce qui est de compétence fédérale et ce qui est de compétence provinciale?

M. JEAN L. LAPORTE :

1815

Le meilleur endroit de vous adresser, ça serait le Canadian Energy Pipeline Association. Donc, c'est l'Association de l'industrie pétrolière, des pipelines pétroliers. Eux compilent, au niveau de l'industrie, tous les membres de leur association, que ce soit de juridictions fédérale ou provinciale, compilent des informations. Ils ont produit un rapport annuel qui est disponible sur leur site Web. Je crois qu'ils sont à compiler également une base de données, mais ça serait à confirmer. On pourra vous donner les coordonnées de l'Association.

1820

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

1825

Est-ce que, disons, la façon dont l'Association compile ses données, savez-vous si c'est relativement compatible ou est-ce que ça ressemble pas mal à la façon dont vous compilez avec le même genre de définition ou si c'est totalement...?

M. JEAN L. LAPORTE :

1830

Comme je l'ai mentionné, chaque organisation ou chaque juridiction fédérale, provinciale a des critères, des paramètres qui sont quelque peu différents. Donc eux essaient de faire, tout comme l'Association des chemins de fer du Canada, essaient de faire une certaine normalisation, une compilation. Ils ont développé des indicateurs qu'ils utilisent, mais je ne suis pas en mesure de commenter sur la validité de ces indicateurs-là et comment ils se comparent avec les données de l'Office ou avec les nôtres.

1835

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

1840 Merci. Et ma toute dernière petite question, je voudrais revenir, on a eu une question d'une participante, madame Lussier, hier soir, qui a parlé d'un déversement important qui a eu lieu l'année passée à Fort McMurray. Vous l'aviez dans votre tableau des déversements de compétence provinciale, donc c'est un déversement quand même de cinq millions de litres (5 MI). On sait que c'était avec un pipeline qui était quasi neuf, et on sait que le système de détection de fuites n'a pas fonctionné.

1845 Je comprends que ce n'est pas un pipeline qui est de compétence fédérale, mais est-ce que, étant donné qu'on vous a avec nous, est-ce que vous êtes en mesure de nous dire, est-ce qu'on connaît maintenant les causes de cet accident-là? Le fait que le système de détection de fuites n'a pas fonctionné, c'est quand même, disons, inquiétant pour beaucoup de gens, donc est-ce que, même si ce n'est pas théoriquement de compétence fédérale, auriez-vous un petit peu d'éclaircissement là-dessus pour nous?

M. MANUEL KOTCHOUNIAN :

1855 Oui. Madame la commissaire, l'accident que vous référencez est arrivé en juillet 2015, est un pipeline de la compagnie Nexen. C'est un pipeline assez spécial, selon ce qu'on sait, qui est un pipeline double chauffé. Ça, ça ne relève pas de la compétence du BST et ça relève de la juridiction de la province, de la Régie de l'énergie de l'Alberta et à notre connaissance, c'est encore sous enquête, donc il n'y a pas de... on ne connaît pas les causes. Mais c'est tout ce que je peux vous offrir à ce sujet.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

1860 Merci.

1865 _____
M. JACQUES ROUSSEAU

LE PRÉSIDENT :

1870 Monsieur Rousseau, à vous la parole.

M. JACQUES ROUSSEAU :

1875 Bonjour, Monsieur le président. Quand on examine une carte du tracé du pipeline au Québec, on constate qu'il y a, le long de la portion québécoise du pipeline Énergie Est, il y a cinq

stations de pompage et cent sept (107) valves de sectionnement, les valves de sectionnement qui permettent de fermer, d'isoler un tronçon du pipeline.

1880

En cas de fuite, par exemple entre deux valves de sectionnement, et c'est la question qui me taraude, je présume que le pipeline continue de fuir même si on ferme les deux valves de chaque côté de la fuite. Si c'est bien le cas, et comme il peut y avoir une distance de six à sept kilomètres entre les deux valves de sectionnement, quelle quantité de pétrole peut ainsi fuir avant que la section en cause soit vide?

1885

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Bergeron? Prenez le tronçon où la distance est la plus grande, pour que ça soit plus simple.

1890

M. LOUIS BERGERON :

1895

Oui. Monsieur le président, tout à l'heure monsieur Van Der Put a fait référence à une étude où on prenait chaque dix mètres (10 m) de conduite et qu'on simulait une fuite, et ça, c'est un outil justement qui nous aide à identifier l'emplacement des vannes de sectionnement.

1900

L'exemple que je pourrais donner pour montrer un des paramètres pour identifier le nombre de vannes de sectionnement qui est requis, c'est l'exemple d'un boyau d'arrosage. Si vous prenez un boyau d'arrosage et qu'il est ondulé, puis dans ce cas-ci on sait que le pipeline franchit plusieurs endroits où il y a des ondulations, alors si vous avez une fuite dans un point bas, la quantité de liquide qui va s'écouler va au maximum être la quantité entre les deux sommets de part et d'autre.

1905

Donc, une analyse comme ça est faite à tous les dix mètres (10 m) le long de la conduite et c'est la façon dont on procède pour positionner les vannes de sectionnement. En général, on va en avoir de part et d'autre des cours d'eau importants, mais dans les endroits où il n'y a pas de cours d'eau, on a mentionné effectivement sept kilomètres (7 km) de moyenne, mais on peut se retrouver avec un endroit où il y aurait, par exemple, dix kilomètres (10 km) entre deux vannes, mais s'il y avait une fuite, le volume serait petit, parce qu'il y a beaucoup d'ondulations de terrain.

1910

Donc, c'est vraiment du cas par cas et c'est comme ça que la conception est faite et que l'emplacement des vannes de sectionnement est déterminé.

1915

LE PRÉSIDENT :

Et dans votre estimation, quel est le déversement le plus important qu'il adviendrait, si c'était le cas?

M. LOUIS BERGERON :

1920 Le scénario le pire, Monsieur le président, qui est identifié dans l'étude d'impact, c'est vingt-deux mille huit cents (22 800) barils. Maintenant, je voudrais peut-être juste aussi faire une petite correction. Dans la prémisse de la question, on parlait de cinq stations de pompage au Québec, c'est dix stations de pompage au Québec.

1925 **LE PRÉSIDENT :**

Le vingt-deux mille (22 000) barils, c'est pour l'étude de risque que vous avez réalisée pour la rivière Etchemin?

1930 **M. LOUIS BERGERON :**

C'est exact.

LE PRÉSIDENT :

1935 On reviendra là-dessus de toute façon. Ça répond, Monsieur Rousseau?

M. JACQUES ROUSSEAU :

1940 Si je comprends bien, le risque maximum, c'est vingt-deux mille huit cents (22 800) barils?

LE PRÉSIDENT :

C'est la réponse à votre question, oui.

1945 **M. JACQUES ROUSSEAU :**

Merci, Monsieur le président.

1950 **LE PRÉSIDENT :**

Merci à vous. Nous faisons une pause de 15 minutes, sinon la sténotypiste va me — elle me fusille déjà des yeux.

1955 **M. LOUIS BERGERON :**

Monsieur le président, est-ce que vous me permettez deux petits points?

LE PRÉSIDENT :

1960

Oui, bien sûr. Le premier, je devais une cote pour monsieur Mailhot, donc la cote dont on parle c'est PR8.3.14.

1965

Aussi, si je peux faire une suggestion à la commission, il y a une étude qui a été faite par l'Institut Fraser en 2015 pour comparer le mode de transport par rail et par pipeline et d'identifier les probabilités d'événements en ramenant ça sur une base comparable. Donc, si vous désirez, on peut déposer l'étude à la commission.

LE PRÉSIDENT :

1970

Oui, absolument, vous pouvez la déposer, merci. Alors, nous reprenons les travaux dans 15 minutes, merci.

1975

SUSPENSION DE QUELQUES MINUTES

1980

**REPRISE DE LA SÉANCE
PÉRIODE DE QUESTIONS
M. MICHEL GRÉGOIRE**

LE PRÉSIDENT :

1985

Monsieur Michel Grégoire de La Pocatière et Alizée Cauchon de la salle, ici, si vous voulez vous approcher.

1990

Bon après-midi, Monsieur Grégoire.

M. MICHEL GRÉGOIRE :

Bon après-midi à vous aussi.

1995

LE PRÉSIDENT :

Alors, allez-y.

2000

M. MICHEL GRÉGOIRE :

Donc, je vais avec ma question et, disons, elle est complémentaire avec celle de monsieur Brunelle qui a posé une question il y a deux, trois personnes avant moi au sujet des diluants dans l'oléoduc.

2005

LE PRÉSIDENT :

Oui.

2010

M. MICHEL GRÉGOIRE :

Dans le fond, ma question est, je vais la lire, ça va être plus simple : est-ce que TransCanada peut donner des garanties que les diluants ne seront pas retournés par train durant la durée d'utilisation de l'oléoduc, afin qu'on ne se retrouve pas avec des surprises après deux, trois années d'opération? Dans le fond, est-ce qu'il y a des contrats d'approvisionnement en diluants qui sont signés pour la durée de vie de l'oléoduc?

2015

LE PRÉSIDENT :

2020

Alors, très bien. Merci, Monsieur Grégoire. Monsieur Bergeron?

M. LOUIS BERGERON :

2025

Monsieur le président, il n'y pas d'infrastructure, il n'y a pas de projet de transport de diluants entre l'Est et l'Ouest lié à Énergie Est. Je crois comprendre qu'on aura l'opportunité de discuter avec les raffineurs plus tard et certainement qu'eux pourront reconfirmer ce que je vous ai mentionné, à l'effet que le diluant ne sera pas séparé pour être retourné, mais va être intégré dans la production des raffineries.

2030

Les sources de diluants, qui sont essentiellement dans le Midwest américain, sont les sources qui vont continuer à approvisionner l'Ouest canadien. J'ai parlé aussi tantôt d'une opportunité du côté de la côte Ouest, alors il n'y a pas de projet actuellement sur la table pour transporter du diluant de l'Est vers l'Ouest.

2035

LE PRÉSIDENT :

Madame Grandbois?

2040

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

2045 Merci, si je comprends bien la préoccupation de monsieur Grégoire, ce qui l'inquiète c'est que disons, dans dix (10) ans il y ait un changement et que là, vous décidiez de modifier vos pratiques et de retourner par train le diluant. Donc, je pense que la question c'est de savoir, est-ce qu'il y a un risque à ce niveau-là ou est-ce qu'au contraire, vous seriez en mesure de donner des garanties que ça ne sera jamais fait?

2050 Et quand vous aurez répondu à cette question-là, si jamais ça pouvait être fait, je demanderais à l'ONÉ : est-ce que dans ce cas-là, quel genre d'autorisation ça pourrait demander, s'il y a lieu?

M. LOUIS BERGERON :

2055 Ce que je pourrais préciser, c'est que dans, si vous voulez, le marché du diluant, la source principale, je vous ai mentionné, est au Midwest et la raison pour ça, c'est que c'est lié avec les installations de Mont-Belvieu qui ont beaucoup de condensats, qui ont des surplus de condensats et de produits légers, donc ces gens-là recherchent un marché pour écouler leur condensat, leur matière première.

2060 Donc, d'un point de vue, je vous dirais, marché, d'un point de vue environnement d'affaires, les surplus sont, encore une fois, aux États-Unis et doivent être acheminés vers l'Ouest canadien, soit par pipeline ou par d'autres modes de transport. En ce qui concerne l'est du Canada, ce que je vous dis, c'est que dans le projet Énergie Est, il n'est aucunement question d'ajouter des infrastructures de transport de diluants.

2070 Maintenant, en ce qui concerne les stratégies des raffineurs, je vous l'ai mentionné, c'est clair qu'eux ne vont pas séparer le diluant. Maintenant, je ne peux pas parler pour eux, s'ils avaient des projets futurs, mais il n'y a absolument aucun projet présentement pour faire cette activité-là.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

2075 Merci. Et donc, du côté de l'ONÉ, si jamais, dans dix ans, un raffineur décidait, lui, de retourner, je comprends que ça ne serait plus le projet Oléoduc Énergie Est, mais si un raffineur décidait de retourner le diluant plutôt que de l'utiliser, qu'est-ce que ça veut dire en termes d'autorisation?

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

2085 Madame la commissaire, si le diluant retournait via un pipeline interprovincial, la compagnie devrait faire une demande à l'Office. Mais si c'est fait par transport de train, nous ne réglementons pas le transport par train.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

2090 Merci.

LE PRÉSIDENT :

2095 Très bien. Alors, je pense bien que ça répond à votre question, Monsieur Grégoire.

Mme ALIZÉE CAUCHON

2100 **LE PRÉSIDENT :**

Maintenant, nous avons Madame Cauchon. Alors, bonjour Madame. Et puis j'appellerai en même temps monsieur Marc Brullemans, à Trois-Rivières.

2105 Alors, Madame Cauchon, nous vous entendons.

Mme ALIZÉE CAUCHON :

2110 Oui, Alizée Cauchon de l'organisme Équiterre, j'avais des questions par rapport à la précédente, donc je vais formuler une nouvelle question pour aller dans une autre thématique.

2115 En fait, on se questionne sur la capacité des rails pour le transport du pétrole. TransCanada, hier, nous a fait une démonstration des différences entre le transport par rail et par pipeline, en fait, est-ce que l'Office national de l'énergie a fait des analyses des capacités ferroviaires canadiennes? Est-ce qu'on pourrait réalistement transporter le un point un million (1,1 M) de barils de pétrole, que ça soit remplacé par le transport par rail? Est-ce que, dans le fond, les comparatifs que TransCanada nous font, est-ce qu'ils sont réalistes dans les capacités actuelles?

2120

LE PRÉSIDENT :

2125 Peut-être, vous dites qu'il y a un représentant de Transports Canada ici? Non? Il y avait une dame. Elle a quitté? Bon. Oui? Est-ce que vous pouvez vous présenter à la table ici, au micro, pour pouvoir répondre à cette question? Si vous voulez avoir la gentillesse de dire votre nom?

2130 **Mme LUCIE PAGÉ :**

Oui, Lucie Pagé du ministère des Transports Canada.

LE PRÉSIDENT :

2135 Alors, est-ce que vous êtes en moyen de répondre à cette question?

Mme LUCIE PAGÉ :

2140 Plus ou moins, oui. Spécifiez la question, s'il vous plaît?

Mme ALIZÉE CAUCHON :

2145 En fait, est-ce que l'Office national a fait des analyses de la capacité ferroviaire, est-ce que le un point un million (1,1 M) de barils de pétrole pourrait être transporté par les rails plutôt que par pipeline?

LE PRÉSIDENT :

2150 Je vois, Madame Pagé, que vous avez entendu le premier terme, est-ce que l'ONÉ a fait...?

Mme LUCIE PAGÉ :

2155 Bien oui.

LE PRÉSIDENT :

2160 Ça n'est plus vous, là. Mais est-ce que vous avez des éléments de réponse avant que je transfère la question à l'ONÉ?

Mme LUCIE PAGÉ :

2165 Non, parce que nous, on a vraiment le nombre de kilométrages de rail qu'on peut avoir,
mais la capacité, qu'est-ce qui peut être transporté, c'est surtout la donnée qui appartient aux
2170 compagnies puis qui est de la donnée plus confidentielle. J'ai essayé d'avoir de l'information en
vue des audiences comme ici aujourd'hui, puis si je n'ai pas une question plus précise pour avoir
des réponses plus précises, je ne suis pas en mesure de dire la capacité qu'il pourrait y avoir sur
les chemins de fer existants.

Peut-être, je ne sais pas si l'ONÉ a fait plus d'enquêtes là-dessus?

LE PRÉSIDENT :

2175 Alors, Monsieur Plouffe, est-ce que vous avez des informations là-dessus?

M. JEAN-DENIS CHARLEBOIS :

2180 Je vais prendre la question, Monsieur le commissaire. Donc, les données qu'on a
communiquées dans notre présentation étaient les données spécifiques à 2015. Maintenant, à
savoir si l'Office a fait une analyse dans le futur, si les un million cent mille (1,1 M) barils par jour
2185 pouvaient être transportés par rail, la réponse c'est non. Il y a un grand nombre de facteurs qui
rentrent en ligne de compte et l'Office n'a pas d'information assez détaillée sur ces facteurs-là
pour en compléter l'analyse.

LE PRÉSIDENT :

2190 Merci. Madame Grandbois?

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

2195 Monsieur Charlebois, vous allez me permettre de vous questionner sur votre rapport *Avenir
énergétique du Canada en 2016*, parce que vous présentez certaines données, certaines
estimations de la capacité de transport par rail dans ce rapport-là. Notamment, si on parle de
capacité, vous parlez, vous faites, disons, une estimation... quant à la capacité actuelle, vous
l'évaluez à un million de barils par jour, la capacité de transport par rail, d'hydrocarbures par rail,
2200 et vous estimez qu'elle pourrait monter à un point deux millions (1,2 M) de barils par jour à
l'horizon 2040.

Donc, c'est des données du rapport, et la question que j'avais n'était pas exactement la
même que madame Cauchon, mais c'était un petit peu de valider — à l'intérieur de cette capacité-
là, vous précisez dans votre rapport que l'essentiel des capacités est dans l'Ouest du pays, il y a

2205

tout à l'heure monsieur Bergeron qui a mentionné, si je ne me trompe pas, que vous estimez la capacité de transport par rail dans l'Est à quatre cent mille (400 000) barils par jour — en tout cas, mais chose certaine, donc on parle d'un million (1 M) de capacité actuelle qui pourrait monter à un point deux million (1,2 M), selon votre rapport toujours, mais quelle portion de cette capacité-là serait effectivement dans l'Est versus dans l'Ouest? Et si vous n'avez pas la réponse aujourd'hui,

2210

bien, j'aimerais qu'on nous revienne là-dessus, parce que je pense que c'est un élément quand même important.

M. JEAN-DENIS CHARLEBOIS :

2215

On pourrait vous revenir à ce sujet-là, tout à fait.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

2220

Et, Monsieur Bergeron, pourriez-vous peut-être me confirmer, parce que c'était dans votre présentation, mais ça a passé vite, est-ce que c'était bien quatre cent mille (400 000) barils de capacité de transport par jour que vous estimiez pour le transport par rail dans l'Est?

M. LOUIS BERGERON :

2225

La précision que j'aimerais faire c'est que c'est la capacité de déchargement dans les terminaux actuels et futurs. Actuellement, c'est deux cent soixante-quinze mille (275 000) barils par jour dans l'est du Canada.

2230

On sait par exemple que Belledune a un projet pour amener deux cent vingt (220) wagons par jour à compter de 2017, et il y a aussi un projet chez NuStar à Point Tupper. Alors, quand on fait la somme de tous ces projets-là actuels et futurs, c'est quatre cent cinq mille (405 000) barils par jour de capacité de déchargement de wagons.

2235

Maintenant, ça ne tient pas compte de la capacité pour faire circuler les wagons sur les rails.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

2240

Donc, il peut y avoir quatre cent mille (400 000) à un bout, mais juste deux cent mille (200 000) dans le milieu. Sur les rails, il pourrait y avoir une capacité inférieure?

2245

M. LOUIS BERGERON :

2250 C'est la capacité qu'ont les installations lorsqu'elles sont maximisées. Donc, dans un scénario où il faudrait maximiser le transport du brut vers le Québec et les Maritimes, il pourrait potentiellement y avoir jusqu'à quatre cent cinq mille (405 000) barils par jour.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

2255 O.K. Mais vous disiez que c'était les capacités de chargement, déchargement.

M. LOUIS BERGERON :

De déchargement.

2260 **LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :**

Donc ça ne veut pas nécessairement dire que le rail, entre ces capacités-là, entre ces installations-là, a la même capacité.

2265 **M. LOUIS BERGERON :**

Effectivement. Et puis on sait, par exemple, qu'en 2014, les raffineries du Québec ont reçu environ cent quatre-vingt mille (180 000) barils par jour de brut, à une certaine période. Alors, on sait que le réseau a transporté ça. Donc, la capacité de transport du réseau, je ne peux pas vous la confirmer avec exactitude, il faudrait faire des démarches auprès de CN et CP.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

2275 Est-ce qu'on pourrait quand même vous demander, c'est des informations intéressantes qu'on n'avait pas autrement, là aussi de nous confirmer ça par écrit? Parce que ça fait beaucoup de petites nuances, donc plutôt que de se fier juste aux transcriptions, si vous pouviez nous rajouter ça dans les notes qu'on vous demande?

M. LOUIS BERGERON :

2280 D'accord. Donc, pour préciser votre demande, vous voulez que je vous précise que le quatre cent cinq mille (405 000) barils par jour est la capacité de déchargement, c'est ça?

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

2290 Oui, c'est ça. L'information que vous venez de me donner, mais tout simplement la remettre par écrit pour être sûre qu'on a bien compris et puis qu'il n'y a pas, disons, de précision qu'on échappe en cours de route.

M. LOUIS BERGERON :

2295 D'accord.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

2300 Merci, Monsieur Bergeron.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Madame Cauchon, merci Madame Pagé.

2305

M. MARC BRULLEMANS

LE PRÉSIDENT :

2310

Maintenant, c'est monsieur Patrick Bonin que j'appellerai et auparavant, bien sûr, on a Marc Brullemans à Trois-Rivières.

M. MARC BRULLEMANS :

2315

Est-ce que c'est à moi?

LE PRÉSIDENT :

2320

Oui, oui, c'est à vous, mais est-ce que Patrick Bonin est toujours à Laval? O.K. Alors, allez-y, Monsieur Brullemans.

M. MARC BRULLEMANS :

2325

Oui. Monsieur le président, je pourrais vous demander pourquoi la fréquence des incidents reliés à l'excavation a été diminuée d'un facteur vingt (20) au tableau 7.2 du document résumé, pourquoi il n'y a aucun facteur de risque qui est augmenté, mais je ne vais pas vous poser cette

question-là, parce qu'il m'apparaît qu'il y a des questions beaucoup plus générales qui doivent être posées au préalable.

2330

Parce que, voyez-vous, selon moi, il y a un éléphant dans la pièce, autant ici à Trois-Rivières, qu'à Lévis et ailleurs, ce sont les impacts climatiques liés au projet Énergie Est. Or, je constate que les experts qui sont invités par la commission, on retrouve deux chercheurs universitaires, on retrouve cinq représentants d'entreprises privées, mais aucun climatologue.

2335

Donc, ma question : pourquoi si peu d'experts indépendants et pourquoi le BAPE n'a pas invité un tel spécialiste, parce que je vous rappelle que l'éléphant dans la pièce, il n'est pas seulement à la douzième séance, mais il se retrouve à toutes les séances. Merci.

2340

LE PRÉSIDENT :

Donc, la question s'adresse à la commission. Je pense que j'ai été assez clair, je crois, hier, pour vous indiquer que nous avons quand même invité une quinzaine d'experts. Certains d'entre eux, bien sûr, on est très, très conscients, ont collaboré à certains travaux du promoteur et c'est la raison pour laquelle on a demandé à tous les experts de se présenter eux-mêmes et, éventuellement, d'indiquer le genre de relation qu'ils ont eue avec soit l'étude du promoteur ou le promoteur lui-même.

2345

Par ailleurs, comme je l'ai indiqué aussi hier, il n'y a absolument rien qui empêche la commission de demander des avis experts ou des expertises pointues en dehors même des travaux de la partie de l'audience publique. Si nous jugeons que nous n'avons pas suffisamment d'informations, nous avons toute la latitude nécessaire pour faire appel à des experts — bon, vous appelez indépendants, mais moi-même, je me considère un expert, j'ai une carrière universitaire et souvent, on s'est posé cette question-là : qu'est-ce que l'indépendance et jusqu'où ça va. Mais ceci étant dit, je peux vous assurer que nous avons toute la latitude nécessaire pour demander des expertises, si nous croyons que c'est nécessaire.

2350

2355

M. MARC BRULLEMANS :

Oui, je vous crois, mais ce que j'aimerais savoir...

2360

LE PRÉSIDENT :

Juste un instant. Madame Grandbois?

2365

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

2370 Monsieur Brullemans, il y a un certain nombre d'experts et de personnes-ressources, bien,
pas de personnes-ressources, mais... oui, d'experts et de personnes-ressources, c'est bien juste,
qui vont participer aux prochaines séances et dont la liste, cette liste-là n'a pas encore été
2375 publiée. Et notamment, par rapport à votre préoccupation, la question des changements
climatiques et l'effet que ça peut avoir au niveau de la conception du pipeline, c'était une
préoccupation, c'était un enjeu que la commission souhaitait pouvoir bien couvrir.

2380 Donc, on a contacté les gens d'Ouranos et on aura un chercheur qui travaille régulièrement
avec Ouranos sur ces questions-là, monsieur François Anctil, qui sera avec nous à la séance du
jeudi 10 mars, spécifiquement sur cette préoccupation-là, jeudi 10 mars, à treize heures (13 h).

LE PRÉSIDENT :

2385 Pour les non-initiés, Ouranos, c'est un consortium qui travaille, qui fait beaucoup de
recherche sur l'impact des changements climatiques et surtout sur l'adaptation aux changements
climatiques. Alors, merci, Monsieur.

M. MARC BRULLEMANS :

2390 Merci.

M. PATRICK BONIN

LE PRÉSIDENT :

2395 Maintenant, monsieur Bonin de Laval et j'appellerai aussi madame Cloutier de Trois-
Rivières.

2400 Allez-y, Monsieur Bonin.

M. PATRICK BONIN :

2405 Bonjour. Patrick Bonin de Greenpeace. J'ai une question concernant, entre autres, les
statistiques qu'on a vues au sujet des déversements. Évidemment, les statistiques présentées
sont, et je pense que ça a été bien mentionné, sont des statistiques pour les pipelines fédéraux,
ce qui ne permet pas d'intégrer tous les autres incidents et déversements des pipelines sous
juridiction provinciale, en fait, qui sont beaucoup plus nombreux que ceux fédéraux. L'Alberta, je

2410

pense que c'est, en moyenne, deux par jour qu'ils ont de déversements. Donc, c'est important à garder en tête lorsqu'on fait cette analyse-là.

2415

Et il y a un exercice qui a été fait, entre autres, par l'Agence internationale de l'énergie pour comparer, en Amérique du Nord, entre 2004 et 2012, à partir des données du Département de transport, aux États-Unis, les déversements de trains versus les déversements de pipelines. Et la statistique à laquelle l'Agence internationale de l'énergie arrive, c'est que les pipelines — eux, ils parlent de North America, mais c'est clairement au niveau des États-Unis — les pipelines déversent trois fois plus de quantités de pétrole pour les mêmes distances parcourues, comparativement au train.

2420

2425

C'est un genre de statistique qui se comprend rapidement quand on sait que les quantités sont plus grandes, déversées par les pipelines, évidemment plus grandes transportées. Ma question est : est-ce qu'il est possible d'avoir ce genre de statistiques pour le Canada? Donc, de manière à comparer, justement, et à démontrer, en quelque part, qu'il faut avoir la considération en termes de quantités déversées et pas juste le nombre d'incidents et, également, d'inclure dans cette statistique-là les données provinciales qui, je le répète, sont majeures. Je parlais de deux déversements par jour en moyenne en Alberta au cours des trente-sept (37) dernières années et là-dessus, sur ces deux déversements, il y en a la moitié que c'est des pipelines.

2430

Donc, c'est majeur et donc le chiffre de dix déversements ou presque qu'on a vus par année au niveau des pipelines fédéraux, ce n'est pas représentatif des fuites.

LE PRÉSIDENT :

2435

Merci, Monsieur Bonin. En fait, vous touchez un point que j'ai abordé très superficiellement hier, en demandant au promoteur, justement, de nous préparer quelques données, pour que nous puissions, en dépit de la réserve du BST, essayer d'avoir un peu une comparaison entre les modes de transport.

2440

2445

Et je faisais référence, hier, au nombre d'accidents par pipeline, le nombre d'accidents par mille kilomètres (1 000 km) par an, comparativement au nombre d'accidents par voie ferroviaire par — donc, le dénominateur est très différent — par million de miles par année, et je demandais aussi de tenir compte du volume. Parce qu'essentiellement, vous pouvez avoir dix déversements, si vous avez dix déversements d'un litre comparé à un déversement de mille litres (1 000 l), ce n'est pas du tout la même chose, même si, en termes de fréquence — et là, je vous rejoins très bien, Monsieur Bonin — c'est totalement différent.

2450

Donc, est-ce que vous avez eu le temps, même si nous avons fini en soirée, tard en soirée, est-ce que vous avez eu le temps de faire cet exercice, Monsieur Bergeron?

M. LOUIS BERGERON :

2455 Monsieur le président, l'exercice est en cours, mais je suis persuadé que l'étude de l'Institut Fraser, dont je vous ai parlé tout à l'heure, est un outil qui est quand même excellent pour faire l'analyse. Il y a eu vraiment une analyse rigoureuse qui tient compte exactement de ce que vous avez dit : les distances parcourues et les volumes.

2460 Donc, il y a effectivement beaucoup d'informations disponibles de diverses sources, je pense que l'Institut a fait un travail sérieux. Par contre, en parallèle, on va continuer à travailler la question et vous revenir avec l'information la plus précise possible.

LE PRÉSIDENT :

2465 Actuellement, il n'y a personne de votre équipe qui pourrait nous donner un élément de réponse, même si on a introduit la question hier?

M. LOUIS BERGERON :

2470 Je pense que ce soir on va être en mesure de vous donner de l'information. En fin de compte, comme j'ai précisé au début de la rencontre, on n'était pas tout à fait certain du dénominateur, mais si je comprends bien, vous voulez avoir, sur une base comparable de kilomètres et de volumes?

LE PRÉSIDENT :

2475 Tout à fait.

M. LOUIS BERGERON :

2480 D'accord. Donc ce soir, on va vous arriver avec quelque chose.

LE PRÉSIDENT :

2485 Monsieur Bonin, ça vous va?

M. PATRICK BONIN :

2490 En fait, je crois que ça serait plus apprécié, de la part des intervenants, d'obtenir l'information de la part du gouvernement fédéral qui est une institution beaucoup plus neutre que l'Institut Fraser, évidemment, et ma question s'adressait idéalement au gouvernement fédéral.

LE PRÉSIDENT :

2495 Écoutez, je peux transférer la question au Bureau de la sécurité des transports, mais enfin, je retiens de la première réponse de monsieur Laporte, à l'effet qu'eux ne font juste que comptabiliser, mais je lui cède la parole.

M. JEAN L. LAPORTE :

2500 Bien, de mon côté, la réponse est toujours la même, Monsieur le président. C'est que nous compilons des statistiques sous notre champ de compétence. Nous n'avons pas accès à toutes les données provinciales. Il faudrait communiquer avec chacun des organismes de réglementation. Peut-être que mes collègues de l'ONÉ ont un peu plus accès à ces données.

2505 Je ne sais pas si vous voulez commenter là-dessus?

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

2510 C'est la même situation pour nous, en fait.

LE PRÉSIDENT :

Oui, mais je m'en doutais un peu que chacun va aller se lancer la balle.

2515 **M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :**

Non, mais en fait, nous, on n'a pas les données sur les pipelines provinciaux.

LE PRÉSIDENT :

2520 Non, non, je comprends très bien. C'est pour ça que j'ai quand même lancé, je vous ai transféré la question à la demande de monsieur Bonin, mais je m'en doutais un peu de la réponse.

2525 **M. JEAN L. LAPORTE :**

2530 Monsieur le président, ce que je peux vous offrir, c'est que l'Association des chemins de fer canadiens a commandé une étude qui a été faite au niveau du transport ferroviaire. L'Association des pipelines a aussi commandé des études, donc je peux fournir à la commission les rapports qui ont été préparés par ces deux associations. Et là-dedans, vous aurez sûrement plus d'informations. Ces gens-là ont accès à toutes les compagnies qui font partie de leur association nationale, donc sous juridictions fédérale et provinciale.

LE PRÉSIDENT :

2535 Mais quand vous recensez et vous donnez un chiffre, vous dites, bon, il y a dix-huit (18) accidents par millions de miles par an, ça, c'est toute marchandise confondue?

M. JEAN L. LAPORTE :

2540 Les chiffres qu'on a cités aujourd'hui, on parle de transport de produits de gaz et de pétrole, selon les différentes diapositives. Donc, le nombre d'incidents qu'on a parlé aujourd'hui, c'est par rapport au pétrole, le transport du pétrole.

LE PRÉSIDENT :

2545 Et vous, Monsieur Bergeron, dans votre étude d'impact, dans votre étude environnementale et socioéconomique, quand vous parlez de dix-huit virgule quatre (18,4) accidents par millions de miles, est-ce que c'est toute marchandise confondue ou c'est juste du pétrole?

2550

M. LOUIS BERGERON :

Je vais devoir vous revenir, Monsieur le président.

2555

LE PRÉSIDENT :

D'accord, merci. Alors, merci, Monsieur Bonin.

M. PATRICK BONIN :

2560

2565

Est-ce que la commission pourra produire, parce que les statistiques sont disponibles pour l'Alberta, Global a fait, à partir des statistiques disponibles, ces vingt-huit mille six cent soixante-six (28 666) déversements depuis trente-sept (37) ans en Alberta. Donc, ces statistiques sont disponibles. Je pense que si personne n'est capable de les produire et que Global est capable, on ne peut pas que regarder que les statistiques des pipelines fédéraux, il y a énormément d'autres déversements qui doivent être également considérés.

LE PRÉSIDENT :

2570

Je profite de l'occasion, Monsieur Bonin, pour vous informer ou vous demander que si vous avez des informations écrites là-dessus qui peuvent être utiles pour la commission, n'hésitez pas du tout à les déposer.

M. PATRICK BONIN :

2575

Ça sera fait.

LE PRÉSIDENT :

2580

Merci, Monsieur Bonin. Et je demanderais également le dépôt des deux rapports au BST.

Mme AUDREY L. CLOUTIER

2585

LE PRÉSIDENT :

2590

Donc, madame Cloutier. Après madame Cloutier, je vais donner la parole à mon collègue, monsieur Germain. Madame Cloutier? Madame Cloutier? On n'a pas le son à Trois-Rivières. Juste un instant, Madame Cloutier.

Madame Cloutier, allez-y.

Mme AUDREY L. CLOUTIER :

2595

Oui, bonjour.

LE PRÉSIDENT :

2600

Oui, bonjour, Madame.

Mme AUDREY L. CLOUTIER :

2605

Dans le fond, je m'adresse plus particulièrement à TransCanada ou, mettons, l'ONÉ, selon leur barème quelconque lorsqu'il y a des fuites. On parlait qu'il y avait des démarches dites proactives, donc en tant qu'entreprise, il serait bien de savoir par-là, qui est-ce qui fait les démarches? On aimerait ça savoir plus précisément les personnes en poste, leur mandat, leurs critères; que ça soit bien détaillé pour qu'on soit au courant, lorsqu'il y a ces pépins-là, qui qui intervient précisément lorsqu'il y a des éventuels dégâts.

2610

LE PRÉSIDENT :

Alors, très bien. Alors, Monsieur Bergeron, est-ce qu'il y a une équipe qui sera en place... bon, je sais que vous faites référence à une équipe vingt-quatre heures sur vingt-quatre (24h/24)

2615

et cetera, mais est-ce qu'il y a une équipe qui sera en place au Québec et où, particulièrement dans les régions et où particulièrement?

M. LOUIS BERGERON :

2620

Monsieur le président, essentiellement, on aura des personnes qui vont être localisées tout le long du parcours et en moyenne, c'est un technicien par soixante (60) kilomètres qui fait, si vous voulez, la supervision de la conduite, les postes de pompage.

2625

En ce qui concerne les plans de mesure d'urgence, ils seront arrimés à cent pour cent (100 %) avec ceux des municipalités, c'est-à-dire que les soixante-cinq (65) municipalités vont avoir partagé l'information avec TransCanada, il va y avoir eu un échange d'information, à savoir qui sont les personnes responsables de part et d'autre et le plan comprendra toute une série d'informations, les milieux sensibles, les inventaires, les garderies, les écoles, et cetera. Donc, toute cette information-là sera disponible et c'est d'ailleurs ce qu'on est en train de développer

2630

actuellement.

Maintenant, dans tous les cas, pour un citoyen, il est toujours possible de composer le 911, s'il détecte une situation anormale et ces gens-là vont être immédiatement mobilisés. Et la façon dont ça fonctionne, c'est que les premiers répondants municipaux vont se rendre sur place. En

2635

général, la première chose c'est d'établir un périmètre de sécurité s'il y a effectivement une urgence et via le cellulaire, en contact avec les gens de TransCanada qui vont se rendre sur place dans les minutes qui suivent, déterminer s'il y a des actions plus particulières à prendre.

Donc, toutes ces activités-là, tous ces plans-là sont développés à l'heure où on se parle, on a déjà eu plusieurs rencontres avec les premiers répondants des municipalités et il y a beaucoup d'échange d'information. Nos plans seront disponibles, par municipalité, pour chaque premier

2640

LE PRÉSIDENT :

2645

Je pense que vous faites, entre autres, référence, dans votre étude, à la détection par SCADA. Dites-nous, de façon très terre-à-terre, il y a une fuite qui a été détectée à partir du central, qu'est-ce qui se fait? Qu'est-ce qui arrive? Le central, j'imagine, est à Calgary?

2650

M. LOUIS BERGERON :

Oui.

2655

LE PRÉSIDENT :

Alors, bon, les gens de Calgary, est-ce que minimalement, est-ce qu'il y en a qui vont parler français?

2660

M. LOUIS BERGERON :

De la façon dont ça va fonctionner, Monsieur le président, c'est que tout d'abord, la ligne d'urgence de TransCanada, on aura des personnes, en fait on a déjà des personnes trilingues qui parlent français, anglais et espagnol, parce qu'on a des activités au Mexique, et ces gens-là sont en contact avec la salle de contrôle.

2665

Aussitôt qu'il y a une indication qu'il y a une fuite, les techniciens de la salle de contrôle ont comme consigne de fermer le pipeline, ce qui peut prendre une dizaine de minutes. Donc, on ferme les stations de pompage et on ferme les vannes de sectionnement et on va être capables d'identifier rapidement dans quel secteur ça s'est produit.

2670

Les premiers répondants vont être appelés à se déplacer, on aura des entrepreneurs spécialisés qui seront appelés à aller sur place en même temps, nos gens vont aussi se présenter, donc il y a toute un groupe d'intervenants qui vont avoir été formés au préalable, on a des exercices réguliers, qui vont savoir exactement quelle action prendre.

2675

S'il y a un événement un peu plus grave, exemple une fuite sur un cours d'eau ou des choses comme ça, il y a déjà un paquet de plans tactiques qui vont avoir été préparés à l'avance, qui vont avoir été convenus avec les municipalités et, sur ce, monsieur Grenon va élaborer davantage dans les prochains jours. Et ça, ça va faire en sorte que chaque personne concernée sait exactement quelle action elle doit prendre, dans les premières minutes suivant un événement.

2680

LE PRÉSIDENT :

2685

Très bien, merci. Merci, Madame.

Mme AUDREY L. CLOUTIER :

2690

Je voulais juste aussi mentionner, par-là, je ne sais pas si vous m'avez bien compris, qui était imputable, là-dedans, lorsqu'il y a d'éventuelles fuites?

LE PRÉSIDENT :

2695

Monsieur Bergeron, qui est imputable?

M. LOUIS BERGERON :

C'est clairement TransCanada, Monsieur le président.

2700

LE PRÉSIDENT :

Merci, Monsieur Bergeron. Ça va, Madame Coutier? Merci beaucoup.

2705

Mme AUDREY L. CLOUTIER :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

2710

Donc, je cède la parole à mon collègue, monsieur Germain.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

2715

Merci. Mes questions vont s'adresser à l'Office national de l'énergie, donc aux aspects reliés à la sécurité.

2720

À l'intérieur de l'étude du promoteur, on a vu des scénarios de déversement, mais je n'ai pas vu d'analyse de risque comme on peut les voir à l'occasion, notamment dans des projets récemment de terminaux méthaniers, donc la question de risques, donc le danger avec les conséquences.

2725

Du côté de l'Office national de l'énergie, c'est quoi, quelles sont vos exigences pour évaluer un projet de pipeline? Qu'est-ce que vous demandez à un promoteur? Qu'est-ce qu'il doit produire comme analyse de risque? Par exemple, risque d'incendie, risque de défaillance, mais c'est quoi au juste que vous leur demandez?

M. JEAN-DENIS CHARLEBOIS :

2730

Je n'ai pas, au bout des doigts, tous les détails, je pense, que vous cherchez. Une chose que je vais mentionner, c'est que l'Office a, disponible sur son site Web, son guide de dépôt. Dans le guide de dépôt, il va y avoir — c'est un document très volumineux de plus de deux cents (200) pages qui, en fait, explique en détail les attentes de l'Office en tant qu'information qu'un demandeur doit déposer lors d'une demande.

2735

En bout de ligne, l'Office veut s'assurer d'avoir toutes les informations nécessaires pour s'assurer qu'autant l'environnement que le public sont protégés. Ce que je peux prendre en délibéré ici et vous revenir, c'est...

2740

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

2745

Oui, très bien. Mais ça serait aussi plus spécifiquement, par exemple, donc les questions des risques normalisés, mais notamment, on parle souvent de scénario normalisé ou scénario — ici, le promoteur a utilisé le terme « scénario vraisemblable plus défavorable » , mais des fois, on entend parler aussi, dans le cas des terminaux méthaniers, on était plus habitué du scénario normalisé.

2750

Donc, quelles sont les exigences de l'ONÉ, au niveau méthodologique, entre autres, spécifiquement liées à ces scénarios-là et si vous êtes capable, aussi, de nous indiquer, est-ce qu'il y a des scénarios de probabilité d'occurrences de ces accidents-là à l'intérieur, parce que ça aussi, pour la gestion des risques, la probabilité d'occurrences intervient là-dedans aussi.

2755

Donc, si vous êtes capable de nous aiguiller sur quelles sont les exigences de l'ONÉ à ce chapitre-là, donc ça pourrait répondre à plusieurs de nos questions en fonction des documents que vous allez nous donner. Je vous remercie.

2760

M. LUC FALARDEAU

LE PRÉSIDENT :

2765

Alors, monsieur Falardeau, de Laval. Et puis j'appellerais en même temps ici, madame Anne-Céline Guyon.

Bonjour, Monsieur Falardeau, à vous la parole.

M. LUC FALARDEAU :

2770

Hier, lors des présentations de TransCanada et de l'ONÉ, je crois que c'était TransCanada qui avait présenté un acétate — un acétate, excusez, ça trahit mon âge, une diapositive.

LE PRÉSIDENT :

2775

Mais je vous ai très bien compris.

M. LUC FALARDEAU :

2780 Qui présentait les densités de population qui sont touchées le long des pipelines et qui comparait ça aux densités de population le long des voies ferrées. J'aimerais réexaminer cet acétate-là, si c'est possible.

LE PRÉSIDENT :

2785 Vous faites référence à qui, exactement, à la présentation?

M. LUC FALARDEAU :

2790 TransCanada, la présentation formelle.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Alors, elle a été mise, je ne sais pas si vous la voyez de chez vous, sur l'écran?

2795 **M. LUC FALARDEAU :**

Non.

LE PRÉSIDENT :

2800 Non? Attendez un petit peu. Monsieur Dufour, est-ce que c'est possible que monsieur puisse la voir?

M. LUC FALARDEAU :

2805 Je crois que c'est celle-là, oui.

LE PRÉSIDENT :

2810 Vous la voyez, là?

M. LUC FALARDEAU :

2815 Circulation par train, deux cent cinquante-deux (252) habitants par kilomètre carré, dans un rayon de cent mètres (100 m), il faut le spécifier, et par pipeline, sept habitants par kilomètre carré. Donc ça, j'imagine que ça a été fait sur une moyenne, sur les zones agricoles et les forêts, les endroits reculés et de même que pour les zones urbaines.

LE PRÉSIDENT :

2820 Et votre question?

M. LUC FALARDEAU :

2825 Alors, pourquoi on a choisi cent mètres (100 m)? On sait que les zones, si je peux dire, d'évacuation ou de confinement en cas de mesures d'urgence pour les cas les pires — par exemple, si je réfère à Enbridge dans son plan d'urgence, il mentionnait : le pire cas de mesures de confinement ou d'évacuation, c'était un point six kilomètre (1,6 km) de part et d'autre du pipeline, dans le pire accident, qui est un feu ou une explosion ou des vapeurs qui peuvent être dégagées. Alors, pourquoi on a choisi cent mètres (100 m), s'il vous plaît?

2830

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Alors, Monsieur Bergeron, je pense que la question est très claire.

2835

M. LOUIS BERGERON :

2840 Monsieur le président, tout d'abord je vous dirais qu'on a fait l'exercice pour cent mètres (100 m) et deux cents mètres (200 m). Et on arrivait essentiellement avec à peu près le même ratio. Donc, on pourrait faire l'exercice pour une plus longue distance. Maintenant, les conclusions seraient probablement similaires.

2845 On sait que par exemple, le chemin de fer dans la région de Montréal au niveau du territoire de la CMM, évidemment la densité de population est très grande, le pipeline étant sur la Rive-Nord et après ça, dans des zones agricoles, comme monsieur Falardeau le mentionnait, effectivement, on voit qu'il y a une densité de population beaucoup plus faible dans ces secteurs-là.

2850 Alors, c'est sûr, on peut faire l'exercice pour différents rayons. Maintenant, on l'a fait pour cent (100 m) et deux cents mètres (200 m), on peut fournir l'information pour deux cents mètres (200 m) aussi, si vous le désirez.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

2855 Je vous avoue que c'est une question effectivement intéressante. Comme vous dites, probablement que la conclusion principale, probablement ne changera pas, mais quand même, par curiosité, si c'est quelque chose qui n'est pas trop dur pour vous, on apprécierait avoir le calcul que vous avez déjà fait pour deux cents mètres (200 m), pour un rayon de deux cents

mètres (200 m), et si c'était possible pour cinq cents mètres (500 m), qui est une espèce, disons, de zone mitoyenne, là.

2860

LE PRÉSIDENT :

En fait, toutes ces distances font partie un peu de votre zonage, les zones, le ZIP, la ZEL, la ZER, en fait la ZEL qui est la zone d'étude locale, la zone d'étude régionale. Votre zone d'étude locale, elle peut exceptionnellement s'étendre de cinq cents mètres (500 m) jusqu'à un kilomètre (1 km), alors ça tombe sous le sens d'avoir ces informations-là.

2865

M. LOUIS BERGERON :

D'accord. Donc, l'engagement que je peux prendre c'est qu'on va faire l'exercice pour cinq cents mètres (500 m) et on va se donner quarante-huit (48) heures, si vous êtes d'accord, pour vous donner les chiffres.

2870

LE PRÉSIDENT :

Très bien. Alors, Monsieur Falardeau, ça va?

2875

M. LUC FALARDEAU :

Oui. Il y aurait juste, au niveau des zones urbaines qui sont plus densément peuplées, ce serait intéressant aussi de faire ces statistiques-là dans les zones urbaines, exclusivement urbaines.

2880

LE PRÉSIDENT :

Oui, c'est parce que ce n'est plus du tout la même chose, là. Quelle est l'utilité que vous y voyez?

2885

M. LUC FALARDEAU :

Enfin, c'est que les grandes zones, comme la communauté métropolitaine de Montréal, l'est de Montréal, Laval, Terrebonne, Mascouche, il y a des endroits où il y a des populations qui sont plus concentrées et puis évidemment, en pleine campagne, il n'y a personne.

2890

LE PRÉSIDENT :

Mais ça va être pris en compte de toute façon.

2895

M. LUC FALARDEAU :

Oui. Mais est-ce qu'on pourrait faire l'exercice, en zone urbaine par exemple, autour de Montréal ou encore à Laval?

LE PRÉSIDENT :

Bien, écoutez, je pense que nous avons adressé, nous avons fait nôtre, votre demande, donc on l'a adressée au promoteur. Nous allons attendre les résultats et le tableau que le promoteur probablement va nous déposer. Si la commission juge que ce serait intéressant de raffiner ce tableau-là, à la lumière de vos commentaires, la commission le demandera.

M. LUC FALARDEAU :

D'accord.

LE PRÉSIDENT :

Alors, merci, Monsieur Falardeau.

Mme ANNE-CÉLINE GUYON

LE PRÉSIDENT :

Alors, Madame Guyon, bonjour.

Mme ANNE-CÉLINE GUYON

Oui. Bonjour, Anne-Céline Guyon, coordonnatrice de la fondation Coule pas chez nous et des mouvements Stop oléoduc.

Tout d'abord, j'aimerais préciser que ma participation ici n'est en rien une légitimation du processus tel que fait à l'heure actuelle, mais plutôt on demande un réel BAPE sous le règlement 31.1.

Rapidement, j'aimerais juste préciser que pour une meilleure compréhension des citoyens, il serait bon que les unités de mesure telles que présentées par le Bureau de la sécurité des transports dans leur présentation tout à l'heure soient identiques entre les trains et les pipelines. Parce qu'à date, on s'exprime en litres pour les trains, au niveau des

2940 déversements, mais on s'exprime en mètres cubes pour les pipelines. On s'entend que ça n'envoie pas le même message au niveau des citoyens. Bref, c'était une remarque.

LE PRÉSIDENT :

2945 Pendant que vous y êtes, écoutez, vous nous avez indiqué tout à l'heure qu'un mètre cube égale mille litres (1 000 l). Si c'est possible de nous envoyer un tableau corrigé pour utiliser la même unité de mesure?

M. JEAN L. LAPORTE :

2950 Oui, on peut faire ça.

LE PRÉSIDENT :

2955 Mais vous l'avez dit, puis je viens de le répéter, mais ça serait peut-être facilitant pour le citoyen.

M. JEAN L. LAPORTE :

2960 D'accord.

LE PRÉSIDENT :

Allez-y, Madame.

2965 **Mme ANNE-CÉLINE GUYON**

2970 Merci beaucoup. Ma question est la suivante, elle est assez simple. Sachant, enfin considérant, en fait, les conditions climatiques au Québec, le fait que notre majestueux fleuve et la majorité de nos rivières sont sous la glace une bonne partie de l'année, comment la compagnie et les différentes instances qui sont ici aujourd'hui comptent se préparer à l'heure actuelle à la récupération de pétrole sous la glace en cas de déversement? Car on sait à l'heure actuelle que pour le moment, il n'y a pas de technique éprouvée pour récupérer du pétrole sous la glace. Merci.

2975 **LE PRÉSIDENT :**

Écoutez, je vais quand même demander la réponse tout de suite, mais je tiens à vous dire que pour la commission, l'analyse de risque que le promoteur a réalisée spécifiquement pour la

2980

rivière Etchemin, avec un déversement de l'ordre de vingt-deux milles (22 000) barils, va faire l'objet d'un questionnement soutenu de la part la commission, notamment en période hivernale.

2985

Mais, auparavant, peut-être que je demanderais à monsieur Bergeron d'apporter quelques éléments de réponse.

M. LOUIS BERGERON :

Monsieur, le président, je vais demander à monsieur Grenon de répondre.

2990

M. STÉPHANE GRENON :

2995

Merci, Monsieur le président. Une intervention dans la glace c'est un domaine qui est très bien connu dans les pays nordiques. Il y a beaucoup d'expérience, entre autres en Norvège, en Alaska et puis ici même au Canada et au Québec. Cette semaine on aura l'occasion, on aura peut-être des gens de la Société d'intervention maritime de l'est du Canada, qui sont déjà intervenus dans les glaces avec des techniques éprouvées de récupération, qu'ils ont déjà utilisées dans des vrais déversements, des vrais cas de déversements ici même au Québec.

3000

Je ne sais pas si vous voulez que je rentre dans les détails des techniques que l'on peut utiliser, mais à l'intérieur de nos plans d'urgence, qu'on vous présentera plus tard cette semaine, nous allons inclure bien sûr les conditions climatiques et, particulièrement les conditions hivernales, pour adapter nos stratégies d'intervention ainsi que nos tactiques. Et ces tactiques-là vont varier selon les conditions de glace, que ce soit de la glace mobile ou de la glace type banquise qui n'est pas en mouvement. Donc, il y a des techniques qui existent que nous pouvons utiliser.

3005

3010

Un exemple très simple : lorsque l'on peut se déployer sur de la glace qui est de type banquise, qui est un cours d'eau qui est complètement gelé, on peut réaliser des tranchées dans cette glace-là, des ouvertures à l'intérieur desquelles on peut mettre des équipements de récupération, comme des écrémeurs, des pompes, des choses comme ça. Il y a des techniques également dans les eaux pour récupérer du pétrole entre des pièces de glace qui seraient accumulées le long des rivages, et cetera.

3015

Donc, on pourra peut-être vous présenter certaines de ces techniques-là plus en détail, si vous le désirez, lors que notre préparation d'urgence.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3020

Effectivement, on va avoir l'occasion d'y revenir. Je suis consciente, Madame Guyon, que c'est un petit peu, probablement un peu décevant de vous faire dire : on va y revenir plus tard,

3025 mais malheureusement, comme on ne peut pas effectivement avoir tous les experts sur place en tout temps, on a prévu, à la séance de mardi, la séance 10 qui est le mardi 15 mars à 19 heures, on a prévu de traiter spécifiquement des plans de mesures d'urgence. Et on a effectivement, tout comme vous, plusieurs questions à ce niveau-là. Et l'organisation que monsieur Grenon vient de mentionner, la SIMEC, la Société d'intervention maritime, va effectivement être présente. On va également avoir la présentation du ministère de la Sécurité publique.

3030 Parce que vous nous présentez ça comme si c'était relativement facile, mais je suis sûre qu'il y a beaucoup de défis dans ce genre d'intervention là. Donc, on va avoir l'occasion de fouiller plus cette question-là le mardi 15 mars.

Mme ANNE-CÉLINE GUYON

3035 Merci beaucoup.

LE PRÉSIDENT :

3040 Merci à vous.

M. PIERRE DUMONT

3045 **LE PRÉSIDENT :**

J'appellerai maintenant monsieur Pierre Dumont à Laval. Bon après-midi, Monsieur Dumont.

3050 **M. PIERRE DUMONT :**

Bonjour, Monsieur le président, Madame et Monsieur les commissaires. Vous me recevez?

3055 **LE PRÉSIDENT :**

Oui, oui, très bien, et je vous écoute.

M. PIERRE DUMONT :

3060 Écoutez, ça va être une question très simple, avec un léger préambule.

LE PRÉSIDENT :

Je me méfie quand on me dit ça.

3065

M. PIERRE DUMONT :

Non, non, non, ne vous inquiétez pas. On parle de huit cent soixante (860) traverses de cours d'eau, quatre-vingt-deux (82) bassins versant. On parle d'un risque reconnu par le promoteur de l'ordre d'un déversement par quatre ans et demi, environ, si on retient leurs chiffres; si on regarde ailleurs, c'est peut-être le double, c'est peut-être quatre fois ça. Keystone TransCanada, ça a été seize (16) fois ça dans la première année d'opération, d'après les sources que j'ai consultées.

3070

On parle d'une capacité de détection avec le système SCADA d'un point cinq (1,5 %) à deux pour cent (2 %), il y a une marge, quand même point cinq pour cent (0,5 %) d'un million de barils c'est beaucoup. On ne sait pas à quoi ça s'applique, sous quelles conditions de débit dans le pipeline ça s'applique, ces possibilités de détection là.

3075

Mais on a aussi des situations où même si tout est en place, même si tous les dispositifs SCADA ou autres sont en place, on est en deçà du un point cinq pour cent (1,5 %) de variation de pression dans le système. On est sous couvert de glace et de neige, et comment on détecte — ou en situation de frasil, d'embâcle, de tempête de verglas — comment on détecte un déversement, un écoulement qui ne déclencherait pas le système SCADA, par exemple?

3080

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Bergeron, vous faites référence entre autres à différentes façons de détecter des déversements. Il y a des gens ce matin, et dans votre rapport vous indiquez vous-même qu'il y a un certain nombre de déversements qui sont observés par des passants qui vous font signe, alors, au fond, monsieur soulève l'efficacité ou les limites associées à la détection SCADA.

3085

3090

M. LOUIS BERGERON :

Merci, Monsieur le président. Écoutez, en ce qui concerne la détection par SCADA, c'est effectivement autour d'un et demi à deux pour cent (1,5-2 %) la limite de détection. Mais ce sur quoi j'aimerais vous rassurer, c'est que les opérateurs dans la salle de contrôle ont tous les outils pour détecter une fuite, bien avant le système de détection SCADA.

3095

3100

3105 Je m'explique : dans la salle de contrôle, on a cinq opérateurs qui vont être dédiés – c'est la même chose qu'avec Keystone – cinq opérateurs dédiés à Énergie Est, et il y en a un qui est dédié à cent pour cent (100 %) au suivi de la conduite pour identifier une fuite potentielle. Et l'exemple qu'on peut donner, c'est comme un pilote d'avion. D'ailleurs, je vous dirais que nos opérateurs ont un simulateur sur lequel ils doivent être certifiés à chaque trois ans, et sur le simulateur, on fait des scénarios de déversements potentiels, on fait des scénarios où il se passe des choses anormales, et l'opérateur doit démontrer qu'il a la capacité de réagir rapidement.

3110 Le système de détection de fuites, dans le fond, encore une fois c'est un peu comme le pilote d'avion qui attendrait d'avoir une alarme avant de réagir quand il y a une situation anormale. Alors, l'opérateur dans la salle de contrôle est en mesure de voir, au niveau des paramètres d'exploitation, lorsqu'il y a des choses anormales qui se passent et de réagir rapidement. Et le système de détection de fuites est un outil supplémentaire, c'est une couche de protection supplémentaire, au cas où l'opérateur ne l'aurait pas détectée.

3120 Donc, je vous dirais qu'il y a plusieurs couches de protection et il y a des événements qui sont arrivés sur Keystone – encore une fois, tous les événements sur Keystone sont dans des stations de pompage. On pourra élaborer davantage au cours de la semaine là-dessus, mais la majorité des événements qui sont arrivés sur Keystone ont été identifiés par les opérateurs.

3125 C'est arrivé à une reprise où il y a eu effectivement un appel qui a, à toutes fins pratiques, coïncidé avec le moment où la décision d'arrêter la conduite avait été prise. On pourra élaborer davantage là-dessus. C'est sûr que, comme entreprise, on apprend de ces expériences-là et on est capable de s'améliorer continuellement.

3130 Je vous donne un autre exemple : un déversement qu'on a eu à Severance. On a identifié la fuite qui était point un pour cent (0,1 %) du débit. C'est l'opérateur qui a identifié la fuite et, à ce moment-là, qui a arrêté la conduite.

3135 Donc, on a quand même beaucoup d'outils, on a de la formation, et je vous dirais aussi, le fait qu'on a des conduites qui sont nouvelles, qui font appel aux toutes dernières technologies, qui nous permettent d'avoir des milliers de capteurs sur la conduite pour identifier, encore une fois, les situations anormales, est un facteur qui joue en faveur d'Énergie Est.

LE PRÉSIDENT :

3140 Le système de détection SCADA est un système qui est utilisé, qui est largement utilisé?

M. LOUIS BERGERON :

3145 Je vous dirais, Monsieur le président, c'est quelque chose qui a beaucoup évolué dans les
dernières années. Les pipelines qui ont été bâtis dans les années 40-50, par exemple, n'avaient
pas ces systèmes-là. Ce sont des systèmes qui ont beaucoup évolué depuis une dizaine
d'années et qui continuent à évoluer rapidement. Évidemment, avec l'informatique aujourd'hui et
3150 la capacité d'avoir accès à beaucoup d'informations et d'analyser l'information en temps réel de
façon très rapide, ça fait en sorte que ces outils-là se développent rapidement et sont
continuellement en amélioration.

Donc, évidemment, on veut faire appel à ces outils-là pour, encore une fois, avoir une
couche de protection supplémentaire. Mais nos opérateurs qui sont formés et qui sont testés
3155 régulièrement doivent être capables d'identifier une fuite de très faible volume par eux-mêmes.

LE PRÉSIDENT :

Alors, qu'est-ce qui explique que les détections se font des fois, dans votre rapport, par
3160 des passants?

M. LOUIS BERGERON :

Est-ce que vous parlez de Keystone ou vous parlez des pipelines en général?
3165

LE PRÉSIDENT :

Pipelines en général.

M. LOUIS BERGERON :

O.K. Les pipelines en général, Monsieur le président, comme je vous mentionnais, surtout
ceux qui ont été bâtis il y a vingt-cinq (25) ou je dirais peut-être trente-cinq (35), quarante (40)
ans, n'avaient pas évidemment les mêmes technologies.
3175

Par exemple, les vannes de sectionnement automatisées comme on aura ici, les cent sept
(107) vannes automatisées au Québec, les vieux pipelines n'avaient pas nécessairement des
vannes automatisées qu'on pouvait opérer à distance, n'avaient pas nécessairement la même
quantité de débitmètres ou d'indicateurs de pression.
3180

Donc, je vous dirais que le fait qu'on en a en très grande quantité maintenant, ça fait en
sorte qu'on a beaucoup plus d'informations et avec l'informatique, on peut analyser cette
information-là de façon beaucoup plus efficace.

LE PRÉSIDENT :

3185

Madame Grandbois?

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3190

Monsieur Dumont mentionnait en particulier la situation en hiver. En tout cas, pour ce qui est de la détection visuelle, c'est sûr qu'en hiver, normalement, peut-être pas notre hiver, cet hiver, mais normalement, la détection en hiver c'est clair que ça pose des problèmes. Bon, théoriquement, ça ne doit pas affecter la détection à distance via vos opérateurs, est-ce que, par contre, je me pose la question comme tout d'un coup, là, est-ce que les épisodes de froid extrême peuvent affecter, disons, l'efficacité des senseurs?

3195

M. LOUIS BERGERON :

Non. Il n'y a pas d'impact.

3200

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

Il n'y a pas d'impact? Merci.

3205

LE PRÉSIDENT :

Merci, Monsieur Dumont.

M. PIERRE DUMONT :

3210

Peut-être juste compléter. Dans ce cas-là, moi, ce que je comprends, j'ai lu des milliers de pages.

LE PRÉSIDENT :

3215

Pardon?

M. PIERRE DUMONT :

3220

J'ai lu des milliers de pages des documents de TransCanada, il y a des sections que j'ai lues très attentivement, et c'est la première fois qu'on me mentionne, et j'imagine que ça va être pris en note, qu'on me mentionne que TransCanada dispose d'une capacité quasi totale de détection d'une fuite dans un temps rapide.

3225 Ce n'est pas ce qui est mentionné dans les documents qui ont été déposés à l'Office
national de l'énergie. Et ça m'étonne qu'aujourd'hui on entende le contraire. Je pense qu'il y a
quelque chose, il y a des précisions à faire apporter dans ce domaine-là, parce que l'affirmation
que je viens d'entendre c'est : ne vous inquiétez pas, on peut, à toutes fins pratiques, à peu près
tout détecter, quelles que soient les conditions.

3230 Merci.

LE PRÉSIDENT :

3235 Merci à vous, Monsieur Dumont. Madame Grandbois.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3240 Alors, je voulais m'assurer de pouvoir poser une question. Le thème cet après-midi c'était,
bon, les différents modes de transport puis c'était notamment la question de la capacité de
transport des hydrocarbures au pays, et on a les gens du Bureau de la sécurité du transport et
de l'ONÉ avec nous aujourd'hui, mais on ne les aura pas toute la semaine.

3245 Donc, j'avais une question que j'estime importante puis je pense que, probablement, il y
en a plusieurs dans la salle qui se sont probablement eux-mêmes posé la même question.

3250 Si je retourne — là, je parlerais dans un premier temps aux gens de l'Office national de
l'énergie — je retourne à votre rapport *Avenir énergétique du Canada en 2016*. Vous avez sorti,
vous sortez ça annuellement, vous venez de sortir la dernière édition tout récemment, et pour la
première fois vous avez, enfin, je pense que vous mentionnez pour la première fois, vous avez
inclus dans votre document, vous avez fait l'analyse, une analyse de sensibilité. Parce que dans
ce document-là, ils estiment, notamment, quelle va être la production de pétrole pour des
3255 années X puis ils font certains scénarios au niveau des prix. Enfin, ils font différentes
évaluations, différentes estimations et ils ont donc bâti un scénario de capacités pipelinières
limitées, qu'ils ont comparé à leur scénario de référence, qui est un scénario avec des
hypothèses moyennes.

3260 Et dans ce scénario de capacités pipelinières limitées, vous avez fait l'hypothèse que les
grands projets d'oléoduc, dont Oléoduc Énergie Est, vous avez fait l'hypothèse qu'aucun de ces
grands projets-là ne verrait le jour et vous avez donc regardé, vous avez alors regardé quel
serait l'impact s'il y avait pas cette capacité additionnelle au niveau du transport par pipeline,
quel serait l'impact sur le niveau de la production de pétrole canadienne.

3265 Et vous avez conclu donc dans ce scénario, puis bien sûr c'est un scénario puis c'est un
scénario à l'horizon 2040, vous avez conclu que la production de pétrole canadienne serait huit

pour cent (8 %) inférieure, dans ce cas-là, à la production dans le cas du scénario de référence où il y aurait une capacité pipelinière supérieure.

3270 Donc, ma question : cette réduction de production de huit pour cent (8 %), quand je lis votre analyse, j'ai l'impression que vous l'attribuez principalement au report, au fait qu'il y a des mises en chantier de projets qui vont être reportées et qu'il y aura moins d'investissements. J'ai l'impression que vous attribuez donc cette réduction de production là plus à ces facteurs-là qu'au fait que la capacité de transport par rail serait insuffisante.

3275 Et j'aimerais donc vous entendre là-dessus pour mieux comprendre si effectivement la réduction de huit pour cent (8 %), selon l'Office national de l'énergie, est due à des décisions d'affaire des entrepreneurs, des producteurs qui décident de faire moins de projets, moins d'investissements parce que, bon, notamment, le rail est plus coûteux que le pipeline, est-ce que c'est principalement dû à ça? Est-ce que c'est principalement dû au fait que la capacité de transport par rail ne serait pas suffisante ou est-ce que c'est un mélange des deux?

3280 **M. JEAN-DENIS CHARLEBOIS :**

3285 Je vous dirais que c'est essentiellement un mélange un des deux et aussi une combinaison de comment ces deux facteurs-là interagissent, qui sont inclus dans notre modèle et qu'on fait une prévision jusqu'à 2040 pour en arriver à cette conclusion-là.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3290 Donc, les deux facteurs joueraient, O.K. Donc, à la fois un problème, bon, une question de décision d'affaire de la part des producteurs de pétrole et un problème de capacité de transport, O.K. Et vous mentionnez justement, dans votre rapport un peu plus loin, vous avez une section « Principales incertitudes », et vous notez que : « L'accroissement de la capacité de transport par rail pour acheminer ces volumes [...] » Puis on parle donc d'un volume minimal pour compenser l'absence de capacité additionnelle par pipeline. Donc, vous mentionnez : 3295 « L'accroissement de la capacité de transport par rail constitue une incertitude. »

3300 J'aimerais vous entendre également là-dessus et je comprends que ce n'est pas nécessairement vous qui avez travaillé à ce document-là, mais donc me dire ce que vous pouvez me dire et avoir peut-être un complément là-dessus pour qu'on saisisse mieux si en l'absence de capacité de pipeline additionnelle, quelle est vraiment l'estimation que l'ONÉ fait au niveau de l'impact que ça aura sur la production, sur la réduction de la production de pétrole canadienne?

3305

M. JEAN-DENIS CHARLEBOIS :

3310 C'est une question très précise que vous nous posez là, donc je vais, comment dire, skipper la rhétorique et je vais la prendre en délibéré pour vous donner une réponse aussi précise que votre question.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3315 Et c'est clair qu'on comprend que c'est une question pas facile qu'on vous pose là. C'est une des premières fois que l'ONÉ s'avance à faire des scénarios de cette nature-là dans son rapport, mais comme vous comprendrez, c'est au coeur de la réflexion que la commission va devoir faire. Les préoccupations des gens par rapport aux émissions de gaz à effet de serre sont bien sûr en lien avec, disons, l'estimation, les estimations qui vont être faites à ce sujet-là. Donc,
3320 on va être très intéressés à avoir vos...

Mme GERMAINE ROY

3325

LE PRÉSIDENT :

Alors, j'appelle madame Germaine Roy.

3330

Mme GERMAINE ROY :

Bonjour.

3335

LE PRÉSIDENT :

Bonjour, Madame.

Mme GERMAINE ROY :

3340

Afin de motiver la construction du pipeline, on dit souvent, je vois souvent ça dans des publicités et sur Internet aussi, que le pipeline est plus sécuritaire que le train. Pouvez-vous spécifier une fois pour toutes, clairement, que le pipeline n'enlèvera pas le transport par train, mais qu'on veut construire le pipeline parce qu'on veut multiplier par trois la production de pétrole des sables bitumineux?

3345

LE PRÉSIDENT :

3350 Et donc, votre question?

Mme GERMAINE ROY :

3355 Ma question c'est ça. Est-ce que vous pouvez spécifier clairement aux gens que le pipeline n'enlèvera pas le transport par train. On dit souvent : le pipeline est plus sécuritaire que le train. Alors, les gens pensent qu'en construisant le pipeline, on enlève le train sur les rails. Mais là, est-ce que vous pouvez spécifier que le pipeline, ce n'est pas pour enlever le train, c'est pour transporter trois fois plus de pétrole parce qu'on va produire trois fois plus de pétrole avec les sables bitumineux?

3360

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Bergeron, est-ce qu'un éventuel oléoduc ferait en sorte que le transport de pétrole par train serait substantiellement diminué?

3365

M. LOUIS BERGERON :

3370 Il y a deux éléments de réponse, Monsieur le président. Le premier c'est que je vous dirais que le coût de transport par pipeline est beaucoup plus avantageux. Donc, c'est clair qu'il y a un incitatif pour les raffineurs et les producteurs d'utiliser le pipeline, lorsqu'il est disponible, comme option par rapport au train. Donc ça, c'est la première chose.

3375 La deuxième chose, l'élément majeur qui a changé dans les derniers mois, c'est l'annonce l'automne dernier du plafond de cent millions de tonnes (100 Mt) par année en Alberta pour les producteurs, ce qui fait en sorte que les producteurs vont évidemment devoir prendre ça en compte dans leurs projets futurs, et ça vient mettre un frein, ça vient, si vous voulez, encadrer l'industrie davantage et je pense que ça, c'est un facteur important sur le développement futur.

3380 Évidemment, il y a toute la question aussi des prix du pétrole brut qui, selon plusieurs experts, est appelé à rester assez faible pour encore longtemps. Donc, tout ça, ce sont des éléments qui jouent nettement en faveur de la réduction du transport par rail.

LE PRÉSIDENT :

3385 Rappelez-moi encore, tout à l'heure je pense que vous l'aviez dit, actuellement, en Alberta, il y a combien de tonnes qui sont émises par année?

M. LOUIS BERGERON :

3390

Soixante-dix millions de tonnes (70 Mt) par année.

LE PRÉSIDENT :

3395

Soixante-dix millions de tonnes (70 Mt), et donc là, ça serait donc à peu près trente pour cent (30 %) de plus, maximum. Une quarantaine de pour cent de plus, de soixante-dix (70) à cent (100).

M. LOUIS BERGERON :

3400

Exact.

LE PRÉSIDENT :

3405

O.K.

Mme GERMAINE ROY :

3410

Donc, ça veut dire que vous allez diminuer, d'après ce que monsieur Bergeron dit, il y aura moins de wagons qui vont circuler sur les rails s'il y a un pipeline?

LE PRÉSIDENT :

3415

Ce n'est pas tout à fait ça que j'ai compris.

Mme GERMAINE ROY :

Ce n'est pas tout à fait ça. J'ai peut-être mal compris, là.

3420

LE PRÉSIDENT :

C'est une hypothèse. C'est une piste, c'est une hypothèse.

Mme GERMAINE ROY :

3425

Une hypothèse, oui.

3430

LE PRÉSIDENT :

3435

C'est ce que j'ai compris, dans le sens que c'est un marché compétitif et les producteurs auront la possibilité de choisir l'un ou l'autre des modes de transport. Et monsieur Bergeron a fait référence à l'aspect financier, ce qui n'est pas négligeable. Donc, si des producteurs payent beaucoup moins cher pour le transport de leur pétrole par pipeline, probablement qu'ils vont prioriser ce choix-là.

3440

Évidemment, ça dépend aussi, d'après ce que j'ai compris — vous me corrigerez, Monsieur Bergeron —, des endroits à qui le pétrole est destiné. Alors, si ces endroits-là sont desservis par un pipeline, bien, ça sera ça. Si c'est desservi par les deux, bien, il y aura un choix.

3445

Mme GERMAINE ROY :

Donc, il faut arrêter de dire aux gens que le transport par pipeline va diminuer le transport par train ou bien va arrêter le transport par train.

3450

LE PRÉSIDENT :

Bien, ce n'est pas ce que j'ai compris de la réponse de monsieur Bergeron.

3455

Mme GERMAINE ROY :

Les gens vont avoir à choisir.

3460

LE PRÉSIDENT :

Bien, ce n'est pas ce que j'ai compris de la réponse de monsieur Bergeron. Ce n'est pas un choix, c'est-à-dire que les deux vont... ce que je comprends c'est que les deux vont continuer à exister, peut-être pas avec la même fréquence. S'il y a un pipeline, il y aura peut-être un peu moins de trains.

3465

Mme GERMAINE ROY :

Peut-être.

3470

LE PRÉSIDENT :

Peut-être.

Mme GERMAINE ROY :

Peut-être. Donc, on va arrêter de prononcer cette parole-là qui mêle les gens. Merci.

3475

LE PRÉSIDENT :

J'espère que les gens vont vous entendre.

M. LOUIS BERGERON :

3480

Est-ce que vous permettez que j'ajoute quelque chose, Monsieur le président?

LE PRÉSIDENT :

3485

Oui, je vous en prie.

M. LOUIS BERGERON :

3490

Je voudrais préciser. Lorsque vous avez une raffinerie, par exemple la raffinerie de Valero ici à Lévis, qui reçoit deux cent soixante-cinq mille (265 000) barils par jour de pétrole brut, si Valero choisit de recevoir, dans le scénario hypothétique, choisissait de recevoir du brut canadien à cent pour cent (100 %) et qu'Énergie Est est disponible, c'est clair que pour Valero, il y a un incitatif important à utiliser le pipeline pour amener le pétrole brut.

3495

Donc, Valero a un besoin de deux cent soixante-cinq mille (265 000) barils par jour qui va être comblé par Énergie Est et potentiellement, en partie, par Enbridge. Donc, je ne vois pas le scénario où Valero en plus rajouterait des wagons. On ne transporte pas deux fois le même baril.

3500

Alors, encore une fois, comme transporteur de pétrole brut par pipeline, je ne peux pas m'engager pour l'industrie en général dans l'est du Canada sur ce qui va se passer, mais basé sur l'expérience et, encore une fois, les conditions de marché, on peut anticiper avec une probabilité très grande qu'il y aura une réduction substantielle du transport par rail.

3505

LE PRÉSIDENT :

Madame Grandbois?

3510

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3515 Je vais me permettre, je vais faire une petite digression, je sors un petit de notre mandat,
mais je ne peux pas m'empêcher de poser la question. Parce que vous avez fait allusion, je
crois que c'est vous, hier, au projet de Belledune qui est un projet actuellement, évidemment qui
n'a rien à voir avec vous, mais où l'objectif est d'approvisionner un port en eau profonde en
hydrocarbures qui seraient transportés par train. Puis c'est sûr que des gens en lien avec la
question de madame Roy, les gens se disent : « Bon, bien, on va avoir un pipeline, mais on va
3520 avoir les trains qui vont passer pareil pour aller à Belledune. »

3525 Ma question pour vous c'est, est-ce que le pipeline qui va passer au Nouveau-Brunswick,
je ne sais pas, moi, pas très, très loin finalement de Belledune, puis c'est très hypothétique, mais
si jamais le pipeline voit le jour et si jamais le projet de Belledune continue d'avancer, est-ce que
c'est quelque chose d'impossible qu'éventuellement les gens de Belledune choisissent de faire
venir le pétrole en bonne partie par pipeline et puis faire le dernier petit boutentrain ou
autrement, là?

M. LOUIS BERGERON :

3530 L'objectif, Madame la commissaire, du projet de Belledune, c'est l'exportation de pétrole
brut. Il n'y a pas de raffinerie à Belledune. Donc, c'est clairement d'exporter le pétrole brut. Et ce
sont des gens d'affaires, et je vous dirais c'est la même chose en Alberta actuellement. Les
propriétaires d'installations de terminaux de chargement de train sont à évaluer – il y avait un
3535 article plus tôt dans le journal cette semaine – sont à évaluer des expansions assez
significatives.

3540 Donc, vous avez des gens d'affaires qui disent : O.K., il y a une production substantielle, il
y a un besoin d'exporter et on sait qu'au niveau des permis pour installer des équipements pour
charger et décharger les trains, les délais sont beaucoup plus rapides que pour un projet de
pipeline.

3545 Alors, le projet de Belledune, je n'en connais pas énormément, mais ce que je lis dans les
journaux c'est qu'il y a des promoteurs qui veulent avoir une installation en service en 2017 et
qui ont certainement vu une opportunité d'affaires.

3550 Pour les producteurs, s'ils ont une capacité de transport d'un million point un (1,1 M) de
barils par jour avec Énergie Est, ce qui représente à peu près vingt-cinq (25) à trente pour cent
(30 %) de la production de pétrole canadien, c'est significatif. Donc, ça remet, si vous voulez, en
cause tous les projets de transport de rail. Parce que là, vous avez un mode de transport qui est
plus économique, qui est plus avantageux pour les producteurs et les raffineurs.

3555 Donc, ça vient vraiment changer le portrait complètement. C'est significatif, un point un million (1,1 M) de barils par jour. Alors, l'incitatif d'avoir un projet comme celui de Belledune devient beaucoup moins intéressant, parce que le producteur qui a une unité qui va démarrer, exemple, en 2018, aura à ce moment-là l'option d'aller avec Énergie Est, ce qui ne serait pas le cas évidemment sans le pipeline.

3560 **LE PRÉSIDENT :**

Juste pour clarifier. On parle tout le temps d'un virgule un million (1,1 M) de barils par jour, mais la capacité du pipeline serait un peu supérieure, je pense qu'elle pourrait, d'après ce que j'ai pu voir, atteindre presque un virgule trois millions (1,3 M) de barils par jour, un virgule deux neuf (1,29) quelque chose?

3565 **M. LOUIS BERGERON :**

3570 Monsieur le président, la conception est vraiment faite pour un point un million (1,1 M) de barils par jour, en fonction de la densité du pétrole brut. Exemple, dans le scénario à peu près impossible où ça serait uniquement du brut léger, à ce moment-là on pourrait avoir une capacité supérieure à un point un million (1,1 M) de barils par jour.

3575 Donc, théoriquement, on pourrait avoir une capacité supérieure, mais comme le pipeline va toujours être en exploitation avec des lots qui, soit dit en passant, vont prendre quelque chose comme quarante (40) jours pour se déplacer entre l'Alberta et le Nouveau-Brunswick, à ce moment-là, la capacité moyenne sera d'un virgule un million (1,1 M) de barils par jour.

LE PRÉSIDENT :

3580 En fait, je vous pose ça parce que ça met la table un peu pour ce que nous allons étudier par la suite. S'il y a des épisodes durant lesquelles le pipeline va transporter un virgule deux million (1,2 M) de barils par jour, évidemment tous les modèles et les analyses de risque qui ont été réalisées pourraient être remaniés pour tenir compte justement de cette éventualité-là, et c'est la raison pour laquelle je voudrais être sûr. Parce que je me dis, pourquoi il y aurait une
3585 capacité de presque un virgule trois million (1,3 M) quand vous voulez transporter un virgule un million (1,1 M)?

3590 Est-ce qu'on doit avoir cette fourchette-là pour jouer dans la sécurité ou pour vous donner une marge de manœuvre, dans le sens qu'en période de pointe, vous pourriez effectivement y aller avec un transport beaucoup plus important? On parle ici de cent mille (100 000) barils par jour, ce n'est pas anodin quand même.

M. LOUIS BERGERON :

3595

Non, effectivement. Monsieur le président, comme c'est une question très importante, ce que je vous propose, c'est que je vais vous revenir avec une réponse précise en début de soirée.

LE PRÉSIDENT :

3600

D'accord.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

3605

Monsieur Bergeron, j'ai compris de l'explication tout à l'heure, donc vous avez mentionné, bon, c'est du liquide qui circule sur tout le pipeline, donc toujours le même diamètre. Donc, il y a différentes batches; quarante (40) jours, donc il pourrait y avoir cinq, six, sept types de pétrole qui circuleraient simultanément à l'intérieur du pipeline.

3610

Donc, on pourrait avoir du brut léger, moins visqueux, donc, qui théoriquement peut circuler plus facilement, mais qui serait pour être entre deux couches de pétrole dilbit, donc plus dense, ce qui fait qu'on se tient toujours à ce moment-là, les liquides étant relativement incompressibles, autrement dit, peut-être que sur des distances énormes, c'est peut-être différent, mais il reste qu'essentiellement, donc, tout ça circulerait à la même vitesse tout le temps, c'est ce que je dois comprendre, qui fait qu'on se tiendrait toujours à un point un million (1,1 M), il ne serait pas possible d'accélérer pour faire passer du brut léger, parce qu'il y aurait, disons, avant et après, du brut plus lourd.

3615

Donc, c'est pour ça qu'on serait toujours très près d'un point un million (1,1 M) de barils par jour. C'est ce que je dois comprendre?

3620

M. LOUIS BERGERON :

Essentiellement. Par contre, je vais vous revenir avec une réponse très précise, parce que je veux être vraiment certain de répondre parfaitement à la question.

3625

LE PRÉSIDENT :

Alors, mon collègue, monsieur Germain, aurait quelques questions?

3630

3635

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Ça serait à TransCanada. C'est, bon, des questions de précision, en attendant, qui sont liées encore une fois sur les différents modes de transport. Tout à l'heure, j'étais allé du côté du BST, là, je vais aller de votre côté, c'est pour avoir un petit peu plus d'informations.

3640

Donc, ici, je vais référer au document qui est le PR3.6.8, autour de la page 7.3, donc dans lequel vous faites une comparaison des différents modes de transport du pétrole brut sur la base du nombre d'incidents par année.

3645

Donc, sur le tableau que vous présentez, ça serait des vérifications probablement que vous pourriez faire, c'est : s'agit-il de données canadiennes et américaines? Est-ce qu'elles sont consolidées? Quelle est la source exacte des données qui sont présentées dans ce tableau-là, qui s'appelle le tableau 7.1?

3650

Pour les incidents par train, est-ce que la fréquence présentée comprend seulement le transport du pétrole brut ou si on parle d'autres types de produits? Tout à l'heure, on faisait allusion aux matières dangereuses. Donc, apporter des précisions; si c'est négatif, nous préciser c'est quoi qu'on considère, autrement dit.

3655

Aussi, c'est combien de barils de pétrole? Donc, essayer d'avoir une comparaison train-pipeline pour voir c'est de combien, de quelle quantité on parle pendant le... parce que la comparaison qui est faite dans le tableau 7.1, pour essayer d'avoir le maximum d'informations possible, pour essayer de jauger c'est quoi le fond de l'histoire entre les incidents, autrement dit, entre pipeline et train.

3660

Je vous remercie.

M. LOUIS BERGERON :

3665

Dans la dernière partie de votre question, je ne suis pas certain d'avoir bien saisi. Vous voulez avoir par...?

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

3670

C'est confirmer les quantités de pétrole qui sont transportées pour les fins de la comparaison.

M. LOUIS BERGERON :

3675

Donc, basé sur quel, dans le fond, quel débit?

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Oui, bien, train et...

3680 **M. LOUIS BERGERON :**

D'accord.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

3685

Disons, si on fait la comparaison train-pipeline, donc est-ce qu'on parle de quantités significativement différentes? On voyait hier, lors de la présentation, ou tout à l'heure, plutôt, que le transport par train était très, très variable. Il y a eu comme un pic de transport l'an passé et ça a diminué beaucoup. Alors, c'est sûr que ça fait des données peut-être un peu moins fiables que ma perception pour le train, actuellement, pour le pétrole du moins, mais si on est capable de ramasser ça un peu avec des produits raffinés, bien entendu si on peut comparer, mais j'imagine que les wagons doivent se ressembler, là. On ne parle pas des mêmes points clairs, mais il reste que si on est capable d'avoir des comparaisons, autrement dit, c'est le but de l'exercice.

3690

M. LOUIS BERGERON :

3695

D'accord. Donc, on va tenter de faire quelque chose assez rapidement. Je ne sais pas si ça va être pour ce soir, je ne pense pas. Mais on va certainement vous revenir le plus tôt possible là-dessus.

3700

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Très bien. Merci.

LE PRÉSIDENT :

3705

J'aurais juste une très petite question au porte-parole du ministère des Ressources naturelles. Est-ce que votre ministère a un point de vue sur le mode de transport par train ou par pipeline?

3710

M. RICHARD SIROIS :

Ce sont des questions qui ont commencé, Monsieur le président, à être analysées dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques. Et je voulais mentionner qu'il y a un comité interministériel qui a été mis sur pied pour étudier le projet d'Énergie Est au Québec. Et

3715

ça fera l'objet d'analyses plus poussées à ce moment-là, mais pour l'instant, on n'a pas de position en tant que telle, pour répondre à votre question.

LE PRÉSIDENT :

3720

Mais est-ce que votre ministère a l'intention de se positionner institutionnellement parlant?

M. RICHARD SIROIS :

3725

Bien, les travaux qu'on va faire dans le cadre de ce comité ministériel là vont comprendre les différents modes de transport. Nous sommes déjà inscrits à l'Office national d'énergie pour le dossier et la position va être publique, va être connue au moment opportun.

LE PRÉSIDENT :

3730

Quand vous dites que vous vous êtes inscrit, pour agir comme intervenant éventuellement dans le cadre des preuves et des plaidoiries?

M. RICHARD SIROIS :

3735

Oui, au nom du gouvernement du Québec.

LE PRÉSIDENT :

3740

O.K. Merci.

M. RICHARD SIROIS :

3745

Bienvenue.

LE PRÉSIDENT :

Madame Grandbois?

3750

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3755

J'aurais une dernière question pour l'Office national de l'énergie. Tout à l'heure, on a parlé de capacité de transport par rail. Toujours dans votre document *Avenir énergétique du Canada en 2016*, vous mentionnez qu'il y a, et c'est un ordre de grandeur, ce n'est pas précis, précis dans le rapport, mais qu'il y aurait environ deux cent cinquante mille (250 000) barils par jour qui sont – là, je ne suis plus en capacité, je suis au réel, là – qui seraient transportés par rail. Mais

3760 ce n'est pas clair exactement c'est en quelle année et j'aimerais avoir la source aussi exacte de ces données-là et savoir, sur le deux cent cinquante mille (250 000) barils par jour qui seraient transportés par rail actuellement au Canada, le pourcentage des mouvements qui sont du côté de l'Ouest versus l'Est. Enfin, le plus de précisions possible sur ces volumes d'hydrocarbures.

3765 Parce qu'on a vu d'autres données tout à l'heure dans la présentation du... attendez un peu, je ne me souviens plus si c'était dans votre présentation ou dans celle du Bureau de la sécurité des transports, mais enfin, je veux être en mesure de comparer et valider ces données.

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

3770 Donc, on va prendre la question en délibéré. Donc, on va vous revenir avec l'année, la source et aussi le pourcentage des mouvements.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

C'est ça. Dans votre rapport, c'est à la page 103 que vous avez une référence.

3775 **M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :**

Parfait. Merci, Madame.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3780 Merci, Monsieur Plouffe. Et là, j'aurais une petite question, une dernière question pour le Bureau de la sécurité des transports. Je vais être encore en dehors de votre mandat, là aussi. J'avoue, je ne peux pas résister.

3785 Concernant le fameux déversement Kalamazoo, on comprend que c'est un déversement qui est arrivé aux États-Unis, donc ce n'est clairement pas au Canada, mais tout le monde sait que, enfin tout le monde sait, c'est qu'il y a eu énormément de choses écrites là-dessus, on sait que ça a pris dix-sept (17) heures avant que le pipeline soit arrêté. C'était un pipeline quand même de la compagnie Enbridge. Et ce qu'on pose comme question, et que sûrement
3790 beaucoup de gens se posent comme question, c'est est-ce que – et ça s'est fait il y a cinq ans, donc ce n'est pas non plus de la vieille, vieille histoire – est-ce que vous savez si, lors de l'incident, Enbridge avait en place une politique claire précisant à l'intérieur de quel délai les vannes devaient être arrêtées, s'il y avait une apparence de déversement?

3795 Autrement dit, est-ce qu'ils avaient en place le genre de politique qu'Oléoduc Énergie Est va avoir en place si leur projet voit le jour? Ils ont une politique très claire à ce sujet-là, en

dedans de X minutes, l'opérateur doit fermer les vannes s'il y a un signal qu'il y a un déversement potentiel. Donc, savez-vous si c'était le cas avec Enbridge?

3800

M. MANUEL KOTCHOUNIAN :

Écoutez, comme vous l'avez dit, ce n'est pas nous qui avons mené l'enquête sur cet accident. Mais ceci étant dit, évidemment, on a suivi, on a eu des discussions avec nos collègues américains, nos collègues du NTSB.

3805

En gros, le temps de réponse standard pour fermer le débit est d'environ dix minutes, selon les critères de l'industrie. Ceci étant dit, bien, comme vous l'avez dit, dans ce cas-ci, ça a pris dix-sept heures, mais là, il y avait toute une panoplie de raisons pour ça qui sont énumérées dans le rapport détaillé du NTSB.

3810

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

Mais donc, si je comprends bien, ce n'était pas parce qu'il y avait absence de politiques ou de procédures prévues, c'est donc dû à une succession d'erreurs, mais ce n'est pas en raison d'absence de procédures en place.

3815

M. MANUEL KOTCHOUNIAN :

C'est ce que nous croyons, mais encore là, on n'a pas mené l'enquête, mais c'est ça.

3820

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

C'est ce qui a sorti. De toute façon, je voulais avoir juste un résumé, parce que ça nous permet d'avoir ça rapidement. Et c'est accessoire, j'en conviens, mais par curiosité.

3825

LE PRÉSIDENT :

Nous avons abordé le sujet hier par rapport justement à ce pipeline et on avait noté que le pipeline était également, comme celui de l'Oléoduc Énergie Est, était recouvert d'époxy, et malgré tout on a commencé à en discuter, mais les pertes de métal dues à la corrosion externe étaient de l'ordre de cinquante pour cent (50 %) de l'épaisseur nominale.

3830

Et je me posais la question, je ne suis pas obsédé par les facteurs de modification conventionnels, mais ils jouent un rôle fondamental dans l'appréciation des risques. Et je me demandais, comment se fait-il, d'une part, que vous utilisiez un facteur de zéro virgule zéro six (0,06) donc qui veut dire une amélioration de l'ordre de quatre-vingt-quatorze pour cent (94 %) de la fiabilité du pipeline pour la corrosion, quand on voit que le même, un pipeline à peu près

3835

similaire traité à l'époxy a vu, après quelques années à peine d'utilisation, une corrosion externe qui dépassait cinquante pour cent (50 %) la valeur nominale?

3840

M. LOUIS BERGERON :

Monsieur le président, je voudrais juste préciser, est-ce que vous faites référence à l'événement sur le pipeline Keystone?

3845

LE PRÉSIDENT :

Oui.

3850

M. LOUIS BERGERON :

D'accord. O.K. Bien, ce que je vous dirais là-dessus, c'est qu'on parle d'événements isolés, là. On ne parle pas d'événements qui se sont produits à des centaines de reprises. C'est vraiment des événements très isolés et qui sont causés par une mauvaise installation de la protection cathodique.

3855

Évidemment, en ce qui concerne les statistiques, on doit tenir compte de tous les facteurs et, effectivement, il peut y arriver des problématiques comme ça, qu'il faut qu'elles soient prises en compte dans nos statistiques. Mais je vous dirais, ce sont des événements isolés et une fois que la conduite est en exploitation depuis un certain nombre d'années, comme je mentionnais hier, ces événements-là, on les découvre rapidement.

3860

Donc, effectivement, la progression a été rapide. Et je vous signalerais que la raison pour laquelle la progression a été rapide, c'est que c'est justement, la qualité de ces revêtements époxy là est tellement bonne, que ce qu'on appelle la présence de holidays — un holiday c'est comme un point gros comme une épingle où il y a un défaut de revêtement d'époxy. Alors, ça, ça fait en sorte que lorsque vous avez une problématique comme on a parlé, hier, du problème où il y a une perte de métal de quatre-vingt-quinze pour cent (95 %), c'est exact, mais c'est sûr un diamètre extrêmement petit, parce qu'il y avait une imperfection extrêmement petite.

3865

3870

Donc, oui effectivement ce sont des événements qu'il faut absolument éviter et on a pris toutes sortes de mesures, dans le cas de Keystone et dans Énergie Est, notre conception va devoir s'adapter pour éviter la répétition d'un événement comme celui-là, mais ce sont des événements isolés très rares.

3875

LE PRÉSIDENT :

3880

Je comprends très bien, mais comment, dans l'application théorique de facteurs de modification, comment tenir compte justement de ces facteurs ou de ces événements isolés? Parce que vous attribuez quand même une valeur absolue. Quand vous dites : on utilise un facteur d'amélioration de quatre-vingt-quatorze pour cent (94 %) pour la corrosion, c'est une valeur absolue. Comment tenir compte de ces éléments, de ces événements isolés qui, ajoutés l'un à l'autre, pourraient influencer sur le facteur de modification?

3885

M. LOUIS BERGERON :

3890

Monsieur le président, si vous permettez, je vais demander à monsieur St-Laurent d'élaborer un peu plus sur le processus.

M. BRUNO ST-LAURENT :

3895

Monsieur le président, la raison pour laquelle ces taux-là ont été majorés ou modifiés avec des facteurs des fois qui sont, oui, effectivement, impressionnants — quatre-vingt-quatorze pour cent (94 %) —, c'est le fait que la base de données ou les bases de données qui ont été utilisées pour bâtir les statistiques, la PHMSA et l'Office national de l'énergie, qui totalisent trois cent cinquante mille kilomètres (350 000 km), c'est des données où, si on regarde aux États-Unis, la majorité des pipelines qui sont dans cette base de données là datent des années, il y en a quelques-uns des années 1930, et un gros pourcentage, près de soixante pour cent (60 %) ont été construits tout de suite après la guerre vers les années 50.

3900

Donc, tout ça fait qu'à ce moment-là, il n'y avait pas les éléments qui permettaient de détecter des défauts. Donc, les revêtements sont meilleurs. On a des outils d'inspection qu'on peut mettre, qu'on peut passer à l'intérieur, qui détectent des défauts. On fait ça très rapidement maintenant, après la construction.

3905

Puis si on regarde par la suite, donc au niveau de TransCanada, dans le même rapport que vous examinez, on a indiqué le taux d'incident qui est arrivé sur le réseau de TransCanada, son réseau de gaz depuis les années, début des années 60, donc ça a été construit depuis 1954, et on regarde le taux d'incident est d'à peu près point vingt-six (0,26). Donc, inférieur au point trente-quatre (0,34) qu'on utilise comme taux d'incident.

3910

Et si vous vous rappelez, hier, dans la diapo que monsieur Bergeron a présentée, au cours des douze dernières années, 2002 à 2014, sur les pipelines de TransCanada, on a un taux de point cent vingt et un (0,121). Donc, encore plus bas. Malgré cela, on utilise un taux de point trente-quatre (0,34). Donc, c'est tout ça ensemble, l'expérience de TransCanada, différents critères qui ont été utilisés pour arriver à ce facteur-là.

3915

3920 **LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Germain, ensuite madame Grandbois.

3925 **LE COMMISSAIRE GERMAIN :**

Oui. Monsieur St-Laurent, vous avez expliqué, vous avez utilisé les données, donc vous avez pris, juste pour bien comprendre la subtilité, donc il y avait des pipelines dans les bases de données de référence que vous avez utilisées, donc il y avait des pipelines qui datent des années 30 et disons 40, 50, mais vous avez considéré les données sur ces pipelines-là qui étaient entre 2002 et 2013. Est-ce exact?

3930 **M. BRUNO ST-LAURENT :**

3935 Non. On a pris l'ensemble des données, donc de l'Office national et de la PHMSA, et en considérant ces données-là, c'est là qu'on arrive à un taux d'un point dix-huit (1,18). Mais ça comprend tous les pipelines depuis le début des années 30. Donc, évidemment, quand on parle de pipelines plus récents, les nouvelles technologies font que les taux sont plus bas que ça, et c'est comme ça avec les facteurs d'ajustement qu'on arrive à un taux plus bas.

3940 À titre d'exemple, d'ailleurs, si on regarde au niveau de l'Australie, les taux sont... les bases de données qu'on a regardées, mais qui ne sont pas incluses là-dedans, le taux, au lieu d'être trois point quatre (3,4) fois inférieur à ce qu'on a, puis étant donné qu'ils ont des pipelines plus récents, ils sont près de dix fois inférieurs au taux d'un point dix-huit (1,18) qu'on a dans les bases de données utilisées.

3945 Donc, c'est tous ces facteurs-là qui sont pris en compte dans le processus.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

3950 Ce qu'il faut bien comprendre, c'est parce que dans la référence, dans le PR3.6.3, pages 2-4 à 2-16, on mentionne que les bases, les données américaines couvrent une période – ça, c'est une référence dans votre document – de 2002 à 2013. Et pour les données canadiennes, ce n'est pas précisé c'est quoi les données que vous avez prises, la plage de données, pour établir, autrement dit, votre fréquence de référence. Parce qu'après ça, vous avez établi votre fréquence modifiée.

3955 Mais pour les fréquences de référence, ce que je comprenais, c'est que c'était des données qui avaient quand même, ça pouvait être sur des vieux pipelines, que je comprenais, mais ce sont des données sur une période de 2002 à 2013 pour les données américaines, ce n'était pas précisé pour les données canadiennes.

Donc, je pense que ça vaudrait la peine de vérifier, confirmer sur quel échantillonnage de temps vous avez considéré pour établir vos fréquences de référence, tant pour les données canadiennes qu'américaines. Si c'est possible de faire la vérification?

3965

M. BRUNO ST-LAURENT :

On va faire la vérification, on va vous revenir.

3970

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Comme précision aussi, pour les données canadiennes, est-ce que ça comprend seulement les oléoducs ou ça comprenait les gazoducs aussi? Parce qu'on sait que c'est des gaz versus des liquides puis les pressions ne sont pas pareilles. Je vous remercie.

3975

M. BRUNO ST-LAURENT :

Je dirais que c'est les oléoducs, mais je vais valider également.

3980

LE PRÉSIDENT :

Madame Grandbois?

3985

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

Alors, je vais me permettre de poser une question qui n'est pas du tout, qui ne rejoint pas le thème de cet après-midi, c'est une question que j'aurais voulu poser hier soir et je n'ai pas eu le temps, parce que ceux qui étaient ici hier soir le savent, on a manqué de temps.

3990

Donc, c'est une question très générale concernant le mandat que le BAPE a obtenu. Dans notre mandat il y avait certaines exclusions. Donc, ma question va être pour le ministère du Développement durable, Environnement, Lutte contre les changements climatiques.

3995

Donc, dans la lettre-mandat du mandat confié au BAPE, le ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques a précisé que le gouvernement du Québec s'assurera que les obligations de consultation envers les Premières Nations seront respectées. C'est une obligation, ce n'est rien de nouveau. C'est normal que ça se soit une obligation du gouvernement du Québec.

4000

Donc, ce n'est clairement pas dans le mandat du BAPE, mais la commission aimerait savoir comment est-ce que le gouvernement du Québec compte s'assurer que les obligations

de consultation envers les Premières Nations seront respectées dans le cadre du projet Oléoduc Énergie Est?

Mme ANDRÉ-ANNE GAGNON :

Effectivement, on a une obligation de consulter puis on le fait, selon le guide intérimaire en matière de consultation des communautés autochtones. Et cette consultation-là va pouvoir débiter dès que le promoteur va nous avoir déposé son avis de projet en vertu de l'article 31.1 et suivant de la LQE.

Donc, c'est l'élément déclencheur, parce que de notre côté, on a besoin d'un document et de la documentation avec laquelle aller consulter les communautés autochtones. Donc, on n'a pas encore cette documentation-là. Donc, dès que le promoteur va avoir enclenché la procédure, on va pouvoir débiter.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

Merci, Madame Gagnon.

LE PRÉSIDENT :

Si je comprends bien, donc lorsque le gouvernement du Québec ira devant l'Office national de l'énergie faire ses preuves et sa plaidoirie, il n'aura pas forcément consulté aucune communauté autochtone?

Mme ANDRÉ-ANNE GAGNON :

Pour l'instant, ça n'a pas été enclenché, effectivement.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Écoutez, ceci clôt la deuxième séance. Je me remercie toutes les personnes ressources, le promoteur pour cette séance. Merci aux participants, que ça soit ici, à Laval, à Trois-Rivières ou à La Pocatière —, mais la coordonnatrice me fait signe, toutes sortes de signes qui signifient qu'il y a quelque chose qui accroche.

Alors, on me dit qu'il reste encore une madame, je ne l'avais pas dans mes listes, mais enfin, madame Monique Fontaine à Trois-Rivières.

Mme MONIQUE FONTAINE

Mme MONIQUE FONTAINE :

4045

Vous vous êtes assuré d'avoir mon oreille jusqu'à la fin.

LE PRÉSIDENT :

4050

Excusez-moi, Madame. Peut-être, par méprise, je vous ai oubliée, mais enfin, on peut prendre quelques minutes pour vous, Madame.

Mme MONIQUE FONTAINE :

4055

Ça ne sera pas long. Parmi les sites sur lesquels on a recensé des déversements, que ceux-ci soient majeurs comme le déversement de 1994 au Manitoba ou qu'ils soient jugés peu importants, j'aimerais savoir s'il existe des sites orphelins, c'est-à-dire des sites pour lesquels l'entreprise responsable du déversement n'a pas été en mesure, ou a trouvé un moyen de s'exempter, n'a pas été en mesure, dis-je, de rendre au territoire concerné son intégrité d'origine?

4060

LE PRÉSIDENT :

Madame Gagnon, je vous lance la question.

4065

Mme ANDRÉ-ANNE GAGNON :

Monsieur le président, je n'ai pas une liste exhaustive avec moi. Mais dans les cas effectivement où le promoteur, soit il a fait faillite ou pour une raison quelconque il n'est pas capable d'assumer ses responsabilités, parce que c'est effectivement sa responsabilité de décontaminer, s'il n'est pas en mesure de le faire, c'est vrai que les sites orphelins deviennent sous la responsabilité de l'État et c'est l'État qui doit assurer la gestion conforme des sols contaminés.

4070

LE PRÉSIDENT :

4075

Et est-ce qu'il y aurait une coresponsabilité avec l'ONÉ ou ça serait uniquement sous juridiction québécoise?

4080

Mme ANDRÉ-ANNE GAGNON :

C'est une bonne question.

Mme MONIQUE FONTAINE :

4085

Est-ce qu'il en existe, quels sont-ils, il y en a combien?

LE PRÉSIDENT :

4090

J'arrivais étape par étape, Madame. Oui, Monsieur Germain?

Mme ANDRÉ-ANNE GAGNON :

On peut peut-être vérifier puis vous revenir.

4095

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Oui. Bien, c'est une question pertinente. Vous avez fait allusion, du côté de l'ONÉ, qu'il y avait genre onze cent kilomètres (1 100 km) linéaires de pipeline qui était sous juridiction de l'ONÉ au Québec, donc est-ce qu'il y a des cas, jusqu'à maintenant, de pipelines orphelins?

4100

Du côté de l'ONÉ, je pense que c'est vers ça qu'on pourrait la cibler pour rester dans le domaine du comparatif du pipeline, parce que je ne voudrais pas qu'on fasse, personnellement, une comparaison entre un pipeline puis une station-service d'essence. Je pense que ça ne serait peut-être pas pertinent. Mais comparer des grandes installations, peut-être, pétrolières pour essayer de voir.

4105

Mais du côté de l'ONÉ, est-ce qu'il y a des cas au Québec, tant qu'à y être, ou ailleurs au Canada de pipelines orphelins ou de sites orphelins qui ont été pris en charge par l'ONÉ jusqu'à maintenant?

4110

M. JEAN-DENIS CHARLEBOIS :

À ce moment-ci, j'ai toutes les raisons de croire que de tels sites n'existent pas, mais laissez-moi confirmer ça pour m'assurer de vous communiquer l'information la plus exacte possible.

4115

LE PRÉSIDENT :

Et puis pour le ministère de l'Environnement, vous allez faire la même démarche?

4120

Mme ANDRÉ-ANNE GAGNON :

Est-ce qu'on parle seulement de pipelines abandonnés?

LE PRÉSIDENT :

4125

Bien, écoutez, des grandes installations. On ne rentrera pas dans un débat sur les mines, mais je sais qu'entre autres, pour les mines, il y a énormément de sites orphelins dont la responsabilité de restauration revient maintenant au gouvernement. Mais pour le pétrole, c'est ça, ciblez davantage pour le pétrole.

4130

Mme ANDRÉ-ANNE GAGNON :

Contamination par hydrocarbures de grandes installations.

4135

LE PRÉSIDENT :

Oui. Parce que la question de madame est très précise, est-ce qu'il y a des sites orphelins par rapport aux pipelines au Québec. Donc, je comprends que vous prenez la question en différé, la même chose pour l'Office national de l'énergie.

4140

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Et on se comprend qu'on ne parle pas de stations-service d'essence, on parle de grandes installations. Ça peut être de dépôts pétroliers importants, mais on oublie les stations-service d'essence.

4145

Mme MONIQUE FONTAINE :

Si je peux me permettre?

4150

LE PRÉSIDENT :

Oui, allez-y.

4155

Mme MONIQUE FONTAINE :

Si je peux me permettre de mettre en perspective une partie du mandat de l'ONÉ qui a été mentionné hier, je crois que c'est par monsieur Plouffe, qui parlait d'une responsabilité à l'égard de l'usage traditionnel des terres et territoires comme un élément, un critère de référence par rapport à ce qu'on entendrait par « rendre au territoire concerné son intégrité d'origine ». Dans la réfection d'un site, idéalement, on le rendrait à son usage, on respecterait, sauf la portion sur laquelle circule un pipeline. Donc, on dit qu'il est, à toutes fins pratiques, totalement sécuritaire.

4160

4165

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Alors, écoutez, la question a été prise à la fois par l'ONÉ et par le ministère du Développement durable. Possiblement que la réponse arriverait en soirée ou demain et il nous fera plaisir de vous en informer.

4170

Mme MONIQUE FONTAINE :

Merci beaucoup. Bonne soirée.

4175

LE PRÉSIDENT :

Oui, oui, bien sûr, à ce soir. Merci beaucoup.

4180

MOT DE LA FIN

LE PRÉSIDENT :

4185

Alors, encore une fois, merci à toute l'assistance. Merci à La Pocatière, Trois-Rivières, Laval, toutes les personnes qui ont participé là-bas. Merci bien sûr aux personnes-ressources, au promoteur, et nous allons avoir la troisième séance ce soir à 19 h.

Bon appétit.

4190

SÉANCE AJOURNÉE AU 8 MARS À 19 H

4195

4200

4205

Je soussignée, YOLANDE TEASDALE, sténographe officielle, certifie sous mon serment d'office que les pages qui précèdent sont et contiennent la transcription exacte et fidèle des propos recueillis par moi au moyen du sténomasque, le tout selon la loi.

4210

ET J'AI SIGNÉ :

4215

Yolande Teasdale, s.o./o.c.r.