

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

ÉTAIENT PRÉSENTS : M. JOSEPH ZAYED, président
Mme GISÈLE GRANDBOIS, commissaire
M. MICHEL GERMAIN, commissaire

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

PREMIÈRE PARTIE

VOLUME 5

Séance du 10 mars 2016 – 13 h
Salle Desjardins
Complexe les 2 glaces - Honco
275, avenue Taniata
Lévis

TABLE DES MATIÈRES

SÉANCE DE L'APRÈS-MIDI DU 10 MARS 2016

CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES DU PIPELINE ET DES INSTALLATIONS

INTÉGRITÉ DES PIPELINES – NORMES ET MEILLEURES PRATIQUES (SUITE)

MOT DU PRÉSIDENT 1

DÉPÔT DE DOCUMENTS 6

PRÉSENTATIONS :

PROCESSUS D'ÉTABLISSEMENT DES NORMES EN MATIÈRE

D'INTÉGRITÉ DES PIPELINES - NORMES VERSUS MEILLEURES PRATIQUES

GRUPE CSA, Mr. KEVIN McDOUGALL 15

PÉRIODE DE QUESTIONS :

QUESTIONS DE LA COMMISSION 21

MME DIANE GERMAIN 46

MME JOYCE RENAUD 48

M. MARC BRULLEMANS 51

M. GUY TRENCA 64

M. JACQUES ROUSSEAU 68

M. CLAUDE LAMBERT 73

SUSPENSION

REPRISE DE LA SÉANCE

MME MARIE DURAND 80

M. LOUIS GAGNÉ 84

M. LUC FALARDEAU 89

M. JEAN MÉTHOT 92

MME MONIQUE FONTAINE 97

M. BENOÎT CHEVALIER 99

M. BENOÎT BOUFFARD 102

M. LOUIS CASAVANT 104

MME DIANE GERMAIN 106

QUESTIONS DE LA COMMISSION 107

AJOURNEMENT – CONTINUÉE LE 10 MARS 2016 À 19 H

SÉANCE DE L'APRÈS-MIDI DU 10 MARS 2016
MOT DU PRÉSIDENT

M. JOSEPH ZAYED, PRÉSIDENT :

5
Bon après-midi Mesdames et Messieurs. Bienvenue à cette cinquième séance de l'audience publique sur le *Projet Oléoduc Énergie Est – Section québécoise*. Bienvenue également aux personnes qui nous écoutent à Laval, à Trois-Rivières, à La Pocatière et, également, dans le site web du BAPE.

10
Mon nom est Joseph Zayed et je suis président de la commission. Je suis accompagné par mes collègues commissaires, madame Gisèle Grandbois et monsieur Michel Germain. Je souhaite également la bienvenue aux personnes-ressources, en fait, nous en avons plusieurs. Il s'agit d'une séance qui est la poursuite de celle d'hier qui portait sur la caractérisation technique ou les caractérisations techniques du pipeline et des installations, tout comme sur l'intégrité des pipelines, notamment, en se basant sur les normes et sur les meilleures pratiques.

15
Donc, essentiellement, nous avons les mêmes personnes-ressources qu'hier, que j'inviterais à se présenter très brièvement. D'abord le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.

Mme ANDRÉ-ANNE GAGNON :

20
25
Bonjour, Monsieur le président. André-Anne Gagnon de la Direction régionale de l'évaluation environnementale et stratégique. Je suis accompagnée par ma collègue Annie Bélanger et Michel Duquette, encore une fois pour l'aspect risque technologique.

Il était resté une question en suspens donc vous me ferez signe si vous voulez que je...

30
LE PRÉSIDENT :

Tout à l'heure.

Mme ANDRÉ-ANNE GAGNON :

35
Parfait.

LE PRÉSIDENT :

40
Je vais juste faire un tour rapide des personnes présentes. Ensuite, du ministère de l'Énergie et Ressources naturelles.

M. PASCAL BRIÈRE :

45 Bonjour, Monsieur le président, Monsieur et Madame les commissaires. Pour le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, nous serons quatre représentants pour la séance de cet après-midi. Moi-même, Pascal Brière, je suis ingénieur à la Direction générale des hydrocarbures et des biocarburants.

50 Nous aurons également monsieur Daniel Paré, économiste, au Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques.

Nous avons monsieur Sébastien Charron, également économiste, à la Direction générale des hydrocarbures et des biocombustibles.

55 Et au site de La Pocatière, nous avons en ligne madame Lucie Rousseau qui travaille au secteur territoire, conseillère à la Direction régionale du Bas-Saint-Laurent.

LE PRÉSIDENT :

60 Merci, Monsieur.

M. PASCAL BRIÈRE :

65 Merci à vous.

LE PRÉSIDENT :

Le ministère des Transports du Québec. En fait, je n'ai pas le terme exact.

M. NORMAND TREMBLAY :

Oui, Normand Tremblay. Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

75 Je ne vous vois pas. Ah oui excusez-moi.

M. NORMAND TREMBLAY :

80 Je suis ici. Bonjour, Monsieur le président. Normand Tremblay, ingénieur, coordonnateur ministériel des services publics à la Direction du soutien aux opérations.

LE PRÉSIDENT :

85 Merci. La Régie du bâtiment du Québec.

M. PIERRE GAUTHIER :

90 Oui, bonjour. Pierre Gauthier, ingénieur, donc de la Direction des installations techniques à la Régie du bâtiment du Québec.

LE PRÉSIDENT :

95 Ensuite, l'Office national de l'énergie.

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

100 Bonjour, Monsieur le président. Marc-André Plouffe, je suis le directeur du Bureau régional de Montréal pour l'Office national de l'énergie et je suis accompagné de ma collègue Anne-Marie Bourassa Mota, qui est ingénieure, qui a joint l'Office en 2009.

LE PRÉSIDENT :

105 Merci. Et, finalement, le Bureau de la sécurité des transports du Canada.

M. JEAN L. LAPORTE :

110 Bonjour. Jean Laporte, administrateur en chef des opérations. Je suis accompagné de Manuel Kotchounian, ingénieur, enquêteur spécialiste des pipelines.

LE PRÉSIDENT :

115 Nous avons également quelques experts invités, mais avant de leur demander de se présenter, j'aimerais souligner que la commission est tout à fait consciente que certains experts invités ont collaboré à des études du promoteur. En conséquence, je leur demande d'indiquer leur lien avec le projet ou avec le promoteur en se présentant.

120 Alors tout d'abord, de DNV GL.

Mr. JAKE A. ABES :

Good afternoon Mr. President. My name is Jake Abes, I'm with DNV GL. We have offices across North America and in many countries and as you pointed out, one of our offices has done some work for TransCanada on the New Brunswick Terminal, that's out of our Eastern Office.

Thank you.

Bonjour, Monsieur le président. Je m'appelle Jake Abes et je suis avec DNV GL. Nous avons des bureaux dans l'ensemble de l'Amérique du Nord ainsi que dans plusieurs pays, et comme vous l'avez indiqué, un de nos bureaux a fait des travaux avec TransCanada sur le Terminal maritime du Nouveau-Brunswick dans notre bureau de l'Est.

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Monsieur Abes.

Je vous signale, puisqu'on vient d'avoir un premier échange en anglais, qu'il y a une interprétation simultanée de l'anglais au français. Les personnes qui le souhaitent peuvent donc aller chercher des écouteurs au kiosque en arrière de la salle à ma droite. Et ceux qui suivent les travaux, nos travaux, dans le site web du BAPE, peuvent choisir bien sûr la langue de leur choix.

Nous avons également comme expert invité, professeur Musandji Fuamba. Si vous voulez vous présenter?

M. MUSANDJI FUAMBA : :

Oui, merci, Monsieur le président. Musandji Fuamba, professeur à l'École Polytechnique de Montréal. Pas de projet, pas de relation avec le promoteur.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Nous avons également un professeur titulaire de l'Université Laval, monsieur François Anctil.

M. FRANÇOIS ANCTIL :

Bonjour, Monsieur le président. Oui, François Anctil de l'Université Laval. Je suis professeur au Département de génie civil et de génie des eaux, spécialisé en hydrologie, changement climatique et je n'ai pas collaboré avec le promoteur.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Et enfin, le Groupe CSA.

155

Mr. KEVIN MacDOUGALL:

Good afternoon Mr. President, Madame, Mr. Commissioners, Ladies and Gentlemen. I'm Kevin MacDougall with CSA Group, I'm the Director of Energy and Utility Standards, I would say, and with me is Susan Ho, the Program Manager for the Energy and Utility Standards Sector. And CSA nor myself, nor Susan has had any connection with the project.

Bonjour Monsieur le président, Monsieur et Madame les commissaires, mesdames et messieurs. Je suis Kevin MacDougall du Groupe CSA, ACNOR. Je suis le directeur des nouvelles normes en matière d'énergie et avec moi, j'ai Susan Oh, la directrice de programme pour les normes en matière d'énergie. Ainsi que moi-même, Susan et ni moi-même n'avons de connexion avec le projet.

LE PRÉSIDENT :

Merci beaucoup, Monsieur MacDougall. Monsieur Bergeron, est-ce que vous souhaiteriez présenter quelqu'un de votre équipe, quelqu'un de nouveau?

160

M. LOUIS BERGERON :

Je crois qu'on a la même équipe qu'hier soir, Monsieur le président.

165

LE PRÉSIDENT :

Parfait, je vous remercie. Donc, j'aimerais vous informer de deux, trois petits éléments.

Tout d'abord, vous pouvez vous inscrire au registre dès maintenant et ça sera valable jusqu'à la pause que nous ferons.

170

Il y a également quelques personnes hier qui n'ont pas eu l'occasion de poser leurs questions. Puisque c'est le même thème qu'hier, je me permettrais, d'abord et avant tout, de les appeler. Si ces personnes-là ne sont pas présentes, bien, on passera au suivant, mais elles auront priorité sur les personnes qui vont s'inscrire au registre d'aujourd'hui.

175

J'aimerais aussi vous signaler qu'hier, la commission a fait vraiment de grands efforts pour inscrire ses questions en complémentarité des questions des participants, de telle sorte que la commission n'a pas nécessairement abordé les questions qui sont importantes également pour

180

elle, de telle sorte que nous allons consacrer une première partie de la séance à permettre à la commission de poser, de façon première, ses propres questions.

185 Quant au registre d'inscription, bien sûr, vous pouvez vous inscrire, comme je l'ai dit tout à l'heure. Un registre est également ouvert dans chacune des salles satellites.

190 Considérant le nombre de participants, nous procéderons d'abord par une première ronde d'inscriptions au registre et nous fonctionnerons, comme les autres séances, 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.

195 Donc, chaque personne inscrite pourra poser une seule question. Si le temps le permet, nous procéderons à une deuxième ronde d'inscriptions. Jusqu'à maintenant, malheureusement, le temps ne l'a pas permis pour aucune des séances précédentes.

200 *A 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. La commission examinera toutes les questions et décidera des suites les plus appropriées à donner.

205 Alors, avant de commencer, peut-être, je demanderais au promoteur s'il a déposé des documents à la suite des séances précédentes et s'il y a des réponses additionnelles.

M. LOUIS BERGERON :

210 Monsieur le président, on va déposer plus tard dans la journée des réponses additionnelles. Par contre, à la pause, on va vous remettre l'étude qu'on appelait l'étude Stantec, qui s'appelle *Ottawa River Site Specific Risk Assessment*.

215 Pour votre information, l'étude est en traduction et sera disponible dans les meilleurs délais, mais on va vous la remettre à la pause pour être certains que vous l'avez un peu à l'avance de la session de ce soir.

LE PRÉSIDENT :

220 Merci, Monsieur Bergeron. Madame Gagnon, est-ce que votre ministère a des dépôts ou certaines réponses à des questions en suspens?

Mme ANDRÉ-ANNE GAGNON :

225 Oui, à la séance du 8 mars, en après-midi, on avait laissé une question en suspens. La question qui était :

230 « *Si une contamination liée à un oléoduc survient et que la compagnie responsable de la gestion de cet oléoduc n'est pas en mesure d'assurer ses responsabilités, un cas de faillite, par exemple, qui serait responsable de procéder à la décontamination et est-ce qu'il y aurait un partage avec le fédéral et le provincial? »*

235 Alors, donc, j'ai déposé la réponse en trois copies papier et copie électronique. Donc, selon la réglementation québécoise, l'article 9 du Règlement sur les matières dangereuses : Quiconque rejette accidentellement une matière dangereuse, par exemple un hydrocarbure, est tenu sans délai de faire cesser le déversement, aviser le ministère et récupérer la matière et toute matière contaminée par celle-ci. Donc, on inclut les sols, sédiments, eaux souterraines, et cetera, donc de procéder à une réhabilitation complète des lieux.

240 Maintenant, en ce qui concerne la surveillance de la contamination des sols par les hydrocarbures et quelles actions devraient être prises si une contamination survenait, ça pourrait peut-être être de responsabilité partagée. Si l'ONÉ, par exemple dans son autorisation, émettait certaines conditions en lien avec la contamination des sols, à ce moment-là, on pourrait appliquer des conditions d'autorisation de l'ONÉ et la réglementation québécoise en la matière.

245 Si la compagnie responsable de la contamination des sols sur des terres publiques faisait faillite et ne pouvait pas respecter ses responsabilités légales, il est probable que le site contaminé effectivement passerait dans le passif environnemental et serait sous la responsabilité de l'État pour des travaux de décontamination.

250 Donc, ça vient militer effectivement en faveur des garanties financières accessibles et suffisantes pour pouvoir pallier à ces éventualités.

LE PRÉSIDENT :

255 Merci Madame.

Mme ANDRÉ-ANNE GAGNON :

260 Merci.

LE PRÉSIDENT :

265 Pour le ministère de l'Énergie et Ressources naturelles?

M. PASCAL BRIÈRE :

270 Oui, nous avons une question en suspens concernant des projections de consommation de produits pétroliers. Donc, nous avons déposé ce document ce matin et j'inviterais monsieur Daniel Paré qui est avec moi, à vous expliquer, peut-être vous donner un degré de détail de plus sur ce que ça inclut exactement.

M. DANIEL PARÉ : :

275 Bonjour, Monsieur le président. Au ministère, on a un modèle qui s'appelle MÉDÉ pour Modèle d'évaluation de la demande en énergie. Ce modèle, on fait des scénarios régulièrement, et notre dernier a été produit en avril 2015.

280 Et, bon, il y a des hypothèses générales tant au niveau du prix du pétrole que du gaz naturel, de la croissance économique, la population, des choses comme ça. Et dans le scénario de référence qu'on a déposé aujourd'hui, il y a des actions, comme par exemple, les normes canadiennes d'émissions de GES pour les véhicules légers jusqu'en 2025, les cent mille (100 000) véhicules électriques qui sont l'objectif aussi du gouvernement du Québec pour 2020.

285 Des règlements aussi sur les émissions de gaz d'effet de serre pour les camions lourd, le PACC 2, qu'on appelle le *Plan d'action sur les changements climatiques*, le deuxième du ministère de l'Environnement, les actions qui sont connues sont incluses aussi dans ce scénario. Et on a aussi inclus le système de plafonnement et d'échange des droits d'émissions.

290 En incluant toutes ces données-là, on a supposé, dans le scénario de référence, que l'effort, dépassé 2020, serait le même jusqu'en 2050. Et là, vous avez un tableau qui est joint avec le document, qui vous donne ce que seraient, en millions de litres, les besoins ou la demande du Québec pour les principaux produits pétroliers au Québec. .

295 Grosso modo, si on parle de 2011 par rapport à 2031, la demande de produits pétroliers baisse de vingt pour cent (20 %) dans notre scénario et c'est de moins dix-sept pour cent (- 17 %) si on réfère à 2051.

300 **LE PRÉSIDENT :**

Excusez-moi, vous allez trop vite.

M. DANIEL PARÉ :

305

Pardon.

LE PRÉSIDENT :

310

Vraiment, c'est peut-être mon cerveau qui n'est pas tout à fait ouvert encore, mais reprenez les pourcentages?

M. DANIEL PARÉ :

315

Oui, d'accord.

LE PRÉSIDENT :

320

Donc, vous avez dit de 2011 à 2031?

M. DANIEL PARÉ :

Si on prend 2011 comme année de référence.

325

LE PRÉSIDENT :

Oui.

M. DANIEL PARÉ :

330

En 2031, on a vingt pour cent (20 %) de moins de demandes d'énergie au Québec pour les produits pétroliers.

LE PRÉSIDENT :

335

Et vous avez dit un autre chiffre par la suite?

M. DANIEL PARÉ :

340

Et pour l'horizon 2051, ça serait moins dix-sept pour cent (- 17 %).

LE PRÉSIDENT :

Moins dix-sept (- 17) par rapport à?

345

M. DANIEL PARÉ :

À 2011 encore, oui.

350

LE PRÉSIDENT :

Donc, je comprends que de 2031 à 2051, vous prévoyez une augmentation?

355

M. DANIEL PARÉ :

Une légère augmentation. C'est très, très différent, selon les produits pétroliers. C'est-à-dire qu'il y a, par exemple, dans le scénario de référence, le diésel, par exemple, qui est surtout utilisé dans le transport, dans le camionnage surtout, vu que l'augmentation du camionnage est quand même importante, on a une augmentation des besoins en diésel.

360

Par contre, du côté de l'essence, bien là, on a une diminution parce que l'essence est surtout utilisée pour le transport, véhicules de promenade, et là, avec, à la fois les normes carburant, les normes de GES fédérales et provinciales et ainsi que l'électrification des transports, ça fait en sorte que du côté de l'essence, qu'il y a des diminutions qui sont assez importantes.

365

LE PRÉSIDENT :

Excellent. Merci. Monsieur Germain.

370

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

375

Pendant que vous êtes ici, j'aurais une petite question. Avant-hier soir, bon, il y avait une discussion sur le prix de l'essence. C'est pour, par exemple dans l'hypothèse où le projet se réalise, le mécanisme actuellement au gouvernement du Québec qui fixe les prix, je me souviens qu'il y avait un prix plancher puis un prix plafond; ce mécanisme de fixation des prix plancher et plafond, j'imagine qu'il existe encore, et comment il fonctionne? Je ne sais pas si vous êtes capable de l'expliquer?

380

M. PASCAL BRIÈRE :

Écoutez, je ne maîtrise pas ce mécanisme au bout de mes doigts, je vais devoir consulter des collègues au ministère et vous revenir avec une réponse.

385

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

390 C'est ça. Autrement dit, ce que je chercherais à avoir, c'est dans les paramètres de fixation du prix plancher/prix plafond, ça veut dire, est-ce que le coût d'achat du pétrole par les raffineurs entre en ligne de compte? Donc, c'est ça que j'aimerais savoir.

M. PASCAL BRIÈRE :

395 O.K.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

400 Entre autres, notamment ce point-là, jusqu'à quel point ce facteur-là influence.

M. PASCAL BRIÈRE :

405 Parfait. Merci.

LE PRÉSIDENT :

410 D'autres choses, Monsieur Brière ou c'est terminé?

M. PASCAL BRIÈRE :

415 C'était la seule question que nous avons en suspens.

LE PRÉSIDENT :

420 Merci. Merci à vous deux.

425 Ministère des Transports du Québec, est-ce qu'il y avait quelque chose en suspens?

M. NORMAND TREMBLAY :

430 Oui. Madame la commissaire Grandbois a posé une question hier relativement aux critères de conception des ouvrages d'art utilisés par le ministère des Transports, pour faire le parallèle un peu avec les concepteurs de pipelines versus la norme Z662. Puis, en effet, bien, j'ai pu discuter avec un ingénieur concepteur ce matin. Ça fait que j'ai une brève réponse à vous fournir.

430 Les concepteurs du ministère des Transports utilisent également une norme CSA, la norme S6 intitulée *Code canadien* sur le calcul des ponts routiers. C'est une norme très volumineuse d'à peu près mille (1 000) pages. Sur ces mille (1 000) pages-là, il y en a une centaine qui sont consacrées au calcul parasismique, à l'aspect sismique. Ça fait qu'il y a un regard très précis qui est consacré, de la part des ingénieurs-concepteurs, versus les aléas sismiques.

Et l'article, notamment, 4.4.3 de la norme comprend quand même des exigences qui sont imposées aux ingénieurs-concepteurs d'ouvrages d'art.

435 Je vous en donne quelques-unes, par exemple, il faut considérer l'accélération horizontale à un emplacement donné — c'est vraiment par municipalité. Un exemple : La Pocatière, par exemple, les gens se questionnaient sur le risque sismique dans la région de Kamouraska, qui sont établis pour le Code national du bâtiment. Ça fait que les concepteurs d'ouvrages d'art au ministère sont très arrimés aussi avec le Code national du bâtiment en termes d'évaluation des risques sismiques, et ils doivent avoir une valeur déterminée par la Commission géologique du Canada.

440 Ça fait que c'est la Commission géologique qui détermine des valeurs d'accélération sur des périodes, eux autres ils appellent ça des périodes de retour de certaines occurrences. Par exemple, il faut considérer des conceptions fondées sur des occurrences de quatre cent soixante-quinze (475) ans, neuf cent soixante-quinze (975) ans et deux mille quatre cent soixante-quinze (2 475) ans. Ça fait que les périodes d'occurrences sont considérées de façon importante par les concepteurs d'ouvrages d'art.

450 **LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :**

Merci, Monsieur Tremblay.

455 **LE PRÉSIDENT :**

Merci. Maintenant, la Régie du bâtiment du Québec, je pense qu'il n'y avait rien en suspens.

460 L'Office national de l'énergie?

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

465 Nous n'avions pas de questions en suspens hier, mais nous avons déposé auprès de la commission, ce matin, trois réponses à des questions de la séance du 7 mars 2016.

Sur un, il y avait une question sur la cessation de l'exploitation. Je vous rappelle :

470 « *Si une société pipelinière fait faillite et qu'il n'y a pas suffisamment de fonds dans la fiducie prévue pour la cessation d'exploitation, qui sera responsable des coûts reliés à la cessation d'exploitation de ce pipeline?* »

Je vous réfère à la réponse écrite, elle est assez détaillée, mais je pense qu'elle couvre l'ensemble de la question posée.

475 La deuxième question portait sur les lignes électriques :

480 « *Est-ce que les lignes de transport et de distribution d'électricité nécessaires à alimenter les stations de pompage du Projet Énergie Est feront partie de l'évaluation de l'Office national de l'énergie? »* »

En fait, il est trop tôt pour répondre à cette question, car l'Office n'a pas encore déterminé si la demande de TransCanada était complète. Une décision finale sur la portée n'a pas été prise par le comité d'audience.

485 Cela dit, l'Office a demandé, lors de sa demande de renseignements 2.2, plus tôt en 2015, des renseignements plus détaillés sur la nature des différents régimes de réglementation provinciaux et la mesure dans laquelle les lignes de transport d'électricité requises pour le Projet Énergie Est seraient examinées. TransCanada a indiqué dans sa réponse que de nouvelles lignes d'électricité seraient requises au Québec. TransCanada ne les a pas incluses dans sa demande auprès de l'Office.

495 Donc, l'évaluation des lignes interprovinciales d'électricité est de juridiction provinciale et n'est donc pas du ressort de l'Office. Cependant, comme nous l'avons indiqué lors de la session du 7 mars, si une ligne d'électricité peut avoir un impact sur la protection cathodique du pipeline, cette question sera étudiée évidemment lors de l'audience.

500 Et la troisième question était sur combien de kilomètres de pipeline ont été inspectés par l'Office au Québec en 2015? L'Office réglemente des pipelines transfrontaliers et ses inspections peuvent porter sur un tronçon d'une longueur qui varie, selon le cas. Donc, dans certains contextes, elles peuvent viser des installations qui traversent même deux, trois ou quatre provinces. Elles peuvent également porter sur des parcs de stockage ou des stations de pompage, des installations qui ne se prêtent pas à une représentation kilométrique.

505 Donc, on peut vous dire qu'en 2015, l'Office national de l'énergie a réalisé quinze (15) inspections de pipelines ou d'installations au Québec, évidemment dans le but de protéger la sécurité du public, la sûreté et la protection de l'environnement.

LE PRÉSIDENT :

510 Alors, merci Monsieur Plouffe. Et finalement, Monsieur Laporte du BST.

M. JEAN L. LAPORTE :

515 Il y avait un dernier petit point, Monsieur le président, c'était de fournir une vue d'ensemble de l'industrie du pipeline au Canada, incluant les incidents et accidents sous responsabilité provinciale.

520 Donc, nous avons communiqué avec l'Association canadienne de pipelines d'énergie et je viens de recevoir, il y a quelques minutes à peine, un tableau statistique qui fournit les données pour tous les membres de leur association. Donc, ce n'est pas cent pour cent (100 %) des pipelines au Canada, mais c'est plus vaste que ce que nous avons présenté plus tôt cette semaine.

LE PRÉSIDENT :

525 C'est quel pourcentage à peu près?

M. JEAN L. LAPORTE :

530 Je ne peux pas vous dire, je viens de recevoir le fichier, je ne les même pas ouvert encore. Je viens de recevoir le message sur mon BlackBerry. Donc, on va déposer ce document en fin de journée après les audiences de cet après-midi pour la commission, et ça complète les éléments qu'on avait en suspens.

LE PRÉSIDENT :

535 Merci, Monsieur. J'inviterai maintenant monsieur MacDougall pour faire une présentation sur le processus d'établissement des normes en matière d'intégrité des pipelines et des meilleures pratiques. Une présentation d'une durée de quinze (15) minutes et ma collègue analyste, madame Julie Crochetière, à trois minutes de la fin, va vous montrer une pancarte pour vous informer qu'il reste trois minutes.

540 Alors, à vous la parole.

545

**PROCESSUS D'ÉTABLISSEMENT DES NORMES
EN MATIÈRE D'INTÉGRITÉ DES PIPELINES
NORMES VERSUS MEILLEURES PRATIQUES
PRÉSENTATION DU GROUPE CSA
Mr. KEVIN MacDOUGALL**

Mr. KEVIN MacDOUGALL:

Thank you Mr. President. Madame, Monsieur Commissioners. Again, as you can see I'm the Director of the Energy and Utility Sector with CSA of which Z662, the standard for oil and gas pipeline systems falls within. And with me is Susan Oh, who is here to support and assist as required.

So we are pleased that you've invited us here to provide information on CSA and the process for development in the offering of standards in the oil and gas and nuclear industries as well as the content of the standard Z662-15.

I might add that CSA has a vision to make the world a safer, better, more sustainable place to live and to work, and the standards that are developed through the CSA process aim to accomplish this vision.

Today, I would like to go through an introduction of the CSA Group and the standard development process; provide an overview of the standard Z662. We've been asked to provide some highlights of the key

Merci, Monsieur le président, Monsieur, Madame les commissaires. Comme vous pouvez le voir, je suis directeur du secteur Énergie services publics à la CSA, c'est-à-dire à l'Association canadienne des normes qui est responsable de la norme Z662 qui est la norme pour les systèmes de pipelines. Avec moi, j'ai Susan Oh, qui est avec moi pour m'appuyer au besoin, Susan Oh.

Nous sommes heureux que vous nous ayez invités ici pour vous donner de l'information sur l'Association canadienne de normalisation et le processus de développement et d'élaboration des normes dans le domaine pétrolier, gazier, ainsi que dans l'industrie nucléaire ainsi que le contenu des normes Z662-15.

J'aimerais ajouter aussi que l'ACNOR a comme vision de rendre le monde plus sûr et plus durable, là où vivre et habiter dans les normes avec le processus d'élaboration des normes qui visent à accomplir cette vision.

Aujourd'hui, j'aimerais vous donner une introduction à ce qu'est le Groupe CSA et le processus d'élaboration des normes, vous donner ensuite un survol de la norme Z662. J'aimerais vous présenter les changements principaux qui ont eu lieu en

changes that have taken place in 2015 to the standard and some supporting information.

I will proceed with the introduction. So, we are, CSA is approaching the 100th anniversary as an organization dedicated to, as I said, making this world a better, safer and more sustainable place to live and work. And we operate in three core businesses: standards development, certification and testing and product evaluation.

We are headquartered here in Canada and currently have thirty-five (35) offices in fifteen (15) countries. We have approximately eight thousand (8,000) expert members who serve on over thirteen hundred (1,300) standards development committees. And we maintain over three thousand (3,000) standards spanning fifty-four (54) technologies and services.

CSA standard is a not-for-profit membership-based association, as I said, serving business industry, government and consumers in Canada and the global market place.

CSA develops standards designed to enhance public safety and health, advance the quality of life and health, preserve the environment and facilitate trade. And CSA is accredited by the Standards Council of Canada.

2015 à cette norme et ainsi que certaines informations de soutien.

Je vais procéder avec mon introduction. Le CSA est proche de son 100e anniversaire en tant qu'organisation. C'est une organisation dédiée à rendre ce monde plus sûr, meilleur et plus durable pour vivre et travailler. Et nous opérons dans trois domaines de base : l'élaboration de normes, la certification et le test, ainsi que l'évaluation de produits.

Notre siège social est ici au Canada et, actuellement, nous avons trente-cinq (35) bureaux dans quinze (15) pays. Nous avons environ huit mille (8 000) experts membres qui servent sur plus de mille trois cents (1 300) comités d'élaboration de normes. Et nous maintenons environ trois cents normes que nous entretenons, qui couvrent cinquante-quatre (54) technologies et services.

Les normes CSA, c'est une organisation à but non lucratif, basée sur des membres, qui veut servir l'industrie, le gouvernement et les consommateurs et l'industrie dans le Canada ainsi que le marché mondial.

La CSA élabore des normes pour améliorer la santé et la sécurité du public et améliorer la qualité de vie et aider à préserver l'environnement et faciliter les échanges commerciaux. La CSA est accréditée par le Conseil des normes du Canada.

As you can clearly see by the information provided here in the slide, CSA standards address many areas outside of what we are actually addressing today. I will not get into the details of those areas but you can see they are very comprehensive and non-inclusive on that slide.

The Standards Development methodology, the CSA members actually develop the standards, the content of the standards and the CSA staff facilitates an accredited standards development process.

CSA functions as a neutral third party providing a structure and a form for developing the standard, but it is the committee members who write and update the standards.

CSA facilitates committees of volunteer experts to develop the standards using a balanced matrix approach. Each committee is structured to capitalize on the combined strengths and expertise of its members. Once published, the standards are revised and refreshed to address changing requirements and emerging technologies. Each standard is reviewed at least every five years as part of our process of continual improvement.

Standards are voluntary until referenced by government or by a regulatory authority.

Comme vous pouvez le voir clairement ici par l'information qui vous est donnée sur cette diapo, CSA standards couvrent plusieurs domaines à l'extérieur de ce qui nous intéresse particulièrement aujourd'hui. Je ne veux pas entrer dans les détails ici de tous ces domaines, mais vous pouvez voir que c'est très, très, complet et non-inclusif.

La méthodologie d'élaboration des normes maintenant; les membres de la CSA élaborent des normes et élaborent le contenu de ces normes et c'est le personnel de la CSA, par contre, qui facilite un processus accrédité d'élaboration de normes.

La CSA ou l'ACNOR fonctionne comme un organisme neutre qui fournit un forum pour l'élaboration de normes, mais ce sont les membres du comité qui écrivent et mettent à jour les normes.

La CSA a des comités de facilitation d'experts volontaires qui développent une approche matricielle et équilibrée. Chaque comité veut capitaliser sur la force combinée et l'expertise combinée de ses membres. Une fois que les normes sont publiées, les normes sont révisées, rafraîchies, mises à jour pour répondre aux besoins changeants et aux technologies émergentes. Chaque norme est révisée au moins à tous les cinq ans, dans le cadre d'un processus d'amélioration continue.

Les normes sont acceptées de façon volontaire jusqu'à ce qu'elles soient rendues obligatoires par le gouvernement ou par une autorité réglementaire.

On the slide that you see here, this diagram shows the main stages of CSA's accredited standards development process. I wanted to highlight the areas where there are opportunities for public involvement during the development of a standard.

The blue boxes indicate the public notification stages. They include notification at the start of a project. A sixty (60)-day public review period where the draft standard is made available for review and comment and I might add that CSA at this point publishes this on the CSA website, which is available to the public, and we have a community page which is also available to the public and we publish a newsletter promoting the information around the development of the standard.

All comments received during this period are considered by the applicable technical committee. After a standard is published, anybody or anyone can submit a suggestion for change or request for a formal interpretation of a requirement that is found within the standard.

I'll now provide an overview of the actual standard Z662-15, the oil and gas pipeline systems, is the standard that supports the operation of pipelines in the oil and gas industry.

The 2015 edition has eight hundred and seventy-five (875) pages in total and it has

Sur la diapo que vous voyez ici, ce diagramme vous montre les étapes principales du processus accrédité d'élaboration de normes du CSA. J'aimerais souligner les endroits où il y a des possibilités d'implication du public pendant l'élaboration d'une norme.

Les boîtes bleues indiquent les étapes de notification du public et comprennent la notification au début d'un projet de normes, une période d'examen de soixante (60) jours pendant que la version préliminaire de la norme est rendue disponible pour examen et commentaires. J'aimerais ajouter que la CSA publie cela sur le site web de la CSA qui est disponible au public. Et nous avons une page communautaire qui est aussi disponible pour le public et nous publions également un bulletin qui dissémine l'information reliée aux normes.

Tous les commentaires reçus pendant cette période de soixante (60) jours sont examinés par le comité technique correspondant. Après qu'une norme est publiée, n'importe qui peut soumettre une suggestion de changement ou une demande d'interprétation officielle d'une exigence contenue dans cette norme.

Maintenant, je vais vous donner un survol de la norme en question, la Z662-15, sur les systèmes de pipelines gaziers et pétroliers, c'est la norme qui vient appuyer l'exploitation d'oléoducs dans l'industrie pétrolière et gazière.

L'édition 2015 a huit cent soixante-quinze (875) pages et une approche sur le

a full-lifecycle approach from design through construction, operation, maintenance, right through to the abandonment of the actual pipeline.

The Z662 Technical Committee, the standard oil and gas pipeline systems is developed and maintained by this committee and a multitude of technical subcommittees: working groups, taskforces, and this is comprised of over two hundred and fifty (250) volunteers who dedicate their expertise, knowledge and insight into the content that goes into the standard.

The scope of the standard covers the design, construction, as I said, operation and maintenance of the pipeline systems that convey the fluids outlined on the slide in items a) through to e).

As far as the standard content, it's divided into seventeen (17) clauses and fifteen (15) annexes which are listed on the slide. I won't go through them in detail.

I will mention that the annexes or the standards — pardon me — the standards provide the actual minimum requirements. And the annexes provide additional guidance which resembles best practices.

Those are the final annexes that are contained within the standard.

In regard to the application of the standard, Z662 is referenced by oil and gas pipeline and facility regulators including the

cycle de vie complet du pipeline à partir de la conception jusqu'à la construction, l'exploitation, la maintenance et l'entretien jusqu'à l'abandon du pipeline.

Le Comité technique Z662, qui est la norme sur les pipelines pétroliers et gaziers et est maintenue par ce comité, par toute une multitude de sous-comités, de groupes de travail, de task forces, qui comprennent environ deux cent cinquante (250) volontaires bénévoles qui dédient leur connaissance pour entrer dans le contenu qui va entrer dans la norme.

La portée de la norme couvre la conception, la construction, l'exploitation et l'entretien des systèmes de pipelines qui transportent les liquides indiqués sur la diapo de a) à e).

Pour ce qui est du contenu de la norme, il est divisé en dix-sept (17) clauses et quatorze (14) annexes, dont la liste se trouve sur la diapo, je ne donnerai pas les détails.

Je vais mentionner que les annexes, pardon, la norme donne les exigences minimales et les annexes fournissent des guides supplémentaires qui ressemblent, si on veut, à des meilleures pratiques, des pratiques exemplaires.

Voici les annexes finales qui sont contenues dans la norme.

En ce qui concerne l'application de la norme Z662, on y fait référence par les organismes réglementaires des pipelines

National Energy Board for pipelines which cross provincial or international borders, as well as provinces of Ontario, British Columbia, Alberta, Saskatchewan, Manitoba, Quebec, New Brunswick and Nova Scotia.

The actual timing of regulatory adoption following the publication of a standard varies depending on the regulator.

The following slides contain the key changes which took place to the standard and were published in 2015. There is a requirement now in place for pipeline operations companies to have a safety and a loss control management system.

Pipeline operational companies are required to have programs which address the monitoring for internal corrosion. Requirements are also in place for field applied coatings and requirements are in place for the abandonment and deactivation of pipelines used to convey liquid or dense phase carbon dioxide as well as vapour phase carbon dioxide.

Other key changes are listed here on the slide which took place in the revision to the standard which was published in 2015.

Finally, I'll provide information around the supporting CSA standards which support Z662 so there is a standard Z246.1 on security

pétroliers et gaziers, y compris la Commission nationale de l'énergie pour les pipelines qui traversent les frontières internationales ou provinciales, ainsi qu'on y fait référence par la province de l'Ontario, la Colombie-Britannique, l'Alberta, Saskatchewan, Manitoba, Québec, Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Écosse.

Le timing de l'adoption réglementaire après la publication varie selon l'autorité réglementaire en question.

Les diapos suivantes contiennent les changements principaux qui ont eu lieu à cette norme, les amendements qui ont été publiés en 2015. Il y a une exigence maintenant qu'on met pour les exploitants de pipelines d'avoir un système de gestion de contrôle des pertes et de la sécurité.

Les compagnies de pipelines doivent avoir des programmes qui comprennent le suivi de la corrosion interne. Des exigences sont aussi en place pour les revêtements appliqués sur le terrain et il y a des exigences en place pour l'abandon et la désactivation des pipelines qui transportent du dioxyde de carbone en phase dense ainsi que du dioxyde de carbone en phase gazeuse.

D'autres changements clés sont listés ici sur la diapo. Ce sont des changements qui ont eu lieu dans la révision de la norme qui a été publiée en 2015.

Finalement, je vais vous donner de l'information sur les normes annexes de soutien de la CSA qui viennent appuyer la

management. There's a standard on emergency preparedness and response for the oil and gas industry at Z246-2. And there's a standard on damaged prevention which is standard Z247. There are also many more standards within CSA which support the standard Z662-15 for the operation of oil and gas pipelines.

Z662. Par exemple, il y a la Z246.1 sur la gestion de la sécurité; il y a une norme sur la réaction, l'intervention d'urgence dans le domaine de l'industrie pétrolière et gazière qui est la Z246.2; et il y a une norme sur la prévention des dommages qui est la norme Z247. Il y a aussi beaucoup d'autres normes à la CSA qui viennent appuyer la norme Z662-15 pour l'exploitation de pipelines gaziers et pétroliers.

That's it Mr. President.

Voilà, Monsieur le président.

555

**PÉRIODE DE QUESTIONS
QUESTIONS DE LA COMMISSION**

560

LE PRESIDENT

Merci beaucoup, Monsieur MacDougall.

565

Écoutez, je profite de cette présentation pour me lancer une dernière fois dans une démarche que j'ai amorcée il y a déjà quelques séances quand j'ai demandé au promoteur de nous expliquer un peu d'où viennent les facteurs de modification conventionnels que le promoteur a utilisés pour apprécier le risque d'accident. Et je fais le parallèle parce que je vois ici qu'il y a un processus de développement des normes qui comporte plusieurs étapes avec, notamment, des notifications publiques.

570

J'avais demandé à monsieur Bergeron et à son équipe quelles sont les raisons, comment est-ce que le promoteur a dérivé les facteurs de modification, qui sont quand même relativement importants. À titre d'exemple, le facteur pour la corrosion, il était de zéro virgule zéro six (0,06), donc ce qui voudrait dire que c'est une performance quatre-vingt-quatorze pour cent (94 %) supérieure à celle qui est dans la technologie précédente.

575

Le promoteur m'a donné de l'information à l'effet que ce sont eux, après avoir colligé les informations un peu partout à l'échelle internationale, mais c'est leur équipe finalement qui est arrivée à définir, à établir cette norme. En fait, ce n'est pas une norme, pardon, c'est un facteur de modification.

580

Alors, j'aimerais vous interpeler, Monsieur Abes, pour avoir votre avis là-dessus. Est-ce que c'est quelque chose de standard d'utiliser des facteurs de modification? Est-ce qu'il y a une démarche, disons extra promoteur, dans laquelle doit s'inscrire cette détermination du facteur de modification?

MR. JAKE A. ABES:

Thank you Mr. President. There is not a standard approach that is currently industry-accepted, so I think every project proponent develops their own approach to doing this. I think one of the challenges that we have in North America, and I think this came out in previous presentations, is there is not a common database in Canada for all pipelines.

So to develop a statistical database that is applicable to a particular project becomes a bit of a subjective approach. The pipelines that are covered by the CSA standard, for example, encompass the upstream production pipelines, the transmission pipelines such as the Energy East Gas Distribution Pipelines. The failure modes of each one of those are somewhat different because they face different threats to some extent.

So, if we are looking for a database that is representative of the type of pipeline that the Energy East is then to some extent it makes sense to look at large diameter oil pipelines within North American context and start with that. And I believe that is what TransCanada did is look at the US and Canadian statistics.

Merci, Monsieur le président. Il n'y a pas d'approche normalisée actuellement qui soit acceptée par l'industrie. Je pense que chaque proposant de projet, chaque promoteur élabore sa propre approche pour ce faire. Je pense qu'un des défis que nous avons en Amérique du Nord, et je pense que ça a déjà été présenté dans des présentations antérieures, c'est qu'il n'y a pas de base de données commune au Canada pour tous les pipelines.

Donc pour élaborer une base de données statistique qui soit applicable à un projet particulier, bien ça devient un petit peu une approche subjective. Les pipelines qui sont couverts par les normes CSA, par exemple, comprennent les pipelines de production en amont, les pipelines de transmission comme Énergie Est, les pipelines de distribution de gaz. Les modes d'échec et de défaillance de chacun de ces pipelines sont légèrement différents parce qu'ils ont différents défis dans une certaine mesure.

Alors, si on cherche une base de données qui soit représentative des types de pipelines qui sont semblables à Énergie Est, alors dans une certaine mesure, c'est logique de regarder surtout des pipelines dans le contexte nord-américain dans son ensemble et commencer par là. Et je pense que c'est ça

que TransCanada fait, ils ont gardé les statistiques américaines et canadiennes.

My understanding is they then looked at the specific factors in their pipeline and applied some sort of factor; for example, if they have a newer line, better coating then there were certain improvement factors that were applied to those basic statistics.

Ma compréhension c'est qu'ensuite, ils ont regardé les facteurs spécifiques dans leur pipeline et ont appliqué une espèce de facteur. Par exemple, s'ils ont un nouveau pipeline avec un meilleur revêtement, alors il y a certains facteurs d'amélioration qui sont appliqués à ces statistiques de base.

It makes sense to approach it that way but there is no way to, certainly there is no way to validate what those numbers would be. It would of necessity have some subjectivity based on subject matter experts who decide what those numbers are.

C'est logique d'approcher la chose de cette façon, mais il n'y a pas de façon de valider ce que sont ces chiffres. Nécessairement, il y a toujours une espèce d'aspect de subjectivité, selon les experts du sujet qui décident quels sont ces chiffres.

LE PRÉSIDENT :

Merci pour votre réponse, malgré le fait qu'elle m'embête parce que vous nous dites, au fond, que c'est une approche subjective et qui, en conséquence, ne pourrait pas être vraiment validée. Alors, la question qui se pose quand on détermine, on dérive le nombre d'accidents par unité, c'est quelle est la fiabilité de cette donnée si elle résulte d'une approche subjective et non validée?

MR. JAKE A. ABES:

I think in any risk analysis, a quantitative risk analysis, there is always some subjectivity in determining what the appropriate assumptions are for failure modes. And the risk analysis is never precise. It is simply one tool that helps a project proponent to make certain decisions and it can give certain guidance as to where the key issues are that need to be addressed but I don't think we can certainly look at those numbers as an absolute indication of risk.

Je pense que dans toute analyse de risque quantitative, il y a toujours une certaine subjectivité dans la détermination des hypothèses appropriées pour les modes de défaillance. Et l'analyse de risque n'est jamais précise; c'est simplement un outil entre d'autres qui aide un promoteur de projet à prendre certaines décisions. Ça peut donner certaines indications quant aux enjeux clés qui doivent être abordés, mais je ne pense pas qu'on puisse regarder ces

So there will be some subjectivity there, there are certainly a lot of jurisdictions outside of North America where regulations and standards set risk limits. In Europe, this is not uncommon and there is a requirement for project proponents to do quantitative risk analyses and demonstrate that they meet certain risk targets.

And even those types of studies would of necessity have some subjectivity and assumptions that the project proponent would have to justify.

LE PRÉSIDENT :

Monsieur MacDougall, est-ce que vous auriez un avis là-dessus?

MR. KEVIN MacDOUGALL:

Mr. President, actually I wouldn't. We are talking of very technical details here about this pipeline. As I explained in the presentation, CSA is neutral. We capture the technical information from the proponents, from the industry and from the regulators that is contained within the standard. So, no, I wouldn't be able to offer an opinion.

LE PRÉSIDENT

Merci. Madame Grandbois.

chiffres et les voir comme une indication absolue du risque.

Donc il va y avoir une certaine subjectivité impliquée ici. Il y a certainement beaucoup de juridictions, de provinces ou d'États à l'extérieur de l'Amérique du Nord où les règlements et les normes établissent des limites de risques. En Europe, c'est assez fréquent et il y a une exigence, pour les promoteurs de projet, de faire des analyses quantitatives de risque et de démontrer qu'ils répondent à certaines cibles de risque.

Mais même ces types d'études vont avoir nécessairement certaines hypothèses subjectives que le promoteur de projet va devoir justifier

Monsieur le président, en fait, non, on parle ici de détails très techniques sur ce pipeline et comme je l'ai expliqué dans ma présentation, la CSA est neutre. Nous essayons de capter l'information technique provenant des promoteurs, provenant de l'industrie et provenant des autorités réglementaires, c'est ce qui est contenu dans une norme. Donc, non, je ne serais pas capable de vous offrir une opinion à ce sujet.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

610 Monsieur MacDougall, je comprends très bien ce que vous venez de dire, que vous ne pouvez pas vous prononcer sur la validité des facteurs que TransCanada a proposés dans ses études, mais pourriez-vous nous dire, est-ce que cet élément — Monsieur, je ne sais pas si on doit dire Abes ou monsieur Abes? Is it Mr. Abes or Abes? I don't want to...

615 **MR. JAKE A. ABES :**

It's okay, it's Abes.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

620 Abes, okay. So, Mr. Abes, sorry if we... Alors, Monsieur Abes a mentionné que pour le moment, il n'y avait pas de norme sur cette question, en bonne partie parce que les données sur le sujet sont incomplètes, il n'y a pas de base de données complète à l'échelle canadienne ou nord-américaine complète et comparable, est-ce que dans le futur, est-ce que c'est un sujet qui est peut-être à l'ordre du jour des sujets sur lesquels vous désirez préparer, dans le futur, des normes? Est-ce qu'il y a déjà des comités qui ont commencé à travailler sur cette question-là pour voir la possibilité éventuellement d'avoir une norme ou est-ce que ce n'est pas encore sur la table de travail?

MR. KEVIN MacDOUGALL:

630 Madame Commissioner, no. At this point in time the answer is no. Now that said, I will differ to Mr. Abes as he assists in the development of standards for CSA, so he has some information.

Madame la commissaire, non. En fait, pour l'instant c'est la réponse que je peux vous donner, mais je vais déférer à monsieur Abes, pour voir s'il peut, puisqu'il aide au développement et à l'élaboration des normes, pour voir s'il a certaines informations à ce sujet.

MR. JAKE A. ABES:

Thank you. Yes, I've been on the CSA technical committee since 1983. So one of the, and in fact one of the annexes that was shown on the list earlier, there is one on pipeline incident databases.

Merci. Oui, j'ai fait partie du comité technique déjà depuis 1983. Donc, en fait, une des annexes qu'on a montrées dans la liste plus tôt, dans une des annexes, il y a en a une sur les bases de données sur les incidents de pipelines.

So, back in 2000, we started looking at it as a CSA committee with the intent specifically of allowing a more formal quantitative risk assessment. And we defined what incidents should be reported and the types of incidents and what unit should be used.

Unfortunately, unless that is universally accepted by all regulatory agencies, there is not a common database or repository for that information and it was in the annex which is a recommended practice, so it wasn't a mandatory piece. I think in the last edition, we made some changes to make it mandatory but I am not aware to what extent all regulatory agencies are now requiring companies to report it according to CSA.

As we've heard earlier, yesterday, the National Energy Board has their own regulations that supersede; they define what reportable incidents are, so it supersedes what's in the standard.

So for the most part, that's the case with a lot of the regulatory agencies, so again it becomes a challenge. But there are standards that define how a risk analysis is done. And there are CSA standards and even within Z662, there is reference to other standards that define how a risk assessment should be done and as I mentioned earlier, part of that is for the project proponents to justify what sorts of assumptions are made in their analysis.

En 2000, on a regardé ça dans un comité de la CSA avec le but spécifique de permettre une évaluation du risque plus quantitative, plus officielle et on a défini quel type d'incidents devrait être rapporté et quels incidents devraient être utilisés.

Malheureusement, à moins que ça ne soit accepté universellement par toutes les agences réglementaires, il n'y a pas de base de dépôts communs, de base données commune pour cette information et c'est dans cette annexe, ça serait une pratique recommandée; ce n'était pas obligatoire. Je pense que dans la dernière édition, on a apporté certains changements pour rendre ça obligatoire, mais je ne sais pas dans quelle mesure toutes les agences réglementaires exigent maintenant que les entreprises fassent leur rapport selon les normes CSA.

Comme nous l'avons entendu hier, la Commission nationale de l'énergie a ses propres règlements qui ont préséance; eux définissent quels sont les incidents à signaler, donc ça a préséance sur la norme.

Pour la plus grande partie, c'est le cas dans la plupart des agences réglementaires, ça crée un défi. Mais il y a des normes qui définissent comment une analyse de risque se fait ou doit se faire. Et il y a des normes CSA, même dans la Z662 on fait référence à d'autres normes qui définissent comment les évaluations de risques devraient être faites. Et comme j'ai mentionné plus tôt, une partie de cela, c'est pour permettre au promoteur de projet de justifier quelle sorte d'hypothèses il doit faire dans son analyse.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

635

Est-ce qu'on pourrait vous demander, Monsieur Abes, de nous laisser ou de nous envoyer, suite à la séance, la liste des annexes qui portent justement sur les aspects que vous venez de mentionner?

MR. JAKE A. ABES

I can certainly do that and I think it was on the list in the PowerPoint that was provided earlier.

Je peux certainement faire ça et je pense que c'était dans la liste qui était remise dans la PowerPoint.

640

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

Alors, si vous pouvez juste, peut-être si c'est effectivement dans votre présentation, Monsieur MacDougall, juste nous confirmer lesquelles de ces annexes portent plus spécifiquement sur les aspects que vous venez de mentionner.

645

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Laporte, et je compléterai cette phase de questions là là-dessus, est-ce que, vous nous avez présenté votre point de vue avant-hier, je crois, est-ce qu'il existe un pendant pour apprécier les risques ou le nombre d'accidents reliés au secteur ferroviaire, en tenant compte des nouvelles technologies?

650

Donc, est-ce qu'à votre connaissance, on utilise des facteurs de modification conventionnels ou l'équivalent pour apprécier les risques? Évidemment, on parle d'apprécier les risques donc c'est une projection; le diagnostic est assez facile à établir, mais c'est le pronostic, donc c'est la prospective.

655

M. JEAN L. LAPORTE :

L'organisme qui serait plus en mesure de répondre, ce serait Transports Canada qui est l'organisme de réglementation ferroviaire. Il y a certains critères qui sont spécifiés dans les normes ferroviaires au point de vue d'analyse de risque, mais je ne suis pas familier avec ces normes-là.

660

665

LE PRÉSIDENT :

Merci, Monsieur Laporte. Alors, je cède la parole à mon collègue, monsieur Michel Germain.

670

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Merci. Alors, pour varier le questionnement, ma question s'adresse à la Régie du bâtiment. Donc, nous avons qui déjà? Tantôt, il y a eu les présentations, mais je ne crois pas avoir le nom de la personne? Monsieur Gauthier? Si monsieur Gauthier peut s'avancer à la table des intervenants?

675

M. PIERRE GAUTHIER : :

Bonjour.

680

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Alors, deux, trois questions assez simples, en tout cas, du moins les premières. La question est de savoir, c'est qu'on a le Code du bâtiment, par exemple, il y a aussi le Règlement sur les équipements pétroliers. Donc, la question est simple, le Code du bâtiment et le Règlement, est-ce ça s'applique à des projets, partiellement ou totalement à un projet comme Énergie Est?

685

M. PIERRE GAUTHIER :

Non.

690

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Donc, aucunement.

695

M. PIERRE GAUTHIER :

Non.

700

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Par exemple, si des génératrices d'urgence sont installées aux stations de pompage, par exemple.

705

M. PIERRE GAUTHIER :

Bien, dans ce cas de figure là particulière, effectivement. En fait, quand je réponds non, c'est parce que le Règlement à l'égard des installations pétrolières, on ne couvre que les produits raffinés.

710

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

D'accord.

715

M. PIERRE GAUTHIER :

Pas le pétrole brut.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

720

Très bien.

M. PIERRE GAUTHIER :

725

Mais dans le cas d'une génératrice d'urgence qui fonctionnerait au carburant diesel, le réservoir serait assujéti à leur réglementation.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

730

O.K. Et dans le cas des bâtiments, donc le Code du bâtiment techniquement s'appliquerait aux bâtiments des stations de pompage?

M. PIERRE GAUTHIER :

735

Dans la mesure où, effectivement, le bâtiment serait effectivement assujéti, il y a différentes exclusions d'assujétissement au niveau des bâtiments.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

740

Oui.

M. PIERRE GAUTHIER :

745

Mais je ne suis pas un spécialiste en bâtiment, mais de façon générale, quand le bâtiment est assujéti, il doit se conformer à la réglementation.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

750

Très bien. Autre sous-question : tout à l'heure, nous avons discuté, encore hier soir et tout à l'heure, on est revenu sur les séismes, donc dans le Code du bâtiment qu'est-ce qui a de spécifique aux accélérations?

M. PIERRE GAUTHIER :

Bien là, c'est ça. Donc, ça, c'est hors de ma compétence. Moi, je suis...

755

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

O.K. Je poserai la question...

760

M. PIERRE GAUTHIER :

Oui, c'est ça.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

765

Mais de mémoire, le Code du bâtiment prévoit des exigences?

M. PIERRE GAUTHIER :

770

Bien, effectivement, le Code du bâtiment... en fait, le Code du bâtiment, la réglementation réfère à un Code national, c'est le Code national du bâtiment.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

775

O.K.

M. PIERRE GAUTHIER :

780

Et dans ce code-là, pour l'avoir parcouru, je dirais, en diagonale, effectivement, il y a des paramètres au niveau sismique, effectivement, sur la construction, mais je ne peux pas aller dans le détail, mais effectivement, le paramètre est considéré.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

785

Très bien, je vous remercie.

M. PIERRE GAUTHIER :

790

Merci.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

795 J'aurais aussi quelques questions, à moins que... bien, on peut alterner, si tu veux, Gisèle.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

800 Non, c'est beau. Tu peux y aller.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

C'est beau? O.K. Si tu en as une prête à poser, vas-y pendant que je cherche la meilleure.

805 **LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :**

Alors, j'ai une petite question facile pour le promoteur. On a parlé beaucoup, et on va sûrement continuer à parler beaucoup du fait que lorsqu'il y a, évidemment, lorsque les surveillants du pipeline pensent qu'il y a peut-être une fuite, le fait qu'ils vont, dans le doute, même s'ils n'ont pas la certitude, ils vont arrêter, et vous avez même mentionné hier le nombre de fois où vous avez arrêté par précaution et puis où, finalement, il n'y avait pas de vrai problème.

810 Alors, je voudrais vous demander la question suivante : comment est-ce que ça coûte d'arrêter un pipeline, comme un pipeline de un point un mètre (1,1 m) de diamètre, comment est-ce que ça coûte, disons, si vous l'arrêtez pour deux heures parce que vous pensez qu'il y a peut-être un problème — je ne sais pas si deux heures c'est réaliste, combien de temps si vous l'arrêtez vous devez le laisser arrêter, avant de trouver la chose, mais l'ordre de grandeur, on se comprend très bien, là, mais l'ordre de grandeur, j'imagine que c'est dispendieux et ça coûte combien?

820 **M. LOUIS BERGERON :**

Madame la commissaire, la réponse générale c'est qu'il n'y a pas de coût comme tel; le seul coût, c'est la perte d'opportunité si le client attend un lot et que le lot va arriver plus tard.

825 Maintenant, dans les calculs, dans la planification logistique d'un pipeline, on assume jamais que le pipeline va fonctionner cent pour cent (100 %) du temps. Il y a toujours un certain facteur de un, un et demi pour cent (1-1,5 %), ça peut varier, les entreprises, qui justement, pour les pannes électriques ou des situations anormales, qui font en sorte qu'on ne peut pas toujours livrer cent pour cent (100 %) du temps.

830 Donc, dans l'industrie, on appelle ça des on-stream factors, et ça peut être quatre-vingt-dix-huit virgule cinq (98,5), ça peut être quatre-vingt-dix-neuf (99), ça dépend des entreprises.

835 Donc, il y a toujours un peu de marge. Alors, à ce niveau-là, je vous dirais que, évidemment, s'il y a un client qui attend son lot et puis que le lot arrive quelques heures plus tard, ça peut peut-être causer des fois certaines problématiques, mais en général, je vous dirais qu'il y a de la contingence, les raffineurs ont des réservoirs de stockage pour avoir une certaine capacité de réserve et tout.

840 Donc, c'est peut-être une perte d'opportunité, mais encore là, elle est un peu théorique parce qu'il y a toujours des facteurs qui sont assumés. Donc, si le nombre d'heures d'arrêt devenait excessif, était par exemple plusieurs semaines par année, là, effectivement, on pourrait parler de quantifier des pertes importantes. Mais quand on parle de quelques heures occasionnellement, comme là on parlait de dix fois dans la dernière année sur Keystone, c'est à
845 l'intérieur des marges qu'on s'est données.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

850 J'aurais pensé, et puis là vous me dites que ça ne semble pas être le cas, mais j'aurais pensé que quand on arrête la machine, vos stations de pompage arrêtent de travailler, mais quand on la repart, j'aurais pensé que de refaire bouger tout ce volume de liquide, j'aurais pensé que ça aurait coûté plus cher en énergie que de tout simplement avoir continué de rouler sans arrêt.

855 **M. LOUIS BERGERON :**

Je vous dirais, Madame la commissaire, que c'est minime, c'est négligeable. Effectivement, il y a certainement des inefficacités puis, je dirais, on n'est pas en mode optimal quand on arrête la conduite puis qu'on la redémarre, mais ce n'est pas significatif.

860 **LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :**

Merci.

865 **LE COMMISSAIRE GERMAIN :**

Oui. Bon, ma question va s'adresser à DNV, mais après ça je vais demander à TransCanada de compléter. C'est des questions qui ont déjà été abordées hier, c'est en référence encore au système Scada. Donc, ma question s'adresse à DNV.

870 Dans les médias, Radio-Canada, on a vu, dans les médias, donc entre autres de Radio-Canada, parler des gens qui se préoccupaient sur la sensibilité des systèmes de détection de fuites.

875

On a vu des chiffres, par exemple la mention, bon, dans le cas d'une fuite qui pourrait correspondre à un point cinq pour cent (1,5 %) de la capacité du pipeline, ce qui représenterait autour de seize (16 000), dix-sept mille (17 000) barils par jour ou deux point six millions (2,6 M) de litres par jour.

880

Donc, est-ce que ce genre de fuites, d'après vous, pourrait se produire? Donc des fuites, on ne parle pas de rupture, donc on parle d'une fuite en continu qui pourrait atteindre plusieurs milliers de barils, est-ce qu'une telle fuite, d'après vous, peut se produire sans être détectée par les systèmes de détection proposés par TransCanada?

MR. JAKE A. ABES:

There have certainly been incidents where small leaks that were not detected by the Scada and the leak detection system have gone on for an extended period and were eventually found by the operator after a large volume had been released.

Il y a certainement eu des incidents lorsque de petites fuites, qui n'avaient pas été détectées par le système de détection des fuites, avaient duré pendant une certaine période, et on s'est rendu compte, finalement, l'opérateur s'est rendu compte après qu'il y ait eu beaucoup de volume qui a été déversé.

I'm not as familiar with the Energy East, where the target sensitivities are for their system. It's normally there is a certain volume that is detected for a certain amount of time. So, typically the large ruptures would indicate a signal much more easily than a small leak but over a certain amount of time, the volume lost would add up and would be detected.

Mais enfin, je ne sais pas quelles sont vraiment les sensibilités du système en termes de cible, mais généralement il y a un certain volume qui est détecté pour une certaine quantité de temps. Donc, typiquement, les ruptures les plus importantes vont indiquer un signal beaucoup plus facilement qu'une petite fuite. Mais sur le fil d'un certain temps, le volume perdu s'additionnerait et serait détecté.

In theory that's how it works. There is now an annex in CSA that specifically looks at the requirements for leak detection systems and one of the requirements there is to set those sensitivity targets and then to, once the pipeline goes into operation, to demonstrate that those targets have been achieved.

Donc, en théorie, c'est comme ça que ça marche. Il y a maintenant une annexe dans la norme CSA qui spécifiquement considère les exigences pour les systèmes de détection de fuites. Une des exigences, c'est de paramétrer ces cibles de sensibilité et, ensuite, lorsque le pipeline est opérationnel, il faut démontrer que ces cibles ont été atteintes.

So, normally an operator will rely not just on the leak detection system but they will have supplementary modes of leak detection, including aerial patrols, ground patrols. Some companies will use other technologies that would supplement that. And the idea there is that the leak detection system itself, while it is very effective at detecting leaks beyond a certain size need to be supplemented by other modes to detect leaks outside of that range.

Normalement, un opérateur va se fier non pas juste au système de détection des fuites, mais aura, additionnellement, des modes, des modes additionnels de détection de fuites, incluant les contrôles aériens, terrestres. Et certaines compagnies vont même utiliser d'autres technologies qui vont être complémentaires. Et l'idée étant que le système de détection de fuites lui-même, bien qu'il soit très efficace pour détecter les fuites au-delà d'un certain seuil, d'une certaine taille doit recevoir d'autres modes additionnels pour détecter des fuites qui vont au-delà de cet écart.

But there certainly have been incidents in North America where small leaks have gone on for extended periods that were not detected. I don't recall, off the top of my head, what sort of leak detection systems they would have had in those systems; those were older systems.

Donc, il y a eu des incidents en Amérique du Nord où de petites fuites n'ont pas été détectées pendant une certaine période de temps. Maintenant, je ne me rappelle pas, comme ça, de mémoire, quel type de système de détection de fuites il y aurait eu dans ces systèmes, c'était de vieux systèmes.

885

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Mais par contre, les volumes à ce moment-là, bon, les cas que vous mentionnez, donc vous faites allusion, ces cas-là ont représenté donc des fuites sur une certaine période de temps et ça a représenté combien en volume à peu près? Est-ce qu'on parle de centaines ou de milliers de barils à ce moment-là ou de millions de litres?

890

MR. JAKE A. ABES:

I don't recall. There were actually, if I recall correctly, there would have been published reports by the Transportation Safety Board in the US that I may be able to find after. But the leaks would, the one in particular that I am thinking of happened in the last five to ten years, and went on for several days before it

Je ne me rappelle pas, mais il y a eu, de fait, si je me rappelle correctement, il y aurait eu des rapports publiés par la Transportation Safety Board, donc que j'aurais pu trouver plus tard, l'Office des transports américain, mais en fait, j'essaie de me rappeler des fuites qui ont eu lieu il y a

was detected. So I'll try and dig up the accident report.

cinq ou dix (10) ans, mais ça a duré pendant plusieurs jours. Cette fuite a duré plusieurs jours avant d'être détectée, mais je vais essayer de retrouver ce rapport d'accident.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

895

Merci. Alors, j'irais en complémentaire avec le promoteur, toujours au sujet de fuites, donc on ne parle pas de rupture massive, on parle de fuites plus modestes. D'ailleurs, on avait des allusions dans vos documents où vous parlez d'un certain nombre de défaillances, donc les données de défaillances, par exemple pour la période de 2008-2015, il était question de quatre

900

cent quarante (440) défaillances, trois cent neuf (309) ont été détectées par les employés et soixante-deux (62) par le système Scada et cinquante-huit (58) auraient été détectées par des tiers.

Par exemple, dans les cas où les fuites ont été détectées par les tiers, ça représentait des

905

M. LOUIS BERGERON :

Monsieur le commissaire, est-ce que vous avez une référence précise?

910

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Il y a une mention entre autres dans PR3.6.8, les pages 7-5 et 7-6, c'est là qu'on parle un peu des suivis à plein temps qui vont être faits sur le pipeline, mais à partir de données qu'on peut, entre autres, voir du côté du Bureau de la sécurité des transports du Canada et ça concernait des défaillances sur les pipelines Keystone et Nova Gas Transmission, donc de 2008 à 2015.

915

Donc, ce n'est pas nécessairement, là je fais allusion au PR, mais ces données-là que je viens de mentionner ne sont pas dans le PR, mais plutôt du côté du Bureau de la sécurité des transports. Alors, ça serait de voir si vous êtes capable de, si vous n'avez pas les données en main, de voir si vous êtes capable de nous dire, dans le cas de fuites détectées par des tiers, ça représente combien et c'est quel volume, ça, parce que ça voudrait dire que c'est des fuites qui sont sous les niveaux de détection de vos deux systèmes, et ça peut représenter combien de litres, ce type de fuites là.

925

À ce stade-ci, j'ignore si ce sont des fuites qui ont eu lieu dans les stations de pompage bien entendu, mais si vous êtes capable de faire la nuance, ça serait apprécié.

930

M. LOUIS BERGERON :

Je vais demander à monsieur Malinowski de répondre.

935

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

O.K.

MR. MARK MALINOWSKI :

Merci, Monsieur le président.

To answer the question about how much volume was detected by third party or public people, the one incident on Keystone that happened in May of 2011 was detected at the same time as our Scada systems, we received third party notification at the same time as we were shutting down our system. That leak was a volume of four hundred (400) barrels. But no other incidents that occurred on our system were discovered by a third party; all the other ones were maintenance activities or discovered by technicians or through our Scada system.

Pour répondre à la question au sujet de la quantité, quel volume a été détecté par une tierce partie ou par les gens du public, l'incident de Keystone qui est arrivé en 2011, au mois de mai, ça a été détecté au même moment que pour nos systèmes Scada qui ont reçu des informations, des notifications de tierce partie en même temps alors qu'on fermait nos systèmes. Et cette fuite représentait un volume de quatre cents (400) barils. Mais il n'y a pas eu d'autres incidents qui sont survenus sur nos systèmes, en fait qui ont été découverts par des tierces parties. Tous les autres cas, c'était des activités de maintenance, d'entretien ou découverts par des techniciens ou par notre système Scada.

940

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Et ces événements-là, autrement dit, représentaient quel volume de pétrole et à quel endroit, est-ce que c'est le long de pipelines ou dans les stations de pompage?

945

M. LOUIS BERGERON :

Tous les événements sur Keystone — là, on parle de Keystone, Monsieur le commissaire — sur Keystone, tous les événements sont aux stations de pompage, sans exception.

950

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Et dans le cas, ici, je ne connais pas, NOVA Gas Transmission Limited, mais est-ce que c'est, à ce moment-là, un système de gaz naturel, bien entendu, il n'y a peut-être pas de pétrole, là. Ça aussi, j'aimerais avoir la nuance.

955

M. LOUIS BERGERON :

On préférerait examiner le document et puis vous revenir avec une réponse plus précise.

960

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Étant donné que c'est peut-être un gazoduc. Je pourrais laisser ma collègue, j'aurais d'autres questions, mais je veux les regarder avant.

965

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

Alors, j'aimerais revenir, puis dans la salle, il y en a peut-être qui disent : oh, c'est technique. Alors, excusez-nous, mais c'est important je pense qu'on passe à travers ça.

970

Donc, j'aimerais revenir sur la question des normes versus les bonnes pratiques. On a vu que dans la norme, la présentation de monsieur MacDougall, la norme CSA Z662-15, qui porte particulièrement sur les pipelines, on a vu les sections de la norme et ensuite les annexes qui comprenaient les bonnes pratiques. Vous nous avez précisé, ce qui constitue la norme, ça doit faire l'objet d'un consensus, bien entendu.

975

Ce qui est présenté dans les bonnes pratiques, j'aimerais que vous me disiez jusqu'à quel point les bonnes pratiques ne constituent pas une norme d'aujourd'hui, et on peut imaginer que c'est peut-être la norme de demain, mais j'aimerais vous entendre, est-ce que pour que vous puissiez présenter une bonne pratique dans le document de la norme dans une des annexes, est-ce que ça prend un début de consensus? Comment est-ce que vous arrivez à présenter ces bonnes pratiques?

980

Donc, la distinction, qu'est-ce qui se qualifie pour une norme versus qu'est-ce qui ne se qualifie que comme bonne pratique? J'aimerais donc entendre monsieur MacDougall, madame Oh ou monsieur Abes là-dessus.

985

MR. KEVIN MacDOUGALL:

Madame Commissioner, I'll defer to Ms. Oh, to respond to your question.

Madame la commissaire, je vais différer à madame Oh.

MS. SUSAN OH:

Thank you. Madame Commissioner. So I would like to state that the standard does include minimum requirements as well as best practices. And there is specific language used in the standard that determines if something is mandatory. For example, we would use the term "shall" to ensure that it is mandatory language that it has to be done. And then we would use terminology such as "should" which is more of, you know, it's recommended that it be done.

Merci. Madame la commissaire. J'aimerais vous dire que la norme inclut des exigences minimales ainsi que les pratiques exemplaires. Il y a une terminologie spécifique utilisée dans la norme qui détermine si quelque chose est obligatoire. Par exemple, on va utiliser le mot « shall » au futur pour s'assurer que c'est obligatoire, que ça dise que c'est obligatoire que ça doit être fait. En anglais, on va utiliser la terminologie comme « should », en voulant dire que c'est recommandé que ça soit fait.

At the end of the day, I think our standards are voluntary documents and it's again up to the regulators to reference it and use it. But the intent is that, you know, that language dictates what has to be mandatory and what is kind of the guidance material is.

Et au final, je pense que nos normes sont des documents volontaires et c'est aux autorités réglementaires d'y faire référence et de les utiliser. Mais l'intention c'est que cette terminologie va dicter ce qui doit être obligatoire et ce qui doit être des informations en vue de constituer des lignes directrices.

990

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

Mais j'avais compris, et peut-être que j'ai mal compris, que ce que vous appeliez, je crois que le terme c'était « section », mais je ne suis pas sûre, là, vous aviez dans la norme une série de sections, j'avais compris que ça, c'était vraiment la norme comme telle, le standard, et que ce qui était en annexe n'avait pas le même niveau. Mais je ne sais pas si j'ai mal compris?

995

MS. SUSAN OH:

That's correct. So the main body of the standard would have the requirements, and the

C'est exact. Le corps principal de la norme inclurait les exigences, et les annexes

annexes typically have the guidance, but at the end of the day, the regulators can use annexed material and make it mandatory.

So it's really up to the regulators how they want to use that standard. So they could take the annex which could be guidance and say that it is mandatory. So any of the provincial regulators can dictate that and in that sense, it would be a mandatory requirement.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

Mais si on lit ou on entend : « l'entreprise va devoir respecter la norme CSA », est-ce que, à ce moment-là, on entend uniquement des sections de la norme CSA ou est-ce qu'on inclut également les bonnes pratiques?

MS. SUSAN OH:

So again, I think it depends on the language that's used in the standard. If it says, you know, the owner shall do this, then it means they need to do it. If it says the owner should, it's a recommendation. But again, it's really up to the regulators how they enforce it. They could take that "should" statement and make it into a "shall"; they have the authority to do it.

MR. JAKE A. ABES :

If I could just add, Madame Commissioner, the standards are written for the most part in mandatory language with the

inclurait les lignes directrices, les « guidances », en anglais. Mais au final, les gens qui font la réglementation peuvent utiliser ça ou le rendre obligatoire.

Ça dépend des gens qui font la réglementation, ils peuvent utiliser la norme. Ils peuvent prendre l'annexe qui pourrait être une ligne directrice et dirent que c'est obligatoire et donc tous les gens ou provinces qui font la réglementation peuvent dicter ça. Et, en ce sens, ça peut être une exigence obligatoire.

Encore une fois, ça dépend de la langue, de la terminologie qui est utilisée pour les normes. Si ça dit : le propriétaire doit faire ça, « shall » en anglais, ça veut dire qu'ils doivent le faire. Si ça dit « should »" en anglais, c'est une recommandation, le propriétaire devrait. Mais c'est aux gens qui font la réglementation de voir comment ils vont appliquer ça. Le « should » pourrait être vu comme un énoncé qui peut être perçu comme « devrait », bien ils ont l'autorité de faire ça.

Si je peux simplement rajouter un élément, Madame la commissaire, la plupart, en fait les normes sont écrites dans la plupart

1000

exception of the annexes. So the annexes are generally recommended practices and, in part, the reason for that is they may be appropriate, for example, for transmission pipelines but they may be overly onerous for a gas distribution pipeline. So they would be placed in the annex and for transmission pipelines, it has direct applicability but, as I mentioned, they may not be applicable to all pipelines that are within the scope of the standard.

There is, over time there are requirements that will migrate from the annexes into the mandatory requirements. In the last addition, we did that with certain parts of Annex A for the safety and loss management system where we incorporated what were previously recommended practices into the mandatory part of the standard to strengthen it.

So, there are also annexes that, as Ms. Oh alluded to, for example, Annex N, for pipeline safety integrity management is mandatory in Alberta, for provincially regulated pipelines. So there are parts of the annex that certain regulators will mandate. And that's a function of each jurisdiction, how they manage that.

des cas dans une terminologie obligatoire, c'est-à-dire à l'exception des annexes. Les annexes sont généralement des pratiques recommandées et, en partie, la raison étant que peut-être que c'est approprié, par exemple pour des pipelines de transmission, mais c'est peut-être beaucoup trop pour les pipelines de distribution de gaz. Et donc ça serait mis dans les annexes. Pour des pipelines de transmission, il y a une applicabilité directe, mais comme je le dis, ça ne s'appliquerait pas peut-être à tous les types de pipelines, selon la portée de la norme.

Mais il y a des exigences qui vont migrer des annexes et qui vont se retrouver dans les exigences obligatoires, les « mandatoriques ». Et la dernière fois, dans la dernière édition, on a fait ça avec certaines composantes de l'Annexe A pour les systèmes où on a inclus ce qu'on avait recommandé auparavant comme pratique, dans la section obligatoire du document pour renforcer le tout.

Alors il y a eu des annexes, comme Madame Oh s'y est référée; par exemple Annexe N, pour la sécurité, la gestion de l'intégrité des pipelines, c'est obligatoire en Alberta pour les pipelines à réglementation provinciale. Donc, il y a des composantes de l'annexe que certaines personnes à la réglementation vont rendre obligatoires. Ça, ça dépend de chaque juridiction, comment ils veulent gérer le tout.

1010 **LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :**

Merci. Dernière petite précision, lorsque les comités se réunissent et bâtissent la norme, donc c'est un consensus pour arriver à s'entendre sur la norme, il doit également y avoir consensus pour les annexes, est-ce que c'est le même niveau de consensus pour les annexes?

1015 **MR. JAKE A. ABES:**

Certainly, the annexes would be part of the standards so that would go through the consensus process as well, yes.

Très certainement les annexes feraient partie des normes et donc cela devrait passer par un processus consensuel également.

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Germain.

1020 **LE COMMISSAIRE GERMAIN :**

1025 Merci. Ma question s'adresse à TransCanada, ça touche un peu la norme CSA Z662-15, mais je pense que TransCanada peut, c'est pour mieux comprendre, c'est qu'à l'intérieur de la norme, il y a la question des facteurs d'emplacement ou des classes de localisation, savoir dans quel milieu le pipeline serait situé.

1030 Ce que j'aimerais avoir, c'est plus d'information. Comment, de quelle façon c'est fait puis ces classes-là sont définies comment? Parce que la norme, bien entendu, on en parle, mais, disons le public n'a pas accès à la norme parce que la norme se vend, alors est-ce que c'est possible d'avoir une définition détaillée des facteurs d'emplacement et des classes de localisation, donc, des éléments?

1035 Ce que j'en comprends, c'est qu'après ça, ça peut servir pour faire des analyses de risques technologiques, par exemple, s'il y a un CLSC pas loin, des choses comme ça. Alors, j'aimerais avoir les définitions de ces facteurs-là ou de ces classes-là. Monsieur Bergeron.

M. LOUIS BERGERON :

1040 Madame McCarthy va répondre.

Mme NADIA McCARTHY : :

1045 Oui, Monsieur Germain, Monsieur le président, on va vous trouver la référence du tableau pour les classes d'emplacement. Donc, pour les classes d'emplacement, c'est une méthode

qu'on utilise pour déterminer le nombre de populations d'habitants qui sont près du pipeline ou d'une installation. Et le facteur de sécurité, pour un oléoduc, pas un gazoduc, donc un oléoduc c'est 1, donc ça n'affecte pas l'épaisseur de la paroi, par exemple. Donc, on peut trouver la référence et vous la montrer.

1050

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

C'est ça, c'est parce qu'on voit que plus que c'est à risque, plus le pipeline pourrait être renforcé, mais ce que je voulais avoir c'est le détail, idéalement un tableau qui synthétise à partir de la norme CSA, donc j'imagine que CSA peut permettre d'avoir un extrait, des classes de définition un peu plus détaillées. En tout cas, à moins que je ne l'aie pas vu dans vos documents, là, je l'ai cherché, mais je ne l'ai pas trouvé le détail de l'explication.

1055

Mme NADIA McCARTHY :

J'ai la norme en français sur une clé. Je vais la donner à mes collègues derrière. Ah, il y a déjà le tableau, mais en anglais.

1060

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

On pourra extraire parce que je sais qu'il faut avoir les autorisations. C'est des documents avec des droits d'auteur.

1065

M. LOUIS BERGERON :

Monsieur St-Laurent peut vous donner une bonne partie de la réponse, je pense.

1070

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

O.K., très bien.

1075

M. BRUNO ST-LAURENT :

Oui. Monsieur le commissaire, dans le fond, de la façon dont ça fonctionne, c'est que c'est un bloc de un point six kilomètres (1,6 km) de long et de quatre cents mètres (400 m) de large, donc deux cents mètres (200 m) de part et d'autre du pipeline qu'on déplace le long du pipeline, si on peut dire, et on compte le nombre d'habitations.

1080

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

O.K.

1085

M. BRUNO ST-LAURENT :

1090 Donc, la classe 1, c'est aucune résidence ou aucune habitation dans ce secteur-là. La
classe 2, c'est dix ou moins d'habitations qui sont dans le même bloc. La classe 3, est un peu
plus compliquée, là, c'est entre onze (11) et quarante-cinq (45) ou s'il y a des bâtiments qui sont
occupés par vingt (20) personnes ou plus de façon normale.

1095 Donc, il y a plusieurs catégories de volumes puis on pourra vous donner un détail, si vous
voulez.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

1100 Donc, ce serait possible d'avoir le tableau?

M. BRUNO ST-LAURENT :

1105 Oui.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Bien entendu, c'est un document qui serait tiré de la norme CSA donc...

M. BRUNO ST-LAURENT :

1110 C'est ça.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

1115 À moins que les gens du Groupe CSA nous disent : on a une objection à ce que ce
tableau-là soit déposé et mis en ligne. Est-ce que vous êtes... il n'y a pas de problème? Ce serait
beau?

M. BRUNO ST-LAURENT :

1120 Juste les autres, la classe 3, c'est quarante-six (46) résidences ou habitations et plus, et la
dernière, c'est des blocs à appartements de quatre étages ou plus. Donc, à partir de ça, pour
chacune des classes, il y a des facteurs de sécurité.

1125 **LE COMMISSAIRE GERMAIN :**

O.K.

M. BRUNO ST-LAURENT :

1130 Maintenant, ce que madame McCarthy voulait dire c'est que dans le cas des pipelines pour transporter des liquides à basse tension de vapeur, le facteur est le même. Il ne tient pas compte de ces classes d'emplacement.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

1135 O.K., j'ai compris la nuance. Je vous remercie. Donc, ça va? Avez-vous quelque chose à rajouter?

Mr. KEVIN MacDOUGALL:

 I think the question that was asked, would CSA oppose to publicizing this information? The full standard would not be published but that reference material for the classification, CSA would be fine with putting that on your information source, yes.

Je pense que la question qui a été posée relativement au CSA, c'est qu'il s'oppose à la divulgation de ça parce que toutes les normes ne sont pas publiées, mais ces informations de référence pour la classification, je pense que c'est ça, CSA serait bien à l'aise que l'on divulgue cette information.

1140 **LE COMMISSAIRE GERMAIN :**

 Merci. Ma dernière question, ça va s'adresser du côté de DNV. D'ailleurs, bon, le promoteur a décrit qu'il prévoyait mettre, les conduites seraient enrobées d'époxy. Donc, ça serait comme avoir deux opinions de DNV, une sur la qualité de l'enduit pour diminuer les risques de corrosion et, toujours liée à la corrosion, c'est quoi l'opinion de DNV GL pour la nouvelle section, la section neuve de pipeline concernant les outils de détection de la corrosion, tant interne qu'externe, que le promoteur propose utiliser?

1150 Est-ce que vous avez pu regarder ça plus en détail et nous dire si ce sont des mesures qui correspondraient aux meilleures pratiques de l'industrie?

MR. JAKE A. ABES :

 Thank you, Mr. Germain. I did look at the application awhile back when we did our report for the Ontario Energy Board. I don't know if things have changed since then.

Merci. J'ai regardé la demande il y a très longtemps lorsqu'on a présenté notre rapport pour l'Ontario Energy Board, l'Office de l'énergie de l'Ontario.

With respect to the question on coatings, fusion bonded epoxy is a good coating. It's been in use in Canada since the '80s and perhaps a bit earlier. It's generally recognized as a good coating for pipelines and I believe that's the plan that TransCanada has is to use fusion bonded epoxy and also to supplement that perhaps with abrasive coatings and other things for directional drills and other applications. So, that's good industry practice.

There are other coatings like high performance composite coatings that are used particularly in Europe. It's a three-layer coating. For most conventional applications in Canada, that's probably a bit of an over design, but it is certainly available, there are other types of coatings that are available. But for most applications, fusion bonded epoxy is more than adequate and serves as a good corrosion protection coating.

In terms of in-line inspection for a corrosion type defects where we're looking at metal loss defects that are volumetric in nature, the in-line inspection tools that are typically used, the ultrasonic or more recently electromagnetic acoustic, have good track records. EMAT, the electromagnetic acoustic technology is more recent; TransCanada has certainly done a lot of work with that and have developed a better understanding of how to use that tool and to interpret the data from that.

Maintenant relativement au revêtement, l'époxy c'est un bon revêtement et ça a été utilisé au Canada depuis les années 80 ou peut-être même plus tôt. Généralement, c'est bien reconnu comme revêtement pour les pipelines et je crois que c'est le plan que TransCanada a d'utiliser ce revêtement d'époxy et de rajouter peut-être des revêtements abrasifs pour certaines applications ferroviaires, et cetera. Donc, je pense que c'est une bonne pratique de l'industrie.

Je pense qu'il y a des éléments, il y a d'autres revêtements que des revêtements à grande performance composite. Bon, c'est un revêtement de trois couches. Pour la plupart des applications conventionnelles au Canada, c'est peut-être une exagération dans la conception, mais il y a d'autres revêtements qui sont disponibles, oui, mais l'époxy, c'est le revêtement adéquat et donc c'est une bonne protection contre la corrosion.

Et donc, relativement aux inspections dans la ligne, pour des défauts liés à la corrosion, si on considère par exemple des défauts, par rapport au métal, qui sont volumétriques par nature, les outils de détection par ultrason, qui sont typiquement utilisés, ou les outils électromagnétiques ou acoustiques ont de bons antécédents. EMAT, la technologie électromagnétique acoustique est plus récente. TransCanada a très certainement fait beaucoup de travail avec cela et a développé une meilleure compréhension pour savoir comment mieux utiliser cet outil en termes de recueillement des données.

But in terms of looking at corrosion type defects, those tools are generally quite reliable at detecting defects before they need to be repaired. I think where recently there have been more issues around in-line inspection, it's with respect to the detection of cracks, particularly the detection of cracks on seam welds. But the type of pipe that TransCanada will be using, the double submerged arc welded pipe is not susceptible to those types of weld defects. It's historically the ERW or electric resistance weld that has presented problems for the industry.

En ce qui a trait aux défauts liés à la corrosion, ces outils sont généralement assez fiables pour détecter les défauts avant qu'on ait besoin de faire des réparations. Et récemment, il y a eu des problèmes relativement à l'inspection en ligne, c'est relativement à la détection des fissures, surtout la détection des fissures sur les soudures, mais le type de soudure utilisée par Trans-Canada, submersion double, ce n'est pas lié à ce genre de défaut aux soudures. Donc, historiquement, c'est la soudure électrique, généralement, qui représente des difficultés, des problèmes dans l'industrie. Merci.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

1155 Très bien, je vous remercie.

Mme DIANE GERMAIN

1160

LE PRÉSIDENT :

1165 Alors, merci beaucoup. Avant de procéder avec le registre d'aujourd'hui, j'aimerais savoir si madame Diane Germain était dans la salle. Madame Germain, si vous voulez venir poser votre question. Également, à Laval, est-ce que monsieur François Thibault serait à Laval? Et à Trois-Rivières, est-ce que madame Joyce Renaud serait à Trois-Rivières? Donc, à Laval, monsieur Thibault ne serait pas là? D'accord, merci. Et à Trois-Rivières, bon, madame s'est présentée, excellent.

1170 Donc, madame Germain.

Mme DIANE GERMAIN

1175 Oui, j'aimerais qu'on regarde le tableau 4.1 sur les facteurs de sécurité. On voit que c'est principalement par rapport au nombre d'habitants du secteur, est-ce qu'il y a d'autres paramètres qui auraient rapport à la sensibilité du milieu? Par exemple, traverser un cours d'eau majeur, un

milieu agricole, des aires protégées et j'aimerais savoir s'il y a des normes qui sont spécifiques pour ces milieux-là.

1180 **LE PRÉSIDENT :**

D'abord, je me demandais quelle était la meilleure personne, mais je vais commencer par le promoteur.

1185 **M. LOUIS BERGERON :**

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

1190 **M. BRUNO ST-LAURENT :**

Donc, au niveau de l'épaisseur de paroi, non, il n'y a pas de facteur qui tient compte d'éléments au niveau de l'environnement, le milieu humide ou quoi que ce soit. C'est vraiment la norme s'applique, générale, pour le restant des emplacements.

1195 **LE PRÉSIDENT :**

Ça répond?

1200 **Mme DIANE GERMAIN**

Mais c'est que ça m'inquiète, par exemple.

LE PRÉSIDENT :

1205 O.K., mais ça c'est autre chose, quand même.

Mme DIANE GERMAIN

C'est ça. C'est ça.

1210 **LE PRÉSIDENT :**

Très bien. Merci, Madame.

1215

Mme JOYCE RENAUD

1220 **LE PRÉSIDENT :**

Pardon, Madame Joyce Renaud de Trois-Rivières.

1225 **Mme JOYCE RENAUD**

Bonjour, Monsieur le président.

LE PRÉSIDENT :

1230 Bonjour, Madame.

Mme JOYCE RENAUD

1235 Je ne sais pas si cet aspect a déjà été abordé, j'ose espérer que non. En ce qui concerne les conduits dans une emprise : dans une même emprise, quelle est la distance minimale entre un gazoduc et le pipeline? Et s'il y a un ajout d'un autre conduit, quelle serait la distance minimale à ce moment-là?

LE PRÉSIDENT :

1240 Je vais demander à monsieur Plouffe, si vous voulez bien répondre, Monsieur Plouffe, de l'Office national de l'énergie.

1245 **Mme ANNE-MARIE BOURASSA MOTA :**

Oui, bonjour, Monsieur le président et commissaires.

LE PRÉSIDENT :

1250 Vous voulez dire votre nom, s'il vous plaît, pour les fins de la sténotypiste?

Mme ANNE-MARIE BOURASSA MOTA :

1255 Oui, mon nom c'est Anne-Marie Bourassa Mota. Et puis dans la norme CSA Z662, désolée j'ai seulement la norme en anglais, donc il y a une section, un chapitre. Dans le chapitre 4, la section 4.11 qui couvre *Cover and Clearance* et puis j'ai besoin de chercher un petit peu, mais il me semble qu'il y a une exigence par rapport à cette question. J'ai peut-être besoin de quelques minutes pour la chercher, si vous me le permettez.

LE PRÉSIDENT :

1260

Pendant que vous réfléchissez, mon collègue va poser une petite question à l'École Polytechnique.

Mme ANNE-MARIE BOURASSA MOTA :

1265

O.K. parfait.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

1270

Merci. Alors, ma question s'adresse à monsieur Fuamba. Tout à l'heure, on a parlé des facteurs de localisation, donc ça référerait entre autres à l'épaisseur de l'acier. Dans votre étude que vous avez faite sur les traversées, l'étude de traversées de cours d'eau, est-ce que vous avez regardé cet aspect-là dans la sécurité? Donc, on voit que le promoteur veut mettre plus d'épaisseurs d'acier sous les cours d'eau, est-ce que vous avez fait des propositions particulières concernant la solidité des pipelines pour les traversées de cours d'eau?

1275

M. MUSANDJI FUAMBA :

1280

Non. Non, on n'a pas regardé cet élément-là. Mais pour revenir au dimensionnement de l'épaisseur de la conduite, de façon générale, le dimensionnement ne dépend pas de l'occupation du sol. À proprement parler, ça dépend de la pression qu'il y a dans la conduite et ça dépend aussi des phénomènes transitoires qui peuvent surgir, donc notamment le coup de bélier et tout ça.

1285

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Donc, vous n'aviez pas aucun... non, c'est ça, pour vérifier, non, il y avait rien de spécifique pour sous les cours d'eau.

1290

M. MUSANDJI FUAMBA :

Non. Non, non, non.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

1295

Je vous remercie.

1300

LE PRÉSIDENT :

Toujours pour vous, Docteur Fuamba, ce que j'ai compris, vous avez retenu, considéré que vingt-quatre (24) cours d'eau étaient jugés critiques. Ce que je comprends, c'est que la largeur du cours d'eau supérieure à vingt mètres (20 m) était un critère extrêmement important. Est-ce qu'il y a d'autres critères qui ont fait en sorte que vous les reteniez pour considérer que ces vingt-quatre (24) cours d'eau, vous les avez jugés critiques?

1305

M. MUSANDJI FUAMBA :

On a également considéré les critères comme la crue, comme le niveau d'inondation, en plus, évidemment, de la largeur de la rivière. Des épisodes de glissement, entre autres, qu'il y a eu dans certaines traverses de ces cours d'eau là.

1310

LE PRÉSIDENT :

Alors, Madame?

1315

Mme ANNE-MARIE BOURASSA MOTA :

Oui. Bon, d'après ce que j'ai lu vite, vite, il n'y a pas de chiffre comme tel de distance précise, mais il y a des conseils qui disent que l'opérateur ou la compagnie doit prendre en considération des choses comme avoir assez d'espace pour la construction, l'entretien, et faire des réparations sur les pipelines qui seront adjacents, pour les travaux d'excavation, pour peut-être le mouvement potentiel du pipeline et pour la protection du pipeline.

1320

1325

Donc, il y a même des conseils dans les notes qui disent qu'ils peuvent faire référence à d'autres standards ou à d'autres pratiques pour les aider à déterminer cette distance-là, mais il n'y a rien de précis.

1330

LE PRÉSIDENT :

Donc, ce que vous nous dites, c'est au bon jugement du promoteur?

Mme ANNE-MARIE BOURASSA MOTA :

Exactement.

1335

LE PRÉSIDENT :

Ça serait la même chose oléoduc-oléoduc?

1340

Mme ANNE-MARIE BOURASSA MOTA :

Oui.

1345

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Bergeron, qu'est-ce que vous avez considéré comme facteur pour déterminer une distance minimale?

1350

M. LOUIS BERGERON :

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

1355

M. BRUNO ST-LAURENT :

Monsieur le président, tout d'abord j'aimerais préciser, dans le cas qui nous occupe, donc dans notre proposition c'est qu'on n'est pas dans la même emprise que d'autres pipelines. On prend une emprise justement séparée, en tenant compte justement des besoins d'entretien, de travaux qui pourraient être faits.

1360

Dans le cas, actuellement, ce qui est prévu, c'est un minimum de dix mètres (10 m) entre les conduites existantes donc Gazoduc TQM, Pipeline St-Laurent, Enbridge dans un petit tronçon.

1365

Maintenant, ce qu'on a fait chez TransCanada, c'est qu'on a examiné justement le pire scénario, c'est probablement une conduite de Gazoduc TQM, étant donné que c'est du gaz naturel, qui peut avoir une déficience et, à ce moment-là, il y aurait un cratère qui se fait. Et la distance sécuritaire qui a été évaluée à partir de ça, c'est six mètres (6 m). Donc, on est à un minimum de dix mètres (10 m), mais souvent beaucoup plus que ça.

1370

M. MARC BRULLEMANS

1375

LE PRÉSIDENT :

Ça va, Madame? Merci. Monsieur Marc Brullemans à Trois-Rivières. C'est toujours la liste d'hier, donc il est possible que les personnes ne soient pas présentes. Ah, il est présent.

1380

Bon après-midi, Monsieur.

M. MARC BRULLEMANS

1385 Oui, merci. Hier, on a fait mention d'une rupture de barrage sur la rivière Saint-Maurice. Je
vais juste préciser la question à la commission afin que TransCanada ne travaille pas deux fois, si
on peut dire.

1390 C'est qu'il faut tenir compte surtout d'une crue centennale sur la rivière Saint-Maurice parce
qu'on sait qu'une crue centennale, d'après le document PR5.2.1.2, à la page 35, il y aurait un
affouillement vertical de huit mètres (8 m) et comme la rupture de barrage risque d'arriver
évidemment lors d'une crue, d'une forte crue, il faut tenir compte des deux paramètres. Il faut que
la modélisation par TransCanada soit faite avec la crue centennale, si possible, d'autant plus,
avec les changements climatiques, que ça peut arriver plus vite qu'on le croit.

1395 Ma question, moi, touche sur la protection cathodique. Je crois qu'on n'en a pas...

LE PRÉSIDENT :

1400 Juste un instant Monsieur Brullemans.

Quand vous procédez à la modélisation, je présume que vous allez aller avec une
fourchette? Ou vous allez avec une donnée unique?

M. LOUIS BERGERON :

1405 Monsieur le président, je préfère qu'on vous donne une réponse écrite complète parce que
je ne suis pas certain qu'on a toutes les informations pour vous répondre.

LE PRÉSIDENT :

1410 D'accord. Mais en tout cas, vous allez considérer quand même la demande plus
spécifique.

M. LOUIS BERGERON :

1415 J'ai bien noté et j'ai pris en note les commentaires.

LE PRÉSIDENT :

1420 Parfait. Merci. À vous, Monsieur Brullemans.

M. MARC BRULLEMANS

1425 Oui. En ce qui concerne la protection cathodique des pipelines, évidemment, on doit imposer un courant à partir d'un champ d'anode qui est situé à quelques centaines de mètres du pipeline et garder une certaine distance.

1430 Donc, ma question c'est, quel est le système, quels sont les appareils utilisés pour qu'on puisse contrôler le courant afin d'avoir toujours la même différence de potentiel ou le même courant vers le pipeline, et ce, compte tenu du fait que les sols diffèrent, pratiquement en continu, le long du pipeline? Donc quel est, par quelle contre réaction la compagnie permet d'avoir toujours la même protection cathodique le long du pipeline et quelle est la quantité de fil, mettons qu'on prend pour le Québec, la quantité de câbles nécessaire pour cette opération-là?

1435

LE PRÉSIDENT :

Merci, Monsieur. Donc, à vous Monsieur Bergeron.

1440

M. LOUIS BERGERON :

Monsieur St-Laurent va répondre.

1445

M. BRUNO ST-LAURENT :

1450 Monsieur le président, premièrement, il y a différentes méthodes de protection cathodique. Donc, ce n'est pas nécessairement par le biais d'anodes sacrificielles, qui est un peu le processus que monsieur Brullemans décrivait, donc il y a deux systèmes : il y a des systèmes qu'on appelle par courant imposé; donc à ce moment-là, on place un lit d'anodes localisé sur un terrain, qui peut être à plusieurs, une centaine de mètres même du pipeline et avec un redresseur, donc un redresseur le courant va se distribuer.

1455 Mais tout ça dépend, évidemment, d'analyses de sols qu'on fait au début et à ce moment-là, le courant peut se propager sur des kilomètres et des kilomètres, souvent ça va être trente-quarante kilomètres (30-40 km). Et par la suite, évidemment, pour s'assurer que ça fonctionne, il y a différentes mesures qu'on peut prendre directement pour mesurer la différence de potentiel entre le sol et la conduite, puis s'assurer qu'elle est vraiment protégée.

1460 Dans le cas où les sols sont différents, habituellement où le roc est, c'est des zones plus de roc, à ce moment-là, là on peut mettre des anodes sacrificielles. Et, évidemment, ça tient compte du type de sol qu'on a, et là, à ce moment-là, ils ne sont pas à des dizaines de mètres du pipeline, ils sont vraiment installés dans la même tranchée que le pipeline.

LE PRÉSIDENT :

1465

Et cette information est explicitée et présentée dans le cadre de votre dossier?

M. BRUNO ST-LAURENT :

1470

Donc, ça fait partie de l'ingénierie détaillée parce qu'évidemment, il faut finaliser toute la question du tracé puis faire tous ces relevés-là, donc ça fait partie de l'ingénierie détaillée.

LE PRÉSIDENT :

1475

Donc, ça veut dire que ça n'existe pas pour le moment.

M. LOUIS BERGERON :

1480

Qui est à venir. Qui est à venir.

LE PRÉSIDENT :

Oui, qui est à venir. Je comprends très bien.

1485

M. MARC BRULLEMANS :

Monsieur le président, je vous remercie parce que...

LE PRÉSIDENT :

1490

Juste un moment Monsieur Brullemans.

Pensez-vous qu'il y a d'autres informations, à moins qu'on vous demande un dépôt écrit, mais qu'il y a d'autres informations qui mériteraient d'être dites verbalement?

1495

M. BRUNO ST-LAURENT :

1500

S'il y a quoi que ce soit de plus, c'est que tout simplement, par la suite, évidemment, il y a des relevés qui sont pris. Au niveau des redresseurs, on parle de lectures mensuelles pour savoir quel est l'ampérage délivré par le redresseur. Tout ça, au niveau du système de protection cathodique, à tous les, je pense que c'est au maximum deux kilomètres, on met des prises d'essai sur lesquelles on va pouvoir aller chercher des lectures pour s'assurer que la différence de potentiel entre la conduite et le sol est tout le temps maintenu.

1505

Il va y avoir des relevés réguliers de ces prises d'essai là, et comme je vous disais, il y a des façons de, même avec en marchant la ligne puis en traînant un fil qui se déroule sur toute la longueur entre les prises d'essais, d'aller chercher le potentiel à chacun des sites, tout le long de la conduite, pour s'assurer qu'elle est bien protégée.

1510

LE PRÉSIDENT :

Je vous remercie. Ça va, Monsieur Brullemans?

1515

M. MARC BRULLEMANS

1520

Oui, oui, je voulais juste vous dire que j'aimerais qu'il y ait possibilité d'avoir le nom ou le numéro de modèle des instruments ou des dispositifs utilisés, sans que ça soit nécessairement de l'ingénierie détaillée ou alors quelque chose qui est définitif. Juste avoir une idée pour qu'on puisse en juger, nous, les citoyens. Et ça explique aussi pourquoi on cherche à partir de quarante mille (40 000) pages et on ne trouve pas ce genre d'information, maintenant j'ai la réponse.

Merci beaucoup.

1525

LE PRÉSIDENT :

Ça va. Monsieur... pardon?

1530

M. LOUIS BERGERON :

Excusez, Monsieur le président, est-ce que vous voulez qu'on fournisse la documentation?

1535

LE PRÉSIDENT :

Oui, mais de façon sommaire. D'ailleurs, même le participant ne s'attend pas à ce qu'il y ait des informations d'ingénierie là-dedans.

1540

M. LOUIS BERGERON :

D'accord.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

J'en profiterais pour poser une question à monsieur Anctil de l'Université Laval, qui est un petit peu en lien avec le préliminaire de monsieur Brullemans, il y a quelques instants.

1545 Monsieur Brullemans et d'autres personnes, je pense, hier, avaient évoqué, bon, avaient demandé au promoteur s'il avait considéré la présence de barrages en amont sur plusieurs rivières puis, bon, le promoteur a indiqué que oui, certainement.

1550 Monsieur Anctil, vous l'avez mentionné, vous travaillez notamment dans le domaine des changements climatiques, j'aimerais peut-être vous entendre, qu'est-ce qu'un promoteur comme TransCanada devrait ou pourrait faire quand il fait la conception d'un pipeline comme ça qui traverse plusieurs rivières? Qu'est-ce qu'il peut faire comme exercice pour tenir compte des changements que les changements climatiques peuvent apporter aux niveaux d'eau, aux précipitations, et cetera? Qu'est-ce qu'un promoteur peut considérer, quelles évaluations il peut faire, quelle réflexion il peut faire? C'est général, mais enfin, j'aimerais vous entendre là-dessus.

1555 **M. FRANÇOIS ANCTIL**

Oui, Madame, est-ce que vous ciblez surtout pour la traverse des rivières?

1560 **LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :**

Disons, commençons avec ça, la traverse des rivières, ce qui semble être peut-être l'élément le plus, disons le plus évident dans un premier temps.

1565 **M. FRANÇOIS ANCTIL**

Bon. Au début, l'impact des changements climatiques va se faire sentir sur le régime hydrologique, donc sur les débits.

1570 Il y a quand même beaucoup d'études qui ont été faites, sous la gouverne d'Ouranos, notamment, mais de manière large au Québec sur ça. Il y a même un atlas qui est disponible par le gouvernement du Québec pour l'évolution des débits pour les principales rivières, qui est mis à jour régulièrement.

1575 Grosso modo, on voit qu'il va avoir un changement sur le régime. Ce qu'on sent surtout c'est que la période des débits d'hiver va augmenter, mais c'est jamais des débits faibles, de toute façon. Les débits printaniers seraient plus tôt et moins forts, parce que la quantité de neige va être moindre à cause d'une température plus élevée.

1580 Il y a des possibilités d'augmentation de crue automnale, toutefois, peut-être plus sévère que ce qu'on est habitué. On a un régime pour lequel les crues principales sont souvent, surtout pour les plus grosses rivières, presque exclusivement printanières. C'est quelque chose, on va avoir de plus en plus d'événements plus violents d'automne.

1585

Ce qui amène ce changement du régime hydrologique là peut amener un changement sur le régime sédimentaire, c'est-à-dire sur le transport des sédiments, peut amener des rivières à se modifier dans leur géomorphologie parce que leur géomorphologie est adaptée au régime hydrologique.

1590

Mais c'est des choses qui vont se faire quand même sur des assez longues périodes puis il y a beaucoup d'incertitudes à l'intérieur de ça, à commencer par une incertitude sur le changement des températures. Ça va dépendre des atténuations qu'on réussira collectivement à mettre ensemble, avec l'accord de Paris qui a eu lieu récemment. Ça donne des indications, une

1595

nécessité d'atténuation, mais on le saura plus tard si on a réussi ou non à atténuer.

Donc, il y a beaucoup d'incertitudes, il reste que les précipitations, on ne s'attend pas, au Québec, à ce qu'il y ait des gros changements sur le régime des précipitations. Le changement de température va modifier le régime des rivières. Donc, nos rivières ne seront pas tout à fait les mêmes. Ça demanderait une expertise, toutefois, en géomorphologie. Des spécialistes de géomorphologie des cours d'eau pourraient donner une opinion, je n'ai pas cette expertise-là pour donner une opinion. J'ai quand même consulté des ouvrages de collègues qui montrent qu'il y a une potentialité, peut-être, que certains lits de cours d'eau pourraient s'abaisser par rapport à... suite aux changements climatiques.

1600

1605

Et s'il y a des incertitudes concrètes sur l'évolution de la température, quand on est rendu en géomorphologie, c'est une science qui est beaucoup moins précise au départ, pour laquelle il y a beaucoup d'incertitudes. Donc, il faut quand même prendre ça avec une certaine prudence.

1610

Si les études incluent toutefois des trucs comme les bris de barrages qui ont la potentialité d'avoir un effet probablement beaucoup plus marqué sur la géomorphologie, j'ai l'impression que ces études-là pourraient amener un impact plus grand que ce qu'on pourrait s'attendre des changements climatiques.

1615

Donc, j'ai l'impression que si on se concentre sur des études de bris de barrages puis qu'on regarde leur impact sur l'évolution du cours d'eau, j'ai l'impression que la question des changements climatiques devient moins importante parce que c'est... je pense que le cas le plus critique c'est potentiellement le bris d'un barrage.

1620

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

Merci beaucoup, Monsieur Anctil.

1625

Monsieur Bergeron, je voudrais juste m'assurer, vous nous avez mentionné hier — je veux m'assurer que ma mémoire ne fait pas défaut —, vous nous avez mentionné que vous avez tenu compte, notamment on parlait de la rivière Saint-Maurice, que vous aviez tenu compte de la

présence de barrages en arrière. Pouvez-vous peut-être me rappeler, vous ou monsieur St-Laurent, me rappeler la nature des études ou, enfin, du travail que vous avez fait pour tenir compte de ces barrages, de la présence de ces barrages?

1630

M. LOUIS BERGERON :

Madame la commissaire, on va revenir avec une réponse détaillée, mais le concept c'est qu'il n'y a pas eu de modélisation de rupture de barrage. C'est que le barrage, la présence du barrage a été un des critères pour la conception avec le forage directionnel horizontal. Donc, on va vous fournir une réponse détaillée sur tout le rationnel, si vous voulez, derrière la conception.

1635

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

Je comprends. Donc, ça a été considéré, mais pas au point de faire, disons, ce à quoi monsieur Anctil faisait allusion, de faire l'étude géomorphologique, là.

1640

M. BRUNO ST-LAURENT :

Ce qu'on peut vous donner Madame la commissaire, pour juste préciser, donc dans ce cas-ci, on parle effectivement d'un forage directionnel horizontal. Donc, une conduite qui va avoir, donc dans les cours d'eau, on prend en considération ça, elle va avoir un pouce d'épais et dans le cas de la rivière Saint-Maurice, on parle qu'on va être sous le lit de la rivière, environ à vingt-vingt-sept mètres (20-27 m), entre vingt et vingt-sept mètres (20-27 m) sous le lit de la rivière et on va être d'un côté, du côté ouest, à deux cent cinquante mètres (250 m). Le point d'entrée va être à deux cinquante mètres (250 m) de la rive et de l'autre côté, à cent cinquante mètres (150 m). Donc, je ne sais pas s'il y a possibilité qu'un barrage face un affouillement aussi important, puis on va être dans le roc à ce moment-là.

1645

1650

Donc, c'est pour ça qu'il n'y a pas eu de modélisation parce qu'on pense qu'il n'y a pas de risque associé à la rupture même du barrage.

1655

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

Effectivement, dans le cas d'une traversée par FDH, j'en conviens, là, qu'à première vue, ça ne semble pas. Mais j'imagine qu'il y a peut-être d'autres rivières où il y a des barrages et où il n'y aurait pas une traversée prévue par forage par FDH. Donc, si c'est le cas, peut-être dans ce cas-là, si vous étiez capable dans votre note de nous spécifier s'il y a donc des rivières avec des barrages en amont et des rivières qui ne sont pas franchies par FDH, où là, donc, qu'il pourrait avoir des pipelines plus proches de la surface, donc nous revenir là-dessus.

1660

1665

M. LOUIS BERGERON :

1670 Donc, si je résume en ce qui concerne les rivières majeures où il n'y a pas de forage directionnel horizontal, vérifier la présence de barrages et de l'impact potentiel.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

1675 Évidemment, si vous avez aussi dans vos cinq à vingt mètres (5-20 m), c'est des rivières intermédiaires, mais s'il y a une rivière à dix-huit mètres (18 m) de large, enfin s'il y en a une qui a un barrage important en amont, je n'exclurais pas automatiquement les cinq à vingt mètres (5-20 m). D'autant plus que c'est dans cette catégorie de rivière là que c'est plus susceptible qu'il n'y ait pas de forage directionnel horizontal.

1680

M. LOUIS BERGERON :

 O.K. Alors, on va faire l'analyse globale pour vous revenir avec la réponse la plus complète possible.

1685

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

1690 Merci. C'est sûr que personnellement, en tant que géomorphologue, je pourrais donner des opinions là-dessus parce que j'ai fait du littoral puis j'ai fait une maîtrise en hydrologie, mais malheureusement, il faut que je m'en garde. Mais je pourrais juste passer un petit commentaire : au niveau géomorphologique, au Québec, on voit encore des traces de lits de rivières qui coulaient au précédent interglaciaire qu'il y avait il y a cent vingt mille (125 000) ans.

1695 Donc, c'est sûr que dans le roc, les taux d'érosion sont beaucoup plus faibles, effectivement, parce qu'on sait qu'on a pu avoir des gros débits. Par contre, dans la Polytechnique, eux, ils suggéraient — en tout cas, monsieur Fuamba pourrait préciser la question du un point cinq mètre (1,5 m), de descendre ça deux mètres (2 m) comme facteur de sécurité, dans des optiques où, effectivement, comme on l'a expliqué, qu'il pourrait y avoir des changements, un peu plus de débit automnal, des comportements globaux, des étiages plus sévères l'été, un peu plus de débit l'hiver.

1700

1705 Donc, changement de comportement hydrologique donc et sédimentaire des rivières, j'aimerais entendre monsieur Fuamba là-dessus, sur l'argumentaire d'essayer de mettre peut-être le pipeline un peu plus profond. Il y avait l'allusion pour les cours d'eau importants, de le mettre plutôt qu'à un point cinq (1,5) de garantir deux mètres (2 m). Donc, j'aimerais ça vous réentendre sur cette distance.

M. MUSANDJI FUAMBA :

1710

Oui, Monsieur le commissaire, mais ce qu'on a dit hier, c'était que lorsqu'on était dans des conditions de terrain plat et que ces conditions-là étaient combinées à des diamètres importants, donc pour diminuer la contrainte, évidemment, il fallait aller plus profond.

1715

D'ailleurs, il y a des abaques qui existent, qui montrent la corrélation entre la profondeur et la contrainte. Donc, dans ces abaques-là, on peut clairement, en fonction du diamètre, en fonction de la contrainte, donc quelle était la profondeur minimale qui était suggérée. Donc, lorsqu'on combinait ça, évidemment, les choses ne sont pas aussi simples que ça. Là, si on combine encore le niveau d'affouillement et l'instabilité des pentes, donc on comprend que le critère devient encore beaucoup plus... si on veut rester conservateur, il faut aller plus profond.

1720

Je ne sais pas si je répons à votre question?

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

1725

C'est ça. Les contraintes dont vous faites allusion, c'est quoi plus précisément? C'est quoi la torsion dans le tuyau, c'est quoi?

M. MUSANDJI FUAMBA :

1730

Non, non. Les contraintes c'est la pression dans la conduite, elle doit être reprise par le sol autour. Donc, s'il y a beaucoup de pression dans la conduite, donc on veut que le sol autour reprenne cette pression-là, donc il faut qu'on ait plus de profondeur, c'est ça.

1735

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Donc, en fonction du nombre de kilopascals qui seraient à l'intérieur de la conduite, donc la pression du sol.

1740

M. MUSANDJI FUAMBA :

Oui, c'est ça. Exactement.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

1745

Très bien. O.K. J'ai saisi, je vous remercie.

1750

M. MUSANDJI FUAMBA :

O.K.

1755

M. LOUIS BERGERON :

Monsieur le président, je pense qu'il faudrait qu'on complète la réponse, parce que j'ai peut-être mal compris, mais j'ai compris la pression intérieure dans le tuyau. Je ne sais pas si j'ai bien compris?

1760

LE PRÉSIDENT :

Vous interpellez qui, Monsieur Bergeron?

1765

M. LOUIS BERGERON :

Bien, parce que monsieur ici parlait de...

1770

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Fuamba.

1775

M. LOUIS BERGERON :

... de pression intérieure, est-ce que j'ai bien compris?

1780

M. MUSANDJI FUAMBA :

Oui, dans la conduite, si j'ai compris la question du commissaire. Donc, la pression dont moi je parle, je parle de la contrainte qui doit reprendre la pression qu'il y a à l'intérieur de la conduite.

1785

M. LOUIS BERGERON :

On va donner notre version, si vous voulez, de réponse parce qu'on n'est pas en accord avec cette affirmation-là. Madame McCarthy va répondre.

1790

Mme NADIA McCARTHY :

1795 Bien, je veux juste préciser que la pression de la conduite est contenue avec la conduite elle-même. Ce n'est pas les sols autour d'elle qui vont contenir la pression d'opération maximale de huit mille quatre cent cinquante kilopascals (8 450 kPa).

LE PRÉSIDENT :

1800 O.K. Alors, écoutez, c'est sûr que, entre experts, ça peut s'éterniser. J'en sais quelque chose quand je vais dans des congrès internationaux.

1805 Je vais donner la parole à monsieur Fuamba pour une très brève intervention et ensuite, si vous voulez, de part et d'autre, on ne fera pas un débat d'experts ici, mais de part et d'autre vous pourriez peut-être nous écrire votre avis et le déposer à la commission en fonction du bref échange que nous aurons eu ici.

Alors, Monsieur Fuamba votre avis sur les propos de madame McCarthy?

M. MUSANDJI FUAMBA :

1810 J'aimerais d'abord qu'on précise de quoi on discute parce que si l'objet n'est pas bien clarifié, je pense qu'il y a risque de malentendu. Donc, la question que monsieur le commissaire m'a posée c'était en fonction de la profondeur dont on a parlé hier de deux mètres (2 m). Est-ce que c'est bien ça?

LE PRÉSIDENT :

C'est bien ça. Mais je peux laisser monsieur Germain répondre.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

1820 Tout à l'heure, c'est ça, je voulais essayer de rattacher la justification de passer de un point cinq (1,5) à deux mètres (2 m), sur les risques d'affouillement par des changements hydrologiques dans des cours d'eau, si le point cinq mètre (0,5 m) de plus ne pourrait pas être un facteur de sécurité. C'était mon intervention initiale, si on pouvait aussi justifier de passer plus profond pour assurer moins de risques d'affouillement. C'était ça, ma question originale.

M. MUSANDJI FUAMBA :

1830 Alors, si c'était ça, la question, moi, ce n'est pas ça que j'avais compris, par contre.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

1835 Vous avez expliqué pourquoi vous aviez proposé deux mètres (2 m) plutôt qu'un point cinq (1,5 m).

M. MUSANDJI FUAMBA :

1840 Exactement. Moi, je reviens à deux mètres (2 m) et ce qu'on a dit hier, c'est qu'on propose de descendre plus bas qu'un point cinq (1,5), tout simplement parce qu'on veut diminuer la contrainte dans le sol et cette contrainte-là, si on veut la diminuer, il faudrait descendre plus profond et qu'il y a des abaques qui existent et qui montrent la relation entre la profondeur et cette contrainte-là. Mais ce n'est pas exactement la même chose que ce que vous précisiez tout à l'heure.

1845 **LE COMMISSAIRE GERMAIN :**

Mais ce que je comprendrais, sur la zone contrainte, ça serait le poids de la conduite dans le sol.

1850 **M. MUSANDJI FUAMBA :**

Oui, c'est ça. Oui, oui.

1855 **LE COMMISSAIRE GERMAIN :**

C'est plus ça que la pression interne?

1860 **M. MUSANDJI FUAMBA :**

Non, non, non. Non, non. Ce n'est pas ça.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

1865 Donc, probablement qu'on peut réconcilier, à ce moment-là, un peu les deux points de vue.

LE PRÉSIDENT :

1870 Est-ce qu'il y a une réconciliation ou un divorce?

M. LOUIS BERGERON :

1875 S'il n'y a pas de relation avec la pression interne, nous sommes réconciliés.

M. GUY TRENCIA

1880 **LE PRÉSIDENT :**

1885 Très bien. Je voudrais savoir si monsieur Gilles Labbé serait là? Patricia Gomez? Ensuite, Audrey Cloutier à Trois-Rivières; Guy Trencia? Alors, on procède avec les inscriptions d'aujourd'hui maintenant.

M. GUY TRENCIA

1890 Bonjour, Monsieur le président, Madame, Monsieur les commissaires. Si Énergie Est traversait quatre-vingt-deux (82) bassins versants et huit cent soixante (860) cours d'eau, dont sept cent un (701) petits — on a parlé des gros.

1895 Si, individuellement, les répercussions peuvent sembler, sur papier, minimales, limitées, mon expérience de trente-cinq (35) ans de vérification sur le terrain m'a démontré que ce n'est pas toujours le cas, malheureusement, puis souvent, même, c'est le contraire, d'autant plus en considérant cumulativement les impacts sur chacun sur ces petits cours d'eau.

1900 De plus, les grands cours d'eau sont interconnectés avec les petits à l'intérieur des bassins versants. Alors, pour garantir l'intégrité des plus grands cours d'eau, ça ne peut pas être fait si celle des petits ne l'est pas non plus. Les petits tributaires ont une plus faible résilience, au niveau écologique, un attrait faunique spécifique qui est différent des grands et sont sous-estimés souvent par rapport à leur valeur véritable.

1905 Étant donné les grandes surfaces bouleversées pendant une période prolongée pour les emprises de travail, les aires de travail, les rives et le lit des cours d'eau, comment concrètement TransCanada prévoit-elle parvenir à réduire l'apport de sédiments et de n'importe quel autre contaminant, mais je pense surtout aux sédiments, et leur transport sous les conditions de pluie, de débits sujets à de fortes et brusques variations? Les rivières peuvent changer de débits assez rapidement, surtout les petits cours d'eau, et comment redonner leur état d'origine, une fois les travaux terminés, aux rives et au lieu du cours d'eau sans faire appel à des spécialistes du génie végétal?

1915 Je voudrais attirer l'attention que j'ai l'intention de participer à la préparation d'un mémoire et qu'on voudrait avoir une opinion qui est nuancée et juste, claire et précise dans ces mémoires-là. Et pour ce faire, il est nécessaire d'obtenir du promoteur ou de ses représentants des réponses claires et précises, aussi, et sérieuses.

1920 Puis je voudrais déplorer hier que quand j'ai parlé, j'ai posé une question sur les inspecteurs en environnement, on m'a dit qu'on avait capturé quarante mille (40 000) espèces de poissons. Alors, si vous consultez la liste des espèces vertébrées du Québec, il y en a un peu plus qu'une centaine en eau douce. Alors, si le promoteur ne comprend pas nos questions, on est là pour les préciser ou les répéter.

1925 **LE PRÉSIDENT :**

Alors, merci beaucoup, Monsieur Trecia. En fait, vous avez soulevé plusieurs questions, c'est décidément une manie chez plusieurs personnes. Vous arrivez, vous dites : « J'ai une question », mais avec plusieurs points d'interrogation. Mais je retiens quand même un des aspects, vous me corrigerez, si vous voulez la réorienter, ma question, vous la réorienterez en fonction de votre intérêt et de votre curiosité.

1930 Vous avez fait référence finalement aux bassins versants; et la question sur laquelle j'aimerais interpeller monsieur Bergeron : comment se fait-il que les bassins versants, et en particulier, même, les bassins versants qui approvisionnent des prises d'eau, n'ont pas été retenus comme étant des récepteurs sensibles?

1935 **M. LOUIS BERGERON :**

1940 Je vais laisser monsieur Veilleux répondre à la question, mais effectivement, Monsieur le président, je vous dirais que comme les questions sont assez touffues et assez larges, des fois ça peut arriver qu'on fasse des lapsus. Donc, monsieur Veilleux parlait effectivement de quarante mille (40 000) poissons et non quarante mille (40 000) espèces, mais je vais lui laisser répondre à la question.

1945 **M. CLAUDE VEILLEUX :**

Effectivement, si j'ai dit espèces, c'était plus poisson, puis en fait c'est quarante-deux mille (42 000) et quelques, mais il y avait quatre-vingts (80) espèces qu'on a pu répertorier.

1950 En fin de compte, les bassins versants, ils ont été cartographiés et sont déposés dans l'étude aussi.

1955 Je comprends aussi qu'on va avoir une présentation sur les RTS au cours de la semaine prochaine, mais très brièvement, ce qui est important — bien, c'est parce qu'il y a beaucoup de choses, ça brasse beaucoup dans ma tête, là, mais j'aimerais...

LE PRÉSIDENT :

1960 Mais c'est la raison pour laquelle, si vous êtes d'accord avec la question que j'ai prise comme étant essentielle, là?

M. GUY TRENCA :

1965 Oui, oui.

M. CLAUDE VEILLEUX :

Oui.

1970 **LE PRÉSIDENT :**

Donc, il pourrait se centrer sur cette question-là.

M. GUY TRENCA :

1975 En fait, ma préoccupation c'est surtout les petits cours d'eau qui sont très nombreux, mais évidemment, ils sont interconnectés étant donné que c'est dans des bassins versants, puis en cumulant les surfaces de travail, finalement, l'impact n'est pas négligeable.

1980 **LE PRÉSIDENT :**

Allez-y, alors.

M. CLAUDE VEILLEUX :

1985 C'est vers là que je m'en allais d'abord. Donc en fin de compte, c'est pour ça qu'on va au terrain puis qu'on va ramasser l'ensemble de l'information cours d'eau par cours d'eau. C'est vrai qu'un petit cours d'eau peut avoir quand même beaucoup d'intérêt pour la faune et la flore. Donc, c'est pour ça qu'on fait l'inventaire de l'ensemble des cours d'eau.

1990 Si ma mémoire est bonne, à venir jusqu'à date, sur les huit cent soixante (860) cours d'eau, on a fait sept cent quatre-vingt-quatre (784) cours d'eau qui ont été inventoriés. Ceux qui

nous manquent sont essentiellement dans le secteur de Picard, Saint-Honoré suite au changement de tracé qui a été effectué en décembre 2015.

Donc, on a une très bonne connaissance et je rappellerais de nouveau que chacun des résultats des cours d'eau, il y a une fiche individuelle qui a été préparée, cours d'eau par cours d'eau, et c'est sur la base de tous ces inventaires-là qu'on a faits et en tenant compte aussi des données historiques qu'on a prévu des mesures d'atténuation.

Juste pour vous donner un aperçu, on prévoit des périodes de restriction des travaux pour tenir compte justement des espèces qui sont présentes, des habitats qui ont été caractérisés par nos spécialistes en biologie. Et environ un cours d'eau sur quatre fait l'objet d'une période de restriction des travaux.

Donc, c'est-à-dire qu'on choisit vraiment une période pour minimiser l'impact sur le poisson et l'habitat. En termes de mesure de protection pendant les cours d'eau, bien, on a expliqué un petit peu aussi brièvement, madame McCarthy a expliqué hier comment on traversait les cours d'eau. Je reviens à la construction parce qu'il y a une préoccupation au niveau de la sédimentation des cours d'eau. On a expliqué les méthodes, puis la très grande majorité de ces petits cours d'eau sont soit franchis carrément à sec parce qu'il n'y a pas d'eau au moment de la construction, donc il n'y a aucun poisson présent ou ils sont traversés par barrage pompage.

Comme j'expliquais hier, on intercepte le débit, on installe une pompe, on dévie le cours d'eau en tant que tel temporairement pour exécuter les travaux, et ce qui est important de mentionner, c'est que ces cours d'eau mineurs ou plus petits en dimension, c'est une question d'une journée ou deux à traverser. Par la suite, c'est fini. Et avant de faire les travaux, l'entrepreneur se prépare de part et d'autre, et lorsqu'il intervient dans le cours d'eau, tout est prêt pour pouvoir prendre le moins de temps possible.

J'ai parlé aussi hier qu'on faisait l'exclusion, la relocalisation des poissons, c'est important lorsqu'on va faire un barrage. On capture les poissons, il y a des équipes qui sont sur place pour ça. On les dégage de la zone de travail. Et il y a toute la question des mesures de contrôle de sédiment aussi dont monsieur parlait, il existe et on met en place des barrières de sédiments, notamment de chaque côté des rives, pour s'assurer que s'il y a des précipitations d'eau, par exemple, que ces sédiments-là sont captés.

Donc, j'ai essayé de faire un tour général, s'il y a d'autres préoccupations, on pourra y répondre.

LE PRÉSIDENT :

Alors, merci, Monsieur Trencia.

M. JACQUES ROUSSEAU

2035

LE PRÉSIDENT :

J'appellerais maintenant monsieur Jacques Rousseau, à Trois-Rivières, et Claude Lambert à Lévis, ici.

2040

M. JACQUES ROUSSEAU

Bonjour, Monsieur le président.

2045

LE PRÉSIDENT :

Bonjour, Monsieur Rousseau.

2050

M. JACQUES ROUSSEAU :

Pour mon intervention d'aujourd'hui, je vais préciser que je suis un avocat à la retraite, que j'ai vingt-cinq (25) ans d'expérience dans la réglementation fédérale au sein du Comité mixte permanent d'examen de la réglementation, qui est un comité du Sénat et de la Chambre des communes. J'y ai travaillé jusqu'en 2013 au moment de ma retraite. Donc, je veux parler de la question des normes.

2055

Dans sa présentation d'hier, TransCanada a indiqué qu'elle devait se conformer, entre autres aux normes suivantes de la Canadian Standard Association : Z662-15, Z245.1, Z245.11, Z245.12, Z245.15, Z245.20 et Z245.21.

2060

Soit dit en passant, comme on y a fait allusion auparavant, on doit payer pour obtenir ces normes. Le prix total chargé par la CSA pour les six premières normes est de deux mille trois cents dollars (2 300 \$) et elles ne sont offertes qu'en anglais.

2065

Si une telle norme est incorporée par renvoi dans une loi ou un règlement, c'est comme si elle y était récitée au long. Elle devient alors partie intégrante de cette loi ou de ce règlement. Autrement, la personne qui est assujettie à cette loi et à ce règlement est obligée de se, si cette norme est incorporée, la personne qui est assujettie à cette loi ou à ce règlement est obligée de se conformer à la norme. Dans le cas contraire, le respect de cette norme est volontaire.

2070

Dans le cas qui nous occupe, soit le règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres, les normes Z245.1, Z245.11, Z245.12, Z245.15, Z245.20 et Z245.21 ne sont pas incorporées par renvoi dans le règlement; sauf si elles l'ont été dans un autre règlement

2075 auquel TransCanada est assujettie, cette dernière n'a aucune obligation légale de s'y conformer.
Si elle le fait, c'est volontairement.

2080 Je voudrais donc savoir si TransCanada est légalement tenue de se conformer aux normes que je viens de mentionner. Je précise, Monsieur le président, que je n'ai pas trouvé mention de la norme Z245.21 dans la boutique Internet de la Canadian Standard Association et je me demande où on peut la trouver.

LE PRÉSIDENT :

2085 Très bien. Tout d'abord, Monsieur MacDougall, est-ce que la norme Z245.21, elle est à votre portée?

Mr. KEVIN MacDOUGALL:

Mr. President, the standards that have been referenced are referenced in the standard Z662, so therefore if the regulatory agency is requiring an organization, a company to adhere to Z662, then they would be required to adhere to those standards as well. Correct Susan?

Monsieur le président, les normes auxquelles on a fait référence sont indiquées dans la norme Z662. Donc si l'autorité réglementaire exige à une organisation ou une compagnie de respecter la Z662, alors ils sont aussi obligés de respecter ces normes. Exact, n'est-ce pas Susan?

And I have just been pointed out that Z245.21 is available, which deals with Plant-applied external coatings.

Et comme ça m'a été indiqué, le Z245.21 est disponible. C'est la norme qui parle de la vie végétale et des contraintes externes.

LE PRÉSIDENT :

2090 Est-ce que vous pourriez la déposer? Comme ça, on la mettra accessible à monsieur Rousseau.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

2095 Mais le participant, monsieur Rousseau a mentionné qu'il n'avait pas été en mesure de retrouver cette norme sur votre site. Est-ce que vous confirmez que la norme est sur votre site? Là, je ne me souviens plus du numéro, mais — oui, elle est sur le site? Alors, Monsieur Rousseau, je ne sais pas trop ce qui s'est passé là-dessus, peut-être de retourner sur le site, il y a peut-être eu un...

2100

M. JACQUES ROUSSEAU :

2105 La recherche que j'ai faite m'a permis de retracer toutes les autres normes avec le prix qu'on chargeait, et cetera. Quand j'ai rentré dans la même boîte de questions, quand j'ai rentré la norme Z245.21, j'ai rien eu. Il n'y avait pas de résultat, zéro résultat.

2110 Bien, remarquez que j'ai utilisé le site, la version française du site. Peut-être qu'il y a un problème là aussi puisque les normes sont disponibles seulement en anglais. Mais autrement, dans tous les autres cas, à chaque fois, j'avais, même si j'utilisais le site en français, on me faisait le renvoi à la norme anglaise. Mais dans ce cas-ci, ça n'a pas fonctionné. Il y a peut-être un bogue dans le site, ça peut être tout simplement ça et c'est la question que je me pose.

2115 Je ne pense pas qu'on ait inventé cette norme-là, j'ai pensé peut-être qu'il avait pu y avoir une erreur, mais s'il n'y a pas d'erreur, cette norme-là est quelque part et peut-être qu'on pourra nous indiquer comment on peut, sur le site, cheminer jusqu'à la norme. Je n'ai pas besoin de le savoir aujourd'hui.

LE PRÉSIDENT :

2120 Monsieur Rousseau, nous allons prendre une pause dans quelques instants et pendant la pause, je suis certain que les professionnels de CSA vont tout de suite aller voir qu'est-ce qui se passe avec le site Internet. Et possiblement, s'il y a une réponse, j'y reviendrai tout de suite après la pause.

2125 Donc, votre question au fond, maintenant : Monsieur Bergeron, est-ce que vous êtes tenu de respecter toutes les normes? Et, éventuellement, je poserai la question à l'Office national de l'énergie, comment est-ce que l'Office fait pour s'assurer du respect de toutes les normes.

M. LOUIS BERGERON :

2130 Monsieur le président, c'est effectivement une condition de l'approbation de l'Office national de l'énergie.

LE PRÉSIDENT :

2135 Merci. Monsieur Plouffe ou sa collègue?

Mme ANNE-MARIE BOURASSA MOTA :

2140 Merci, Monsieur le président, les commissaires. Pour répondre à la question, de la façon que ça fonctionne, il y a la *Loi sur l'Office national de l'énergie* qui permet à l'Office national de

2145 l'énergie de faire ses propres règlements et les règlements de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres, ils ont pris naissance à cause de cette loi-là. Et puis, à l'intérieur du règlement, il y a référence à certaines normes comme celles de CSA Z622, donc ça devient la loi.

2150 Les compagnies qui sont réglementées par l'Office, elles sont obligatoirement, sont légalement obligées de suivre les exigences dans la norme. Donc, dans la norme, s'il y a une référence à d'autres normes, les normes sont aussi obligatoirement, de façon légale, sont obligatoires d'être suivies.

2155 Et qu'est-ce qui arrive aussi avec l'Office, c'est que si on n'est pas d'accord avec toutes les exigences dans les normes, on peut toujours en demander plus. Dans les règlements, par exemple, je sais qu'on a rajouté des exigences supplémentaires autour des examens non destructifs sur les joints qui sont faits en chantier. Ils doivent être examinés à cent pour cent (100 %), ce qui n'est pas le cas dans les exigences de la norme. Donc, on peut toujours aller au-delà des critères de la norme.

2160 Ensuite, pour un projet spécifique, on peut toujours ajouter des conditions supplémentaires qui sont spécifiques au projet. Et puis, à l'exploitation, on peut toujours rajouter des ordonnances ou obliger la compagnie d'aller au-delà des exigences des normes si, au bout du compte, on réalise que ce n'est pas suffisant ce qu'ils font.

2165 Et aussi, ce que j'aimerais rajouter, c'est que si la compagnie s'engage dans un document de suivre une norme qui n'est pas référencée nulle part dans les règlements de l'Office ou dans la norme que l'Office fait référence, juste parce qu'ils référencent dans leurs documents, ils sont légalement obligés de les suivre. Donc, ça va pour des procédures, ça va pour d'autres normes; une fois que c'est écrit, c'est obligé de suivre.

2170 **LE PRÉSIDENT :**

Merci, Madame. Merci, Monsieur Rousseau.

M. JACQUES ROUSSEAU

2175 Monsieur le président, juste une petite remarque : vous pouvez imaginer à quoi ressemble le travail d'un inspecteur qui doit faire appliquer tout cette montagne de règlements, de normes, d'ordonnances, et cetera, qui se trouvent un peu partout et qui constituent une masse énorme et pas très claire de législations, si on peut dire. Merci.

2180 **LE PRÉSIDENT :**

Merci à vous pour ce commentaire presque tourné en question. Madame Grandbois?

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

2185 J'en profiterais pour redemander à l'Office national de l'énergie, on sait que la norme CSA
Z662 a été modifiée, a fait l'objet d'une mise à jour en juin 2015 et il y a eu un avis d'information
de l'ONÉ daté du 18 juin 2015, donc tout de suite après la mise à jour, dans lequel l'ONÉ a
indiqué qu'il s'attendait à ce que les sociétés adoptent le plus tôt possible les mesures
nécessaires afin d'assurer la conformité à ces nouvelles dispositions, parce que c'est sûr, ce n'est
2190 pas instantané.

J'aimerais seulement que vous m'indiquiez, et c'est clair que dans le cas d'Oléoduc
Énergie Est, le projet est au niveau de la conception, mais donc les nouvelles normes doivent
être considérées lors de la conception, donc quand vous dites que les sociétés doivent adopter le
2195 plus tôt possible les mesures nécessaires pour s'adapter à la nouvelle norme ou à la norme
modifiée, qu'est-ce que vous entendez par « le plus tôt possible »? C'est un délai de quel ordre
de grandeur?

Mme ANNE-MARIE BOURASSA MOTA :

2200 Bien, habituellement, c'est supposément instantané. Des demandes qui sont devant
l'Office, qui n'ont pas été approuvées encore, devraient suivre la loi qui est en vigueur, même s'il
y a eu un changement.

2205 Puis habituellement, quand ça se passe, il y a une demande de renseignements générale
qui est envoyée à la compagnie, qui leur demande : est-ce que vous avez pris en compte la
nouvelle norme qui est sortie? Si oui, confirmez que vous avez fait les changements appropriés
et justifiez les changements. Et la plupart du temps, on reçoit un tableau où les changements sont
indiqués et comment ils prévoient mettre en œuvre les changements.

2210 Donc, ça, c'est pour toutes les demandes qui ne sont pas encore approuvées. Mais si un
projet a été approuvé, mais la construction n'a pas commencé, à ce moment-là, elle est sous
l'ancienne version de la norme parce qu'elle a été approuvée sous l'ancienne et donc, on ne
pose pas cette question-là à ce moment-là.

2215 _____

CLAUDE LAMBERT

2225

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Lambert, bonjour. Je me demandais si vous accepteriez, mais je vais vous laisser le soin de décider qu'on prenne une pause immédiatement ou vous voulez passer avant la pause?

2230

M. CLAUDE LAMBERT :

J'aime autant mieux passer tout de suite puis m'en aller tout de suite après la pause.

2235

LE PRÉSIDENT :

Allez-y. D'accord.

2240

M. CLAUDE LAMBERT :

Nous autres, je suis poigné avec le pipeline Saint-Laurent, puis ça fait que là, des réponses puis des... je peux en donner pas mal. Donc, nous autres, on a rencontré, pour la première fois, le 24 février 2007, madame Pierre Grondin et madame Lorna Patterson de l'Office national de l'énergie en assemblée et en privé. Alors, donc le 24 avril 2008, madame Patterson et madame Grondin ensemble.

2245

LE PRÉSIDENT :

O.K.

2250

M. CLAUDE LAMBERT :

Mes questions que je leur ai posées, c'est que j'ai déposé à madame Patterson la référence de l'analyse de fuites, vous savez de 1983 à 2003. Neuf pour cent (9 %) de fuites les dix (10) premières années et quarante-huit pour cent (48 %) de fuites au bout de vingt (20) ans.

2255

Là, j'ai demandé à madame Patterson, voir donc si les fuites étaient toutes répertoriées. Elle m'a dit qu'il y en avait trop pour toutes les répertorier. Ça fait que là, moi, comme je lui ai dit, les schémas, tout le kit au complet ne sont pas à jour parce qu'ils ne peuvent pas toutes les répertorier. Ça fait que là, les fuites, comme elle dit, c'était des centaines par jour, vous savez, parce qu'ils ne peuvent pas toutes les répertorier. Ça fait que là, c'est très, très, très inquiétant quand on voit tout ça.

2260

2265 Ensuite de ça, parce que là, j'aimerais ça en dire plus, mais je vais essayer de mettre ça assez court puis, voyons donc! Le pipeline Saint-Laurent, au mois d'avril 2014-2015, au mois d'avril, ils ont fait une réparation chez monsieur et madame Turcotte, O.K.? Guy Turcotte et Lucie Samson Turcotte.

2270 Bon, ça fait que là, les employés, comme ils ont dit, ils sont venus réparer parce que l'époxy, vous savez, les employés ont dit : « Quand on arrive pour enterrer le tuyau puis qu'il y a une petite roche qui fesse dessus, vous savez, elle fait une petite grafigne, puis là, bien, ça fait de la rouille. Ça fait que là c'est loin d'être sécuritaire comme qu'ils disent.

2275 Ça fait que là, on peut-tu arrêter de mentir en quelque part, puis de dire, esti, les vraies choses. Parce que là, c'est pas un cadeau, tu sais? Parce que là, Pipeline Saint-Laurent, quand ils l'ont fait, leur pipeline, là, tu sais, ils disaient que le train allait diminuer puis que le bateau aussi. En Cour, Louis Bergeron, ici présent, tu sais, parce que là, il était sous serment, il a dit que non, parce que là, s'il y a un bris majeur sur le pipeline, il faut qu'ils continuent à faire le bateau et le train pour ne pas que les bateaux et le train partent ailleurs, en cas qu'il y ait un bris.

2280

LE PRÉSIDENT :

2285 Monsieur Lambert, je pense que j'ai compris la question fondamentale et puis elle est très importante pour nous, puis je vais reprendre et je vais l'adresser à l'Office national de l'énergie.

 Monsieur Plouffe, hier, vous nous avez indiqué que toutes les fuites doivent être déclarées à partir d'un certain seuil, c'est de un virgule cinq mètre cube (1,5 m³) de fuite. Est-ce que ceci est exact, tout d'abord?

2290

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

Oui.

2295

LE PRÉSIDENT :

 Et est-ce que le propos qui vient d'être tenu par monsieur Lambert, que quelqu'un de votre Office aurait indiqué que des fuites, il y en a trop de fuites pour que ça soit répertorié, est-ce que ça peut être exact ou mal interprété ou c'est quoi votre avis là-dessus?

2300

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

 Écoutez, je ne peux pas commenter une discussion que monsieur a eue avec, privée, qui s'est passé presque il y a huit ans ou plus que ça. Donc, ça, je ne peux pas commenter là-

2305 dessus. Ce que je peux vous dire c'est que le nombre de déversements n'augmente pas, en fait, il diminue.

2310 En 2014, il y a eu soixante-seize (76) incidents signalés, y compris les déversements, comparativement à cent vingt et un (121) en 2013. Donc, ça équivaut à une baisse en un an de trente-sept pour cent (37 %).

Pour ce qui est du pipeline Saint-Laurent...

LE PRÉSIDENT :

2315 Si on essaie d'utiliser un dénominateur pour pouvoir comparer de façon plus juste, ça serait quoi?

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

2320 Un dénominateur sur la quantité?

LE PRÉSIDENT :

2325 Mettons, en kilomètre de pipeline ou... parce que là, c'est juste une fréquence...

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

2330 On n'a pas les données en kilomètres de pipeline parce qu'on ne tient pas ça par kilomètre.

LE PRÉSIDENT :

2335 Mettons s'il y a moins de pipelines en fonction, on s'attendrait à ce que ça soit moins; par contre, s'il y a plus de pipelines en fonction, bien...

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

Oui.

2340 **LE PRÉSIDENT :**

2345 On s'attendrait à ce que ça soit moindre. Par contre, s'il y a plus de pipelines en fonction, bien, la fréquence n'est pas juste le seul indicateur.

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

Je comprends. Je comprends, mais c'était le même nombre, un nombre comparable de pipelines en 2013 par rapport à 2014, donc...

2350

LE PRÉSIDENT :

O.K.

2355

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

Je ne peux pas présumer si c'est exactement le même, je n'ai pas l'information sous la main, mais il y a eu, en un an, une baisse de trente-sept pour cent (37 %) quand même.

2360

LE PRÉSIDENT :

Vous avez indiqué également hier, je pense c'est votre collègue, que votre Office procède également à des inspections.

2365

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

Oui.

2370

LE PRÉSIDENT :

Qu'est-ce qui arrive si l'Office identifie certains déversements, est-ce que le promoteur ou l'entreprise est pénalisée; est-ce qu'elle est amendée? On lui demande bien sûr de corriger, là, mais est-ce qu'il y a une pénalité quelconque?

2375

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

Je vais prendre la réponse au début. Je vais commencer un petit peu plus loin, mais si jamais il y a un déversement, la procédure qui s'engage à l'Office, c'est, bien, en fait, l'entreprise doit informer immédiatement le BST, l'Office. Ensuite, si le déversement est important, bien, il va y avoir la mise en place d'un centre d'opération d'urgence à Calgary. Les inspecteurs vont être déployés sur les lieux immédiatement si le déversement est important.

2380

2385

Ensuite, l'Office s'assure que l'entreprise coordonne bien les opérations, les interventions avec, notamment, le public touché, les premiers répondants et les communautés autochtones. Mais si on voit que l'entreprise en question ne fait pas son travail, on a une procédure où on peut

nommer un... on appelle un commandant sur les lieux, et on prend en contrôle les opérations sur place.

2390 Et, ensuite — je vais laisser ma collègue répondre à l'autre partie sur la pénalité, mais je comprends que l'Office peut émettre des ordonnances et forcer la compagnie à se conformer. Maintenant, est-ce qu'il y a des pénalités financières? Je vais laisser ma collègue...

LE PRÉSIDENT :

2395 Oui, mais juste avant que vous quittiez, est-ce qu'il y a une collaboration entre le niveau fédéral et provincial et, si oui, ça serait avec quel ministère ou quelle entité...?

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

2400 Il y a une coopération, évidemment, notamment avec le ministère de la Sécurité publique du Québec. Lundi prochain, je crois, on va passer en revue les mesures d'urgence et j'aurais un collègue, Luc Rainville, qui pourra élaborer.

LE PRÉSIDENT :

2405 Ça va. Alors, peut-être juste compléter la réponse de votre collègue, Madame?

Mme ANNE-MARIE BOURASSA MOTA :

2410 Oui, je ne me souviens pas depuis quelle année, mais c'est tout récent que l'Office peut donner des pénalités financières aux compagnies qu'il réglemente. C'est un autre groupe à l'Office qui s'occupe strictement de ça.

2415 De la façon que ça fonctionne, c'est suite à un événement ou suite à la réalisation qu'une compagnie est en non-conformité, les spécialistes peuvent faire une recommandation à ce groupe-là et le groupe prend charge d'analyser le dossier et déterminer si une pénalité financière est raisonnable et puis, après ça, déterminer le montant de cette pénalité-là, si elle est jugée nécessaire.

2420 **LE PRÉSIDENT :**

D'accord.

Mme ANNE-MARIE BOURASSA MOTA :

2425 Et c'est approuvé par les membres et c'est officiellement soumis à la compagnie.

LE PRÉSIDENT :

L'Office en a déjà émis?

2430

Mme ANNE-MARIE BOURASSA MOTA :

Oui, quelques-uns, oui.

2435

LE PRÉSIDENT :

À peu près le nombre par année si vous l'avez en tête, sinon c'est pas une donnée essentielle.

2440

Mme ANNE-MARIE BOURASSA MOTA :

Je ne l'ai pas en tête, mais je suis pas mal sûre qu'on peut trouver le tout sur notre site web, donc je peux peut-être faire quelques recherches et...

2445

LE PRÉSIDENT :

Non, c'était pas une question essentielle.

2450

Mme ANNE-MARIE BOURASSA MOTA :

O.K.

LE PRÉSIDENT :

2455

Merci Madame, Alors, merci Monsieur Lambert.

M. CLAUDE LAMBERT :

2460

Pour préciser, c'est que je n'étais pas tout seul avec madame Patterson, on était au moins cinq ou six personnes. Puis comme j'ai demandé à madame Patterson, c'est que si les pipelines s'étaient améliorés depuis les années 50-60. Elle m'a dit que non, les gazoducs, oui, se sont améliorés eux autres. Il y a encore des fuites pareil, mais les pipelines, les oléoducs ne sont pas améliorés eux autres. C'est toujours un tuyau enfoui dans la terre qui pourrit, ça fait que personne le voit.

2465

On a les chemins de fer, les chemins de fer ne sont pas beaux, on le voit. Ils ne les réparent pas.

2470 Ça fait que là, le pipeline, il est dans la terre, ça scrape toutes nos vies. Je suis en stress posttraumatique parce que monsieur Bergeron, il est complice dans l'intimidation, les agressions, les tentatives de meurtre que j'ai subies depuis le projet.

LE PRÉSIDENT :

2475 Non, non, non. Non, non, non. Non, écoutez, il y a des transcriptions...

M. CLAUDE LAMBERT :

2480 Je le sais, tu les transcriras, je n'ai pas de problème. S'il veut me poursuivre, il peut me poursuivre. Si l'Office national veut me poursuivre, esti, pour ce que j'ai dit, il n'y a pas de problème. Je l'accepte.

LE PRÉSIDENT :

2485 Je pense que j'aimerais juste rappeler tout le monde à l'ordre. Jusqu'à maintenant, nous avons procédé de façon très courtoise et nous avons obtenu une bonne collaboration que ça soit de la part des personnes-ressources ou du promoteur, donc nous souhaiterions que ça se poursuive de cette façon-là, et pour prendre le temps et respirer un petit peu, plus calmement, nous allons faire donc la pause. Elle tombe juste à point.

2490 Une pause de quinze (15) minutes, et les registres sont maintenant fermés.

2495

SUSPENSION DE QUELQUES MINUTES

**REPRISE DE LA SÉANCE
PÉRIODE DE QUESTIONS
Mme MARIE DURAND**

2510

LE PRÉSIDENT :

2515

Alors, j'appellerai, à Laval, madame Marie Durand; à Trois-Rivières, madame Joyce Renaud, et à Lévis, monsieur Jean Méthot.

Donc, je commencerai par Marie Durand à Laval.

2520

Mme MARIE DURAND :

Bon après-midi.

LE PRÉSIDENT :

2525

Bon après-midi à vous pareillement.

Mme MARIE DURAND :

2530

Merci. Je reviens un petit peu, bien sur un sujet un peu connexe à ce que j'ai abordé hier au niveau des risques associés à ce grand pipeline qui pourrait être mis sous terre. La Chambre de l'assurance de dommages s'inquiète aussi, excusez-moi, je suis un peu nerveuse, du cyber risque. Alors, cette Chambre de dommages, elle encadre de façon préventive et elle discipline la pratique professionnelle des agents et courtiers d'assurance de dommages.

2535

Elle considère que le... excusez, je vais reprendre mon souffle.

LE PRÉSIDENT :

2540

Prenez votre temps. Est-ce que vous avez de l'eau à votre table?

Mme MARIE DURAND :

Non.

2545

LE PRÉSIDENT :

Même pas dans la salle?

2550

Mme MARIE DURAND :

Oui, oui, il y en a dans la salle.

2555

LE PRÉSIDENT :

Voulez-vous prendre le temps d'aller chercher un verre d'eau?

2560

Mme MARIE DURAND :

Je pense que votre compréhension m'aide.

2565

LE PRÉSIDENT :

Ah, bon. D'accord. Si vous étiez ici, je vous offrirais une infusion à la verveine. Ça calme énormément.

2570

Mme MARIE DURAND :

Alors, pour revenir à la Chambre de l'assurance de dommages, elle considère que le cyber risque fait partie des premières préoccupations actuelles du secteur canadien de l'assurance dommages. Alors, j'ai relevé ces informations-là encore dans leur revue, ChAD Presse, hiver 2015.

2575

Parallèlement à ça, il y a eu un article en février dernier, qui vient de Toronto, que je vais vous citer :

2580

« Selon une étude publiée par Scalar-Decisions incorporée, le principal intégrateur de solutions des technologies de l'information du Canada, à peine 37 % des organisations canadiennes estiment qu'elles sont en voie de gagner la guerre de la cyber sécurité, ce qui représente une baisse de 4 % par rapport à l'étude de 2015. »

2585

On a aussi eu des nouvelles à ce sujet via TVA, la télévision : *« Une majorité de répondants sont d'avis que les crimes informatiques qui surviennent au sein de leur organisation sont de plus en plus graves »* dans 80 % des cas des répondants *« sophistiqués »*, 71 % estiment que c'est plus sophistiqué, et 70 % estiment aussi que c'est plus fréquent.

2590

LE PRÉSIDENT :

Et donc votre question, Madame?

Mme MARIE DURAND :

2595 Oui. Je veux juste apporter un autre élément qui est important. Si on parle de cyberarmée, le Canada a déclaré la guerre au groupe armé État islamique et ceux-ci (d'autres pays aussi) peuvent éventuellement attaquer le Canada. On dit qu'ils maîtrisent les dernières techniques de cryptage des communications. Ils sont capables d'utiliser des canaux fermés, protégés par des techniques de dernier cri.

2600 Alors, en plus des éventuels cybercrimes, puisque le pipeline Énergie Est traverserait le Canada, lors d'une guerre on pourrait penser qu'il pourrait être attrayant pour l'ennemi, et puis celui-ci pourrait lancer une attaque, un cybermissile, par exemple, ou un autre moyen informatique.

2605 J'arrive donc à ma question : je voudrais savoir si TransCanada a une équipe, des moyens, un budget de protection face aux cyberattaques, par exemple si quelqu'un tentait d'augmenter le volume en circulation dans le pipeline, tout en fermant les valves pour augmenter la pression, ça pourrait provoquer une rupture et un important déversement.

LE PRÉSIDENT :

2610 Merci, Madame Durand. Monsieur Bergeron, est-ce que vous avez développé un programme de protection contre les cyberattaques?

M. LOUIS BERGERON :

2615 Monsieur le président, je vais demander à monsieur Manilowski de venir donner la réponse.

M. MARK MANILOWSKI

Good afternoon Mr. President. To clarify your question, the first one was: do we have a team of people that looks at cybersecurity?

Yes, we have a team that looks at it both across the corporation and specifically to our pipeline control systems. Our pipeline control systems are separate from the Internet. We have multiple security protocols and you

Bon après-midi, Monsieur le président. Pour clarifier votre question, la première question c'est : avons-nous une équipe de personnes qui considère la cybersécurité?

La réponse, oui. Nous avons une équipe qui considère ça partout pour la société, la compagnie et spécifiquement au niveau de nos systèmes de contrôle du pipeline. Nos systèmes de contrôle du pipeline

can think about them like fences in place that protect the system. If the first layer of them were to be breached for some reason, there are still multiple layers in place, but we would treat that very seriously and our automated systems would enact to shut the pipeline down.

sont séparés de l'Internet. Nous avons plusieurs protocoles de sécurité et vous pouvez les concevoir comme des clôtures en place qui protègent le système. Si jamais la première couche de protection devait être brisée, il y a plusieurs autres couches en place de sécurité, mais on traiterai ça de façon très, très, sérieuse et on a des systèmes automatisés qui se déclencheraient pour fermer le pipeline.

So we've considered this in our design and our existing systems in order to protect infrastructure from having it attacked in that way.

Et donc, c'est conçu dans notre conception de nos systèmes existants pour protéger l'infrastructure, pour empêcher qu'elle ne soit attaquée de telle façon.

2620

M. LOUIS BERGERON :

J'aimerais compléter la réponse en mentionnant que le scénario que madame Durand a identifié comme étant celui où quelqu'un pourrait augmenter la pression des pompes tout en fermant les vannes de sectionnement, il y a aussi d'autres couches de protection qui vont faire en sorte que cette situation-là ne pourra pas se produire. Aussitôt qu'il y aura une augmentation de pression ou due à la fermeture des vannes, il faut que les pompes arrêtent automatiquement. Donc, tous ces systèmes sont un par-dessus l'autre et il y a plusieurs couches.

2625

LE PRÉSIDENT :

Je demanderais à l'ONÉ si, à votre connaissance, il y a déjà eu, au Canada, des cyberattaques de pipelines, ou de gazoducs d'ailleurs.

2630

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

À ma connaissance, non. Maintenant, je ne sais pas si le Bureau de la sécurité des transports...

2635

LE PRÉSIDENT :

Bien, j'y allais après vous.

2640

2645

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

Je m'excuse.

2650

LE PRÉSIDENT :

Mais je voulais d'abord passer par vous. Merci. Donc, BST, Monsieur Laporte?

2655

M. JEAN L. LAPORTE :

On n'a aucun événement à notre connaissance qui implique une cyberattaque, sur lequel on aurait fait enquête.

2660

LE PRÉSIDENT :

Alors, voilà Madame Durand. Donc, vous avez eu une présentation du promoteur et vous avez eu, enfin j'ai poursuivi un peu avec l'Office national de l'énergie et du Bureau de la sécurité des transports juste pour savoir s'il s'est passé quelque chose au Canada.

2665

Merci, Madame.

M. LOUIS GAGNÉ

2670

LE PRÉSIDENT :

Donc, à Trois-Rivières, vous êtes Monsieur?

2675

M. LOUIS GAGNÉ :

Monsieur Gagné, Louis Gagné. J'ai pris la place de madame Joyce Renaud.

2680

LE PRÉSIDENT :

Non, ce n'est pas votre tour, Monsieur Gagné. J'avais appelé madame Joyce Renaud.

2685

VOIX NON IDENTIFIÉE :

Madame Joyce Renaud cède sa place à monsieur Gagné, il n'y a aucun problème.

LE PRÉSIDENT :

O.K. d'accord. O.K., c'est bon. Juste pour savoir, est-ce que madame Renaud va prendre la place de monsieur Gagné?

2690

VOIX NON IDENTIFIÉE :

Non, elle n'a pas de question pour l'instant. Monsieur Gagné était déjà inscrit. Merci.

2695

LE PRÉSIDENT :

O.K. D'accord. Allez-y, Monsieur Gagné.

M. LOUIS GAGNÉ :

2700

J'aimerais savoir si dans les responsables du transport soit par bateau, soit par oléoduc, ou par train, si lors de déversements importants, si on a nettoyé un déversement, qui a été rendu comme c'était avant? Un, j'en demande rien qu'un qui a été nettoyé, où ils ont mis la vie comme c'était avant. Si les responsables du transport ont pris leur responsabilité puis qu'ils en ont replacé un, réparé comme c'était avant.

2705

LE PRÉSIDENT :

Je pense que votre question est claire. J'aurais le goût de l'adresser d'abord à l'Office national de l'énergie. Est-ce qu'à votre connaissance, il y a eu un déversement au Canada et s'il y a eu remise à neuf?

2710

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

L'Office exige la remise à neuf, donc la remise en état de l'environnement. Donc, on pourrait peut-être vous fournir des exemples plus en profondeur en allant voir dans nos banques de données, mais c'est une exigence formelle de l'Office. Lorsqu'il y a un déversement, l'entreprise se doit de remettre en état l'environnement.

2715

LE PRÉSIDENT :

En fait, monsieur demandait un exemple. Est-ce que vous auriez un exemple?

2720

M. MARC-ANDRÉ PLOUFFE :

Pas de mémoire, mais je pourrais vous revenir rapidement.

2725

LE PRÉSIDENT :

2730 D'accord. Merci. Alors, si l'exemple arrivait pendant la séance, Monsieur Gagné, nous
allons vous en informer immédiatement. Si ça arrive subséquemment, bien, ça sera dans les
transcriptions de la séance prochaine.

M. LOUIS GAGNÉ

2735 Est-ce que je peux continuer un peu?

LE PRÉSIDENT :

2740 Non, pas vraiment, Monsieur Gagné. En fait, malheureusement, j'ai limité à chaque
intervention une seule question.

M. LOUIS BERGERON :

2745 Monsieur le président, est-ce qu'on peut offrir une réponse?

LE PRÉSIDENT :

Allez-y.

2750 **M. LOUIS BERGERON :**

Donc, je vais demander à Monsieur Grenon.

2755 **M. STÉPHANE GRENON :**

Merci, Monsieur le président. Je peux donner un exemple à monsieur qui provient de, si
vous voulez d'une ancienne vie, à l'époque j'étais gestionnaire responsable de l'équipe
d'intervention d'urgence d'Environnement Canada ici pour la région du Québec.

2760 Et l'exemple que je pourrais offrir à monsieur, c'est en 1999, il y a eu un déversement
d'environ entre trente et quarante (30-40 m³) cinquante mètres cubes (50 m³) de Bunker C
provenant d'un navire dans le secteur de Havre-Saint-Pierre, un bateau s'était rupturé dans la
glace lors de l'approche au quai de Havre-Saint-Pierre.

2765 Il y avait eu intervention d'urgence avec les intervenants qui sont ici dans la province, entre
autres — bon, je crois cette semaine ou la semaine prochaine, nous allons avoir SIMEC — la
SIMEC entre autres est intervenue, la Garde côtière canadienne, le ministère de l'Environnement

2770 du Québec, à l'époque, et il y avait eu nettoyage en période hivernale. Il y avait présence de
glace, d'ailleurs, dans ce cas-là.

2775 Donc, il y avait eu nettoyage sur l'eau. Il y avait eu récupération sur les rives. Par la suite, il
y avait eu un suivi environnemental qui avait été mis en place et le site, tout ça, était sous la
supervision de la Garde côtière canadienne et le site avait été nettoyé et ramené à son usage
normal, les berges qui avaient été affectées par ce déversement-là.

LE PRÉSIDENT :

2780 Quel est le délai que ça a pris pour que vous considériez ou pour que les instances
ministérielles considèrent que la remise à neuf était au point?

M. STÉPHANE GRENON :

2785 Oui. Dans ce cas-là, si ma mémoire est bonne, ça date légèrement, mais l'événement était
arrivé, je crois, c'était au début du printemps vers, je vais dire vers la mi-mars, le 15 mars environ.

2790 Les opérations d'urgence s'étaient déroulées avril, vers le début mai, peut-être sur une
période d'un mois et demi, récupération active. Par la suite, après la fonte des glaces et l'arrivée
de la saison d'été, il y avait eu des relevés, des inspections des rives dans tout le secteur de
Havre-Saint-Pierre, incluant les îles du Parc national de Mingan, pour justement évaluer s'il restait
de la présence de pétrole qui avait été ratée lors des opérations d'urgence. Et ça s'était conclu à
ce moment-là. Donc, je dirais peut-être la dernière inspection, ce qui était plus un suivi
environnemental, vers la mi-juin environ.

LE PRÉSIDENT :

2795 Donc, vous indiquez que le ministère de l'Environnement était impliqué?

M. STÉPHANE GRENON :

2800 Oui, Environnement Québec était sur les lieux, Garde côtière canadienne, Environnement
Canada, SIMEC, la partie responsable qui était le propriétaire du navire et la Municipalité, des
représentants municipaux de Havre-Saint-Pierre.

LE PRÉSIDENT :

2805 Je m'adresserais au ministère de l'Environnement du Québec. Le suivi à la suite de ce
déversement a duré combien de temps, afin de vous permettre de vous assurer que la remise à
neuf était complétée?

Mme ANNIE BÉLANGER :

2810

Je vous dirais, Monsieur le président, que pour le cas que monsieur Grenon discute, je n'ai pas les informations. Par contre, si je peux fournir un autre exemple, il y a Lac-Mégantic qu'on a connu dernièrement où le ministère est intervenu pour traiter les sols qui ont été contaminés, donc excavés, traités.

2815

Il y a un échantillonnage qui a été fait sur les parois afin de s'assurer que la contamination était enlevée, il y a eu un remblayage qui a été fait. Il y a également une surveillance, au niveau des eaux souterraines, qui a été faite. Il y a aussi des interventions qui ont lieu au niveau de la rivière Chaudière pour décontaminer une partie qui était plus contaminée en hydrocarbures.

2820

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que, selon votre ministère, on peut considérer qu'il y a une remise à neuf?

2825

Mme ANNIE BÉLANGER :

Je vous dirais que les échantillons, au niveau eaux souterraines, qui sont pris montrent que tout est correct, que la qualité de l'eau est bonne.

2830

Pour ce qui est des sols, comme que je vous dis, ils ont tous été excavés. Ce qui a été remis en place, on est convaincu que ça respecte les critères, puis l'excavation a été réalisée jusqu'à ce que les parois ne démontrent plus de contamination. Donc, la partie terrestre est correcte.

2835

Au niveau de la qualité de l'air, il y a un suivi qui a été réalisé également et, encore là, tous les critères sont respectés.

LE PRÉSIDENT :

2840

Faune et flore, impacts sur la faune, sur la flore, sur le lac?

Mme ANNIE BÉLANGER :

2845

Ça, je veux dire, il y a toujours un suivi qui est fait tant au niveau de la rivière Chaudière que du lac, et là, tranquillement pas vite, on a les résultats de ça qui sont colligés par l'équipe, le comité d'experts qui a été...

2850

LE PRÉSIDENT :

Donc, le travail de suivi n'est pas complété encore?

2855

Mme ANNIE BÉLANGER :

Non, ça se poursuit encore.

2860

LE PRÉSIDENT :

Donc, on parle d'une durée de quelques années?

2865

Mme ANNIE BÉLANGER :

De quelques années encore, oui.

2870

LE PRÉSIDENT :

C'est ça. D'accord, merci Madame. Alors, Monsieur Gagné, merci encore une fois. J'appellerais...

2875

M. LOUIS GAGNÉ :

Je noterais une chose, c'est que quand ce n'est pas remis comme avant, les perdants sont toujours ceux qui sont sur le parcours du transport pétrolier. Ils sont toujours ceux qui subissent. Ça fait que ça donne un peu mon idée sur le transport pétrolier au Québec : si ça pète, on va payer.

2880

M. LUC FALARDEAU

2885

LE PRÉSIDENT :

Merci, Monsieur Gagné. J'appellerais maintenant monsieur Luc Falardeau de Laval et à Lévis, monsieur Jean Méthot.

2890

M. LUC FALARDEAU :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Donc, Monsieur Falardeau, nous commençons par vous.

2895 **M. LUC FALARDEAU :**

Oui, Bonjour. Je reviens sur la question d'hier soir, il était un peu tard, concernant les risques dus aux séismes.

2900 **LE PRÉSIDENT :**

Oui, oui.

2905 **M. LUC FALARDEAU :**

J'avais mentionné à ce moment-là qu'il y avait des pipelines qui croisaient perpendiculairement des failles majeures au niveau des fractures dans le roc et qu'il y avait des cartes géologiques qui étaient disponibles et, bien sûr, du gouvernement, et notamment, il y en avait une faille majeure, une fracture majeure qui s'appelle la faille du Bas-de-Ste-Rose le long de la rivière des Prairies. C'est une faille de plusieurs kilomètres de longueur, et il y en a plusieurs failles comme ça dans la région de Montréal et le long du fleuve Saint-Laurent.

2915 Alors, hier, on a répondu, on a parlé évidemment de forages géotechniques, c'est bien beau tout ça. Je viens d'un background d'une trentaine d'années dans le domaine des infrastructures et puis de l'environnement, de l'ingénierie et puis de l'instrumentation scientifique et puis je connais ça un peu les études géotechniques géologiques.

2920 Et puis ce que je voulais dire c'est que les codes — par exemple, on a parlé ce matin, le monsieur du BST, pardon, il a mentionné qu'il y avait évidemment le Code national du bâtiment, il y avait d'autres codes aussi au niveau des ponts ferroviaires, et cetera, et il parlait d'accélération horizontale.

LE PRÉSIDENT :

2925 Hum, hum.

M. LUC FALARDEAU :

2930 Moi, ce que je parle, c'est plus d'un phénomène qui est au niveau des accélérations verticales, en cas de tremblement de terre. Parce que si un pipeline passe dans le roc ou dans le sol meuble au-dessus du roc où il y a une faille et que cette faille-là, qui a été stable pendant

2935 cinquante (50), soixante (60), soixante-dix (70) ans, cent (100) ans, est sujette à un tremblement de terre plus important, peut-être six point un (6,1), sept point un (7,1), c'est tout à fait du domaine du possible dans les prochaines quarante (40) années de vie du pipeline, à ce moment-là, ça pourrait, comme je disais hier, réactiver cette faille-là. Peut-être qu'elle pourrait céder soudainement et snapper, comme on dit.

2940 Donc à ce moment-là, il y aurait un effet de cisaillement et le pipeline serait fortement endommagé avec des risques, évidemment, de fuites, d'écoulement.

2945 Donc, ma question d'hier c'était de savoir, dans les codes, on fixe des normes générales, comme des accélérations, des forces d'accélération pour designer, mais on doit probablement, je n'ai pas fouillé ça à fond, mais ce serait intéressant de le faire, est-ce qu'on a fouillé l'aspect des caractéristiques spéciales qu'il y a, des particularités locales?

2950 Probablement qu'il y a un article dans les codes de design qui spécifie d'aller voir, de faire des études particulières qui ne sont pas couvertes de façon générale dans les codes pour des phénomènes, des particularités spécifiques géologiques, par exemple, comme des failles. Alors, est-ce qu'on pourrait étudier ça aussi? Est-ce que des failles pourraient être...

LE PRÉSIDENT :

Réactivées?

2955 **M. LUC FALARDEAU :**

... réactivées suite à un séisme d'une certaine intensité et quel mouvement vertical il pourrait y avoir et endommager un pipeline?

2960 **LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Bergeron, est-ce que vous y avez réfléchi?

2965 **M. LOUIS BERGERON :**

Monsieur le président, on a pris un engagement hier soir de réévaluer le tout. On nous a demandé de regarder la présence de failles majeures. Donc, nous travaillons sur le dossier et puis nous allons vous revenir avec une réponse.

2970 **LE PRÉSIDENT :**

Très bien. D'accord. Monsieur Germain.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

2975 J'en profiterais, tout à l'heure on a eu la réponse du ministère des Transports concernant
les accélérations verticales, justement. Le ministère a expliqué qu'il avait sa propre norme dans
ses devis de construction. Donc, dans la vérification que vous devez faire, est-ce que vous
pourriez vérifier si TransCanada a des critères d'accélération, des objectifs à atteindre ou est-ce
2980 que c'est — ça peut être des critères de l'Association pétrolière, donc un peu dans le même sens
que ce que le ministère des Transports a montré, est-ce que de votre côté, vous vous référez à
des choses semblables.

M. LOUIS BERGERON :

2985 C'est bien noté.

LE PRÉSIDENT :

2990 Monsieur Falardeau, je tiens quand même à vous indiquer que la commission va quand
même soulever le point pour voir jusqu'où il faut l'amener. Votre point ne nous laisse pas
indifférents.

M. LUC FALARDEAU :

2995 Je vous remercie.

M. JEAN MÉTHOT

3000

LE PRÉSIDENT :

Merci à vous. Donc, merci. Nous passons maintenant à monsieur Jean Méthot.

3005

M. JEAN MÉTHOT :

3010

Merci, Monsieur le commissaire. Mon point, moi, touche surtout l'exécution de la traversée
du fleuve avec le fameux oléoduc. La question que je me pose c'est qu'est-ce qu'on va faire pour
disposer de tout le matériel d'excavation qui va provenir de cette conduite-là sur le fleuve, parce
qu'on a entendu des réflexions qui soulevaient des inquiétudes de la part des autorités de la Ville
de Lévis concernant la circulation sur la Route 132.

LE PRÉSIDENT :

3015

Très bien. Monsieur Bergeron?

M. LOUIS BERGERON :

3020

Je vais demander à monsieur St-Laurent de répondre.

M. BRUNO ST-LAURENT :

3025

Monsieur le président, ce qui est prévu, donc effectivement ce sont des volumes quand même importants, donc il y a, à proximité du site où on va travailler, une carrière qui est là et l'objectif, après avoir évidemment obtenu, s'assurer que la carrière a toutes les autorisations nécessaires pour prendre ce type de matériel là, c'est d'apporter tout ce matériel-là à cet endroit-là.

3030

Et par la suite, et pour se rendre là, compte tenu effectivement des préoccupations qu'on a entendues de la Ville et des gens, de faire une route d'accès entre le site parce qu'il est près, une route temporaire qui serait utilisée par les camions qui vont faire la navette entre les deux sites et, évidemment, tout ça va être remis en état par la suite pour s'assurer que la route est remise dans son état initial.

3035

LE PRÉSIDENT :

Avez-vous eu des discussions préliminaires avec les gestionnaires de la carrière?

3040

M. BRUNO ST-LAURENT :

3045

Effectivement, oui, on a eu des discussions préliminaires. Je vous dirais, là, déjà, ils sont intéressés, ils nous ont indiqué à quel endroit de leur carrière ça pourrait probablement aller et c'est la carrière où il y a déjà eu, quand Gazoduc TQM a fait ses travaux en 95, c'est là que les déblais ont été transportés.

LE PRÉSIDENT :

3050

Monsieur Germain.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Merci. Vous avez mentionné la Route 132. Je regarde sur le plan, donc la sortie du tunnel serait quelque part, mais relativement près de la 132, mais entre la 132 et l'Autoroute 20. Donc,

3055 ça veut dire que si la carrière était utilisée, est-ce qu'il y aurait du camionnage sur la 132, si j'ai compris le sens de la préoccupation de monsieur Méthot?

M. BRUNO ST-LAURENT :

3060 Monsieur le commissaire, la sortie ou l'entrée du tunnel, plutôt, serait localisée entre la 132 et le fleuve; donc, on n'aurait pas besoin de se rendre à la 132.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

3065 Vous me dites entre la 132 et le fleuve, la sortie du tunnel?

M. BRUNO ST-LAURENT :

Oui.

3070

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Parce que c'est la 132, selon que le plan que j'ai, c'est sûr que ce n'est pas une bonne échelle, mais la 132 est collée sur le fleuve, la rive du fleuve?

3075

M. LOUIS BERGERON :

Si vous voulez, on peut projeter le plan puis vous montrer avec la souris?

3080

LE PRÉSIDENT :

S'il vous plaît, oui. Voulez-vous aller avec un curseur pour nous aider à suivre.

M. LOUIS BERGERON :

3085

On va l'activer.

LE PRÉSIDENT :

3090

D'accord.

3095

M. BRUNO ST-LAURENT :

3100 Donc, vous voyez ici la Rive-Sud, donc la limite du fleuve est ici et la 132 est là. Donc nous, on va arriver à peu près à, je pense que c'est probablement à peu près deux à trois cents mètres (200-300 m) de la 132. Et la carrière est localisée, je vous dirais, entre le tunnel de TQM — je pense que c'est plus grisé, je pense que c'est le site de la carrière.

3105 Donc l'idée, c'est de faire un chemin entre les deux sites, de façon à ne pas avoir à utiliser la 132 pour aller avec les camions qui vont transporter le matériel.

LE PRÉSIDENT :

Alors, merci, Monsieur Méthot.

3110 **M. JEAN MÉTHOT :**

Excusez, j'aurais peut-être une autre question.

LE PRÉSIDENT :

3115 Malheureusement.

M. JEAN MÉTHOT :

3120 C'est que c'est suite à la réponse, excusez, j'ai une interrogation qui est soulevée. C'est qu'avec tout le matériel qu'on va sortir de là pour transporter dans la carrière, je m'interroge à savoir de quelle façon vous pouvez vous rendre à la sortie du tunnel et jusqu'à la carrière.

LE PRÉSIDENT :

3125 Écoutez, le temps que vous récupérez votre chaise, je vais poser quand même moi-même la question au promoteur. Ça sera une question assez simple. Je la reprends en mon nom.

M. BRUNO ST-LAURENT :

3130 Donc, l'idée, c'est vraiment de faire un chemin temporaire entre la sortie du tunnel ou l'entrée du tunnel où on va commencer notre excavation avec le tunnelier et la carrière. Donc, c'est une route temporaire qui va être aménagée et remise en état par la suite complètement.

3135

LE PRÉSIDENT :

Merci.

3140

M. JEAN MÉTHOT :

Ça ne répond pas encore à ma question.

3145

LE PRÉSIDENT :

Oui, ça répond.

M. JEAN MÉTHOT :

3150

C'est parce que le chemin temporaire à l'endroit où il est projeté, ce n'est pas, passez-moi l'expression, ce n'est pas une piste d'atterrissage, c'est des endroits marécageux, il y a des buissons, il y a des...

3155

LE PRÉSIDENT :

Écoutez, vous avez le droit à vos commentaires, vous pouvez juger que la proposition du promoteur est totalement farfelue et, à ce moment-là, vous pouvez, j'espère que vous allez pouvoir venir nous le dire dans le cadre de votre mémoire ou d'une intervention ou d'un commentaire à la deuxième partie de l'audience publique, qui commencera à la fin du mois.

3160

M. JEAN MÉTHOT :

A la fin du mois?

3165

LE PRÉSIDENT :

Oui. Je donne les détails à tous les soirs.

3170

M. JEAN MÉTHOT :

O.K.

LE PRÉSIDENT :

3175

À la fin du mois prochain, c'est ça.

M. JEAN MÉTHOT :

3180 À la fin du mois de?

LE PRÉSIDENT :

3185 Attendez, je vais vous le dire la date exacte.

M. JEAN MÉTHOT :

Du mois d'avril.

3190 **LE PRÉSIDENT :**

C'est le 25 avril.

M. JEAN MÉTHOT :

3195 25 d'avril. Je vous remercie.

LE PRÉSIDENT :

3200 À chaque soir, je vais répéter les dates importantes pour la deuxième partie de l'audience publique où nous allons entendre les mémoires et les présentations verbales.

M. JEAN MÉTHOT :

3205 C'est parce que, juste une petite suggestion. C'est que le plan qui est ici, à l'échelle où il est là, c'est très difficile pour nous de se faire une idée de l'implication du passage, autant de la route temporaire que de l'oléoduc.

LE PRÉSIDENT :

3210 Merci encore une fois.

M. JEAN MÉTHOT :

3215 Merci beaucoup.

Mme MONIQUE FONTAINE

3220

LE PRÉSIDENT :

J'appellerai donc, à Trois-Rivières, madame Monique Fontaine. J'appellerai monsieur Benoît Chevalier pour la salle ici. Alors, à vous la parole, Madame Monique Fontaine.

3225

Mme MONIQUE FONTAINE

3230

Monsieur le président, Madame et Monsieur les commissaires, bonjour. Monsieur le président, j'aimerais savoir dans quelle mesure les entreprises participent à l'élaboration des normes CSA, et en ce qui concerne la norme dont on a beaucoup parlé aujourd'hui, la Z662-15, quelles entreprises?

LE PRÉSIDENT :

3235

D'accord. Alors, je vais adresser directement la question au représentant de CSA. Donc, Monsieur MacDougall s'il vous plaît.

Mr. KEVIN MacDOUGALL:

Mr. President, we have a complete list of the volunteers, the members on the Technical Standards Committee for Z662 that we can provide.

Monsieur le président, nous avons une liste complète des membres, des volontaires sur le Comité directeur technique de Z662 et que l'on peut vous fournir.

LE PRÉSIDENT :

3240

Excellent. C'est excellent. Donc, ça va être déposé, Madame, si ça ne vous dérange pas d'attendre quelque temps, ça va apparaître.

3245

Quand est-ce que vous allez pouvoir la déposer, Monsieur MacDougall? Ce soir? Aujourd'hui ou dans les prochains jours?

Mr. KEVIN MacDOUGALL:

Right away. As soon as we have access to email.

Immédiatement. Aussitôt qu'on aura accès à une imprimante.

3250

LE PRÉSIDENT :

A printer? O.K.

3255

Mr. KEVIN MacDOUGALL:

Yes.

3260

LE PRÉSIDENT :

O.K. Thank you very much.

MS. SUSAN OH:

Sorry, Mr. President, can I just add that the committee members are found on the actual standard itself as well. It's published with the standard.

Je suis désolée, Monsieur le président, puis-je rajouter un élément? Les membres du comité sont retrouvés également sur la norme actuellement. Donc, c'est publié.

3265

LE PRÉSIDENT :

O.K. Thank you. Donc, Madame Fontaine, ça va? Monsieur Benoit Chevalier.

M. BENOÎT CHEVALIER

3270

M. BENOÎT CHEVALIER :

Bonjour, Monsieur le président, Madame et Monsieur les commissaires. Benoît Chevalier, je suis conseiller stratégique à la Direction générale de la Ville de Lévis.

3275

À l'est de Lévis, l'oléoduc longe une emprise du Canadien National sur une bonne distance et la conduite serait située approximativement à treize mètres (13 m) centre de l'emprise et à une profondeur d'un point cinq mètre (1,5 m).

3280

Notre question c'est de savoir si ces critères, être à treize mètres (13 m) et à un point cinq mètre (1,5 m) de profondeur, garantissent l'intégrité de la conduite dans le cas d'un déraillement majeur sur une section de la voie ferrée où les convois circulent à haute vitesse?

3285

LE PRÉSIDENT :

Je commencerais par envoyer la question à monsieur Bergeron.

3290

M. LOUIS BERGERON :

Monsieur le président, on a une étude en marche sur le sujet. Je ne suis pas certain qu'on peut avoir l'étude avant encore quelques jours, mais on va faire des recherches. L'étude est en marche.

3295

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Monsieur Laporte, est-ce que vous auriez certaines indications qui pourraient nous être utiles en attendant l'étude sur la sécurité?

3300

M. JEAN L. LAPORTE :

Pouvez-vous répéter la question?

3305

LE PRÉSIDENT :

Je pense que je ne prendrai pas la chance de l'interpréter dans mes mots, mais je vais laisser le soin à monsieur Chevalier de vous l'adresser.

3310

Monsieur Chevalier si ce n'est pas trop vous demander?

M. BENOIT CHEVALIER :

3315

Oui. Alors, l'oléoduc est projeté à environ à treize mètres (13 m) de l'emprise du Canadien National dans une section où les convois peuvent circuler à haute vitesse, et à une profondeur d'un point cinq mètre (1.5 m). Notre question c'est de savoir si ces critères garantissent l'intégrité de la conduite dans l'éventualité où il y aurait un déraillement majeur dans ce secteur?

3320

M. JEAN L. LAPORTE :

Je vais demander à monsieur Kotchounian de répondre.

3325

M. MANUEL KOTCHOUNIAN :

Nous avons, selon les enquêtes qu'on a faites, nous avons eu un cas où il y avait un déraillement de train qui était avec un pipeline dans les environs du déraillement — je n'ai pas les

spécifiques en tête, de mémoire, là, je ne connais pas les détails de ça, mais je pourrais regarder nos dossiers et vous revenir là-dessus. Mais de mémoire, je ne me souviens pas avoir tous les détails de ça.

3330 **LE PRÉSIDENT :**

3335 En fait, c'est parce que votre question me fait réagir un peu parce je me suis dit, de façon très terre à terre, la situation que vous présentez, c'est comme si on me disait : bien, regardez, au Lac-Mégantic, il y a eu un déversement. Si ce train-là était à une quinzaine de mètres, mettons, du pipeline, qu'est-ce qui ce serait produit, est-ce que le pipeline serait resté intègre? C'est ça l'image qui m'est venue à la tête.

3340 Donc, malheureusement, il n'y a pas de réponse à cette question-là pour le moment. Je ne suis pas sûr que c'est nécessairement — la réponse est facile... la question est facile, mais la réponse n'est pas nécessairement facile.

M. LOUIS BERGERON :

3345 Je peux peut-être amener un éclairage, Monsieur le président.

LE PRÉSIDENT :

Oui.

3350 **M. LOUIS BERGERON :**

3355 C'est que lorsqu'on fait la sélection d'un tracé, un des critères c'est de s'approcher le plus possible des infrastructures existantes pour ne pas morceler le territoire. Donc, pour nous, de s'éloigner à une distance cinquante, cent mètres (50-100 m), c'est tout à fait possible.

3360 À ce moment-là, c'est sûr qu'on vient morceler et il y a des gens, évidemment, qui vont avoir des bouts de terrain entre la voie ferrée et le pipeline et qui vont se dire enclavés. Donc, comme je vous disais, en ce qui concerne la sélection du tracé, on a toujours un peu... c'est le tracé de moindre impact, on a toujours des critères comme ça.

3365 Donc, je pense que l'étude qu'on est en train de faire actuellement va nous démontrer ce que ça implique, comme risques, et que si on arrivait à la conclusion que c'est un risque qui est quand même relativement élevé, ou même si la probabilité est faible, la conséquence était dramatique, à ce moment-là, ça pourra changer notre décision. Mais ce sont toujours des critères qu'il faut prendre en compte.

LE PRÉSIDENT :

3370 En fait, c'est surtout aussi en lien avec l'information véhiculée ce matin par votre collègue à l'effet que la distance minimale variait entre deux infrastructures, varierait, grosso modo, entre six mètres et dix mètres (6-10 m), minimale.

M. LOUIS BERGERON :

3375 On me dit qu'ici, ça serait plus de vingt mètres (20 m) de distance, mais on va tout vérifier ça, Monsieur le président, et on va vous donner une réponse vraiment claire là-dessus.

LE PRÉSIDENT :

3380 Et c'est surtout, j'imagine dans cette étude-là, vous allez nous indiquer quels sont les critères qui auront prévalu pour fixer cette distance de vingt mètres (20 m)? Si c'est vingt mètres (20 m).

M. LOUIS BERGERON :

3385 Mais, en fait, je pense, comme je vous disais tout à l'heure, c'est sûr qu'un des critères c'est de se rapprocher d'une infrastructure existante, mais on va s'assurer de vous donner l'ensemble du portrait

LE PRÉSIDENT :

3390 D'accord. Alors, merci, Monsieur Chevalier.

3395

M. BENOÎT BOUFFARD

LE PRÉSIDENT :

3400 J'appellerai monsieur Benoît Bouffard, ici, et monsieur Louis Casavant à Trois-Rivières. Monsieur Bouffard.

M. BENOÎT BOUFFARD :

3405 Oui, Bonjour. La question s'adresse à vous, au BAPE. Est-ce que vous avez en main ou vous pouvez mettre la main sur l'argumentaire des diverses communautés de la Colombie-Britannique qui se sont opposées aux deux projets de pipelines Northern Gateway et

3410 Trans Mountain, et qui a fait en sorte que tous ces projets-là sont retardés et qu'on choisit maintenant de faire des pipelines quatre fois plus longs pour livrer le pétrole des sables bitumineux aux marchés mondiaux.

Alors, est-ce qu'on peut s'inspirer ou aller chercher ça pour voir s'il y a des arguments qui peuvent servir de part et d'autre?

3415 **LE PRÉSIDENT :**

3420 Écoutez, la commission peut demander, si les documents sont publics, la commission bien sûr peut demander des copies de ces documents-là, et s'ils n'étaient pas publics, la commission pourrait, si elle le juge important, pourrait faire valoir son point de vue pour obtenir l'information, mais ça ne garantit pas qu'elle l'aura, mais la commission peut, bien sûr, si les documents sont publics, la commission a toute la latitude nécessaire pour les demander.

M. BENOÎT BOUFFARD :

3425 C'est surtout pour comprendre pourquoi ce choix-là de faire un pipeline si long alors qu'il y avait possibilité de sortir le pétrole de façon...

LE PRÉSIDENT :

3430 Mais, j'aimerais ça poser la question au promoteur. Ça m'étonne que vous me disiez que vous adressiez la... non, non, je comprends, mais il quand même au courant un peu du dossier, j'imagine. S'il ne peut pas répondre, il ne répondra pas, mais j'étais étonné que vous posiez la question directement à la commission.

3435 Monsieur Bergeron, est-ce que vous avez des informations là-dessus, bien que vous ne soyez pas directement touchés par la version Ouest, là?

M. LOUIS BERGERON :

3440 Votre question, Monsieur le président, c'est pourquoi l'Est versus l'Ouest, c'est ça? Donc, je vais essayer de résumer rapidement.

3445 Il y a certains projets, effectivement, qui ont été développés du côté ouest et le projet Northern Gateway, par exemple, a été approuvé par l'Office national de l'énergie. Alors, le projet Northern Gateway a été approuvé, mais avec plusieurs conditions et l'entreprise est actuellement en train d'essayer de satisfaire les conditions.

Il y a l'autre projet de Kinder Morgan.

3450 Le Projet Énergie Est, il y a deux principaux avantages. Un des principaux avantages c'est le fait qu'il y a une conduite de gaz qui est sous-utilisée parce que le gaz naturel, au Québec, qui venait de l'Ouest canadien pendant plusieurs décennies, vient maintenant surtout des États-Unis et il y a une conduite de gaz qui est sous-utilisée en provenance de l'Ouest.

3455 Donc, possibilité d'utiliser trois mille kilomètres (3 000 km) de conduite de gaz qui, à toutes fins pratiques, n'est plus utilisée, et un des principaux avantages, c'est d'être relié directement avec les trois raffineries de l'Est du Canada qui importent plus de quatre cent mille (400 000) barils par jour, même après le renversement de la ligne 9.

3460 Alors, c'est la combinaison des deux qui donne un avantage intéressant à Énergie Est par rapport aux alternatives de l'Ouest.

LE PRÉSIDENT :

3465 Alors, merci, Monsieur Bouffard. Très bien. Maintenant, j'appellerais monsieur Casavant à Trois-Rivières.

M. LOUIS CASAVANT

3470 **M. LOUIS CASAVANT :**

3475 Oui, bonjour. Le fait de vouloir passer un pipeline de cette ampleur au Québec veut-il dire que TransCanada est d'accord à agrandir le un milliard huit cents millions (1,8 G) de litres de produits toxiques générés par jour à deux milliards cinq cents millions (2,5 G) en Alberta?

LE PRÉSIDENT :

3480 On comprend que TransCanada c'est un transporteur, ce n'est pas un producteur.

M. LOUIS CASAVANT :

3485 Je suis d'accord, mais j'imagine qu'il a dû parler, s'il était d'accord ou pas de faire ça. Il doit avoir une conscience, il ne fait pas ça juste parce qu'il veut le faire. Ça va produire ça, là. Il est d'accord à faire ça?

3490

LE PRÉSIDENT :

Écoutez, je peux lui envoyer la question, mais je pense qu'il l'a largement documentée et expliquée au cours des dernières séances, mais peut-être que vous n'y étiez pas, mais je vais lui laisser le temps de présenter de nouveau l'argumentaire.

3495

M. LOUIS BERGERON :

3500

Le principal point, Monsieur le président, c'est que la production qui augmente dans l'Ouest, encore une fois de l'ordre de huit cent mille (800 000) barils par jour d'ici 2020 va devoir être transportée vers les marchés. Le rail est certainement la seule alternative viable à partir de l'Alberta.

3505

Et Énergie Est permet de transporter ces volumes vers les marchés de l'Est, les raffineries et l'exportation, tout en réduisant les gaz à effet de serre et amenant un mode de transport beaucoup plus fiable que les modes de transport traditionnels, comme le rail.

3510

Alors, on parle d'une réduction substantielle. On parlait de soixante-quinze (75) fois moins d'émissions de gaz à effet de serre avec le pipeline versus le rail à cause du fait que les pompes sont mues à l'électricité, et au Québec, on sait que c'est de l'hydroélectricité en très, très, grande partie.

Alors ce sont les principaux avantages.

3515

LE PRÉSIDENT :

Pour votre gouverne, Monsieur Casavant, toute cette question de gaz à effet de serre va faire l'objet de deux séances importantes qui se tiendront le mercredi 16 mars à 19 h et le jeudi 17 mars à 13 h, parce que bien sûr, c'est un des aspects sur lequel s'appuie le promoteur, mais la commission a l'intention d'examiner cette question-là de façon beaucoup plus large.

3520

M. LOUIS CASAVANT :

3525

Je vous remercie, mais monsieur Bergeron dit que ça va diminuer l'effet de serre, mais c'est l'inverse; ça va l'agrandir. Je ne comprends pas pourquoi qu'il dit que ça va le réduire. Ça l'agrandit.

3530

LE PRÉSIDENT :

Bon. Le promoteur parle du transport lui-même et c'est la raison pour laquelle, j'insiste pour dire que la commission a l'intention d'examiner cette question de gaz à effet de serre d'une façon

beaucoup plus large que ça, et je vous ai donné les séances auxquelles nous tiendrons ces discussions-là.

M. LOUIS CASAVANT :

Merci.

Mme DIANE GERMAIN

LE PRÉSIDENT :

Merci, Monsieur Casavant. J'appellerai maintenant madame Diane Germain de Lévis. Parce que vous partagez, vous êtes son homonyme familial.

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Ça m'intrigue de quelle région vous êtes originaire, c'est pour ça.

LE PRÉSIDENT :

Allez-y, Madame.

Mme DIANE GERMAIN

Bonjour, Diane Germain, comme hydrogéologue, je collabore avec la Corporation du Bassin versant de la Jacques-Cartier en vue de présenter un mémoire. Et nous aimerions savoir de quelle manière Énergie Est prévoit protéger la rivière Jacques-Cartier lors de l'implantation de l'oléoduc et tout le long de la durée de vie de celui-ci.

Je tiens à faire remarquer qu'il y a un barrage en amont sur la rivière Jacques-Cartier et aussi, il y a à peine quelques années, il y a un barrage qui a flanché sur la rivière Jacques-Cartier et la passe à saumon aussi. Donc, c'est des inquiétudes que l'on a.

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Bergeron, s'il vous plaît.

M. LOUIS BERGERON :

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

3575

M. BRUNO ST-LAURENT :

Monsieur le président, au niveau de la rivière Jacques-Cartier, l'objectif, c'est de faire un forage directionnel horizontal. Donc, on va se retrouver à des distances assez importantes.

3580

LE PRÉSIDENT :

C'est-à-dire?

3585

M. BRUNO ST-LAURENT :

On parle donc de vingt à trente-cinq mètres (20-35 m) sous le lit de la rivière. Et du côté ouest de la rivière, on va être à presque six cents mètres (600 m) de distance de la rive et de l'autre côté, à cent mètres (100 m) de la rive.

3590

Donc, on a quand même des... et la rivière, de la façon dont elle est faite, il y a quand même un dénivelé très important de roc. À ce moment-là, donc on pense que ça va protéger la conduite où le risque d'affouillement est très, très, faible.

3595

LE PRÉSIDENT :

Ça répond, Madame. Je pense que c'est très clair comme réponse.

3600

Mme DIANE GERMAIN :

Merci.

3605

QUESTIONS DE LA COMMISSION

LE PRÉSIDENT :

Alors, Madame Grandbois.

3610

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3615 Alors, je reviendrais à des questions d'intégrité de pipeline. J'aurais une question
concernant le pipeline lui-même, le tuyau. Quand on ne connaît pas le domaine, on se demande :
tiens, pourquoi est-ce qu'ils ne font pas des tuyaux à double paroi. Parce qu'on sait que dans le
domaine du gaz naturel liquéfié, notamment, puis ce n'est pas le seul exemple, je suis sûre, mais
se sont des tuyaux à double paroi qui sont utilisés pour plus de sécurité.

3620 Donc, sur votre site, vous indiquez que vous n'avez pas fait ce choix parce que vous
estimez que ce n'est pas justifié, mais j'aimerais que vous nous expliquiez pour quelle raison
vous estimez que ce n'est pas justifié.

3625 **M. LOUIS BERGERON :**

Alors, monsieur St-Laurent va répondre à la question.

M. BRUNO ST-LAURENT :

3630 Madame la commissaire, c'est une façon de procéder qui existe, mais qui est très, très,
rare. Habituellement, pour des pipelines comme ça, ce n'est pas le cas et ça représente d'autres
contraintes.

3635 À titre d'exemple, premièrement, mettre deux tuyaux, un dans l'autre, si on voulait
inspecter la conduite avec des outils d'inspection interne, ça ne fonctionne pas. Le fait qu'il y ait
deux parois à proximité fait qu'on n'aurait pas de réponse adéquate pour identifier les défauts sur
la conduite intérieure.

3640 La deuxième problématique, c'est que les systèmes de protection cathodique, à ce
moment-là, vont protéger la conduite extérieure et non pas celle à l'intérieur parce que ça fait un
genre de barrière. Donc, c'est une autre difficulté. Et il y a aussi le fait qu'il faut s'assurer en tout
temps, pour ne pas qu'il n'y ait de point de corrosion entre les deux conduites, que la conduite est
complètement... ne se touche pas nulle part.

3645 Donc, au niveau construction, au niveau méthode d'installation, ça devient très, très
complexe et probablement plus risqué d'utiliser ce type de conduite.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3650 Bon, c'est sûr, bien, vous êtes dans le gaz aussi, pas dans le gaz naturel liquéfié, je ne
crois pas, mais ceux qui sont dans le gaz naturel liquéfié pour le transport de ce produit-là,
visiblement trouvent qu'il y a plus d'avantages que d'inconvénients, j'imagine que c'est parce qu'il

3655 y a une différence entre les deux produits transportés, qui fait que, bon, certains des arguments que vous avez mentionnés ne sont peut-être pas valables dans le cas du gaz naturel liquéfié? Vous n'êtes peut-être pas familier avec ça, puis je comprendrais, là, mais si vous l'êtes?

M. BRUNO ST-LAURENT :

3660 Je peux vous donner un élément de réponse. C'est qu'habituellement c'est une question de température. Donc, la conception est un peu différente parce que là, à ce moment-là, ils ont besoin de s'assurer, si on parle de gaz naturel liquéfié, là, on parle de température de moins deux cent soixante degrés celsius (-260° C), donc il faut que ce soit isolé et à ce moment-là, c'est une possibilité.

3665 Dans notre cas, on n'a pas des températures comme ça. On n'a pas à maintenir ces températures-là pour ne pas que ça se gazéifie, donc c'est la différence. Et deuxièmement, souvent ce type d'installation là, ça va être sur des très petites distances, quelques centaines de mètres, un kilomètre, admettons, entre un port méthanier et les installations au sol. Donc, c'est 3670 vraiment des très petites distances. Mais sur des grandes distances, ce n'est pas des techniques qui sont utilisées.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3675 Merci. Je me permettrais juste de demander à monsieur Abes. Vous avez mentionné tout à l'heure ce qui se faisait ailleurs, vous avez l'air familier avec les pratiques ailleurs, pourriez-vous juste compléter l'information du promoteur concernant, dans le secteur du transport par pipeline, du transport de pétrole, effectivement me confirmer, s'il semble indiqué que l'utilisation de pipeline à double paroi, c'est rare, donc pourriez-vous peut-être commenter là-dessus?

3680 **MR. JAKE A. ABES:**

Certainly. It's not that it's rare because any time there is a railway crossing, if a pipeline is going under a railway, the railways require that the pipe have a casing around it. So this is a problem that the pipeline industry has had for decades, because it does cause corrosion problems. It poses a challenge to the pipeline in terms of protecting it against corrosion.

Oui, très certainement. Ce n'est pas que c'est rare parce que chaque fois qu'il y a une traverse de chemin de fer, si un pipeline passe en dessous d'une ligne de chemin de fer, la ligne de chemin de fer exige qu'il y ait une gaine autour du pipeline. Donc, c'est un problème que l'industrie du pipeline a depuis des décennies parce que ça cause des problèmes de corrosion. Ça pose tout un défi au pipeline pour ce qui est de le protéger contre la corrosion.

So corrosion protection, cathodic protection is much more difficult. The industry is constantly looking at ways by which they can ensure that the annular space is maintained and that the two pipes are separated from each other. So there are ongoing studies and methodologies being developed to ensure that there is that cathodic protection. And one of the latest ones that is being considered now is to inject some kind of a jello in the annular space to protect the pipeline.

But yes, the casing, the pipe-in-pipe solution creates problems for the conventional pipelines. I think for LNG, for cryogenic applications, it is for shorter distances and it's under more controlled conditions and there's a necessity for the insulation requirements to do that kind of a solution.

They have even tried a pipe-in-pipe solution recently for a high-temperature pipeline in Alberta that failed. Because that kind of design does introduce other types of complications in the design of the pipeline, in the operation of the pipeline.

If the intent of a secondary casing is to provide greater protection against let's say third party damage, a more effective solution would simply be to go to a thicker wall pipe rather than to put a casing around the pipe.

Donc la protection cathodique contre la corrosion devient beaucoup plus difficile lorsqu'il y a une gaine. L'industrie cherche constamment des façons d'assurer que l'espace annulaire est maintenu et que les deux tuyaux sont bien séparés l'un de l'autre. Donc, il y a des études en cours, des méthodologies qu'on continue de développer pour assurer qu'il y a toujours cette continuité de la protection cathodique. Et une des dernières percées qui est considérée c'est d'injecter une certaine forme de gel dans l'espace annulaire pour protéger le pipeline.

Mais la gaine, en fait, la solution tuyau à l'intérieur d'un autre tuyau crée véritablement des problèmes effectivement pour les pipelines conventionnels. Je pense que pour le gaz liquéfié, pour les applications cryogéniques, c'est toujours pour des distances plus courtes et à des conditions plus contrôlées. Et il y a une nécessité d'avoir beaucoup d'isolation et c'est pour avoir ce genre de solution.

Ils ont même essayé une solution tuyau en tuyau récemment pour un tuyau à haute température en Alberta, qui a échoué. Parce que ce genre de conception tuyau dans tuyau introduit d'autres types de complications dans la conception du pipeline et dans l'opération du pipeline.

Si l'intention d'une gaine secondaire est de fournir une plus grande protection contre des dommages causés par une tierce partie, par exemple, une façon plus efficace comme solution, ça serait simplement d'avoir une paroi plus épaisse plutôt que d'avoir une gaine autour.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3685 Merci, juste un petit complément d'information. Le pipeline à double paroi qui a eu un problème en Alberta, est-ce que vous vous référez à l'incident de Fort McMurray en 2015? Parce que c'était un pipeline à double paroi.

MR. JAKE A. ABES :

3690 That's correct, yes.

Exact, vous avez raison.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3695 Merci.

M. LOUIS BERGERON :

3700 Excusez-moi, Monsieur le président. Puisqu'on a abordé les traversées de chemin de fer, est-ce que vous nous permettez d'ajouter? Monsieur St-Laurent va ajouter de l'information.

M. BRUNO ST-LAURENT :

3705 J'aimerais juste préciser que dans le cas des voies ferrées, il y a deux possibilités, effectivement, avec une gaine ou sans gaine, et compte tenu justement des problèmes dont monsieur Abes parlait tantôt, l'industrie et les propriétaires de voies ferrées ont réalisé cette problématique et de plus en plus, la méthode utilisée c'est tout simplement de passer avec une conduite unique, pas de gaine, qui est plus épaisse. Donc, dans le code, le Z662, il y a un facteur
3710 de sécurité différent. Et, à ce moment-là, au lieu de passer à peut-être un mètre et demi ou deux mètres (1,5-2 m) sous la voie ferrée, on parle de trois mètres (3 m) sous la voie ferrée.

Donc, il y a des mesures qui sont prises, mais justement, de plus en plus les gaines sont mises de côté parce que ça créait des problématiques de corrosion.

3715

LE PRÉSIDENT :

Donc, c'est des questions de sécurité, entre guillemets, mais est-ce qu'il y a des éléments aussi financiers?

3720

M. BRUNO ST-LAURENT :

3725 Non, c'était vraiment une question de sécurité parce que...

LE PRÉSIDENT :

3730 Est-ce que c'est équivalent en termes de coûts?

M. LOUIS BERGERON :

Est-ce que vous faites seulement référence aux traversées de chemin de fer?

3735 **LE PRÉSIDENT :**

Oui.

M. BRUNO ST-LAURENT :

3740 Je vous dirais que c'est probablement équivalent parce que la gaine, ce n'est quand même pas une gaine de la même qualité, c'est une protection supplémentaire pour les vibrations, pour le poids qu'il y a, mais...

3745 **LE PRÉSIDENT :**

Mais en termes d'entretien et de suivi, vous avez expliqué toute la difficulté, j'imagine que ça coûterait beaucoup plus cher?

3750 **M. BRUNO ST-LAURENT :**

Bien, il faut s'assurer, à ce moment-là, qu'il n'y a pas de contact entre la conduite, s'assurer qu'il n'y a pas d'inconvénient. Donc, il y a un suivi particulier, mais ce n'est pas important.

3755 **LE PRÉSIDENT :**

Ce n'est pas des gros montants. O.K., merci.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3760 Alors, on me dit que j'ai droit à une ou deux questions de plus. Alors, j'ai une question un petit peu moins fondamentale, qu'on aurait, à la rigueur, pu vous poser par écrit, mais c'est toujours intéressant d'avoir la réponse en séance.

3765 Vous avez fait dans un de vos dépliants *Recherche et développement en sécurité des oléoducs*, un document de TransCanada, on mentionne que TransCanada possède l'un des meilleurs bilans de sécurité de l'industrie pipelinière.

3770 Alors, j'aimerais, si vous pouviez nous transmettre, vous avez certainement, pour faire cette affirmation-là, des données auxquelles vous vous référez, donc si vous êtes en mesure de nous les résumer là, certainement que ce serait bien et puis peut-être nous compléter ça par un document écrit avec les références aux statistiques utilisées.

M. LOUIS BERGERON :

3775 D'accord. Donc vous donner un sommaire, dans le fond, des statistiques d'exploitation de nos pipelines, gazoducs dans les dernières années.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3780 Essentiellement, là, ce qui permet de qualifier votre performance en matière de sécurité.

M. LOUIS BERGERON :

3785 D'accord.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3790 Et puis j'aurais une autre petite question qui est vraiment plus de détail, juste pour être sûre de bien comprendre — je vais vous laisser terminer.

3795 On a parlé à quelques reprises, hier soir, aujourd'hui, de la traversée du fleuve Saint-Laurent. Donc, c'est une étude qui est présentée dans vos documents, dans votre demande à l'ONÉ, une étude qui a été faite par la firme Hatch Mott MacDonald. C'est la firme qui porte sur le tunnel.

3800 Mais auparavant, il y a eu une étude qui a été faite par la firme Intec, que je n'ai pas retrouvée dans vos documents, et je crois qu'elle portait, dans ce cas-là, sur une possibilité de traversée par FDH — est-ce que c'est bien le cas? O.K. Parce qu'à un moment donné, j'étais un petit peu... bon. Cette étude-là, est-ce qu'elle est dans vos documents? Si oui, je ne l'ai pas retrouvée; sinon on aimerait que vous puissiez la déposer, même si on comprend que ce n'est plus d'actualité, mais...

3805

M. LOUIS BERGERON :

O.K. On va vérifier, Madame la commissaire. On pense qu'elle est dans la demande, si c'est le cas, on va vous donner la référence.

3810

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

Ça se peut qu'on n'ait pas réussi à la repérer.

3815

M. LOUIS BERGERON :

Sinon on va la repérer.

3820

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

O.K. Merci.

3825

M. LOUIS BERGERON :

On me dit qu'on l'a. Je ne sais pas si j'ai la référence? O.K., je vous reviendrai.

3830

LE COMMISSAIRE GERMAIN :

Moi, j'aurais un petit point à aborder, ça concernerait, je ne veux pas me tromper, la Régie du bâtiment. C'est juste pour vous mentionner qu'à l'origine, pourquoi on avait voulu inviter la Régie du bâtiment, c'est parce qu'il y a un rapport en 2013 fait par un Comité sénatorial permanent de l'énergie de l'environnement et des ressources naturelles, donc à Ottawa, qui a fait une réunion et avait établi, par province, différentes responsabilités en matière, notamment, de gestion de pipeline. Et la Régie du bâtiment apparaissait dans ce document-là.

3835

Éventuellement, si ça vous intéresse de consulter ce document-là, peut-être que vous souhaiteriez faire faire des rectifications ou un errata sur ce document-là. On peut vous donner à ce moment-là le titre exact du document, ici j'ai juste la référence, c'est un document de 2013. Donc, ça pourrait être intéressant, pour vous, de regarder le document.

3840

Alors, c'est pour ça que je voulais le mentionner à la Régie du bâtiment parce qu'on vous attribue des responsabilités en matière, disons, de pipeline, là, et si vous voulez vous assurer que ces responsabilités sont exactes. Parce que vous nous avez précisé, en audience, que vous ne vous mêliez pas directement des pipelines.

3845

C'est une précision que je voulais vous apporter.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3850 Si j'ai la chance, j'aurais une question ouverte pour les experts qui étaient avec nous
aujourd'hui et qui ne seront plus avec nous ce soir. Donc, les gens du groupe CSA, les gens de
3855 DNV GL et évidemment monsieur Ancil – je m'excuse, petit blanc de mémoire – monsieur
Fuamba de Polytechnique, monsieur Laporte du Bureau de la sécurité des transports, monsieur
Tremblay du ministère des Transports du Québec, j'aimerais vous demander, pour l'industrie du
transport par pipeline, du transport de pétrole par pipeline, si on parle d'intégrité, qui est le terme
d'aujourd'hui, d'intégrité des pipelines, quels sont, selon vous, les grands défis en matière
3860 d'intégrité des pipelines, les grands défis auxquels l'industrie a à faire face au cours des
prochaines années ou encore les éléments sur lesquels l'industrie devrait probablement travailler
le plus fort à améliorer.

3860 Donc, je ne sais pas lesquels d'entre vous pourraient peut-être répondre à ma question
très générale.

LE PRÉSIDENT :

3865 Commençons par en arrière. Monsieur Tremblay?

M. NORMAND TREMBLAY :

3870 Bien, du côté du ministère des Transports, rien de particulier à souligner. On n'a pas vécu
d'événements, à ma connaissance, ces dix (10) ou quinze (15) ou vingt (20) dernières années
autour du réseau routier.

3875 C'est sûr que nous aurons des exigences au niveau des traversées de routes et
autoroutes. Les profondeurs d'enfouissement, les techniques d'excavation sans tranchée seront
regardées de près. Nous exigerons certainement des plans d'intervention au niveau de chacun
des croisements de routes et autoroutes, mais pas de problématiques particulières anticipées.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3880 Monsieur Abes.

MR. JAKE A. ABES :

Thank you. I think there was a
presentation earlier that approached this from
a risk management perspective where we

*Merci. Je pense que, bon, il y a eu une
présentation plus tôt qui l'approchait d'un point
de vue gestion des risques, où on regardait les*

looked at probabilities and consequences. And as with any approach that's based on risk, it starts with an identification of what the threats are to the pipeline, and putting in place mitigative measures that would address those threats as effectively as possible. So that's on the probability side and then, on the consequence side, putting in place mitigative measures that would then minimize the consequences.

So I think on the probability side, the threats, if we look at the — and TransCanada has identified typical failure modes, whether it's corrosion or cracking, and other things. I think from a lifecycle perspective, it's very critical early on to ensure that there is proper quality management so that the pipeline is designed and constructed the way it's intended to be.

There are certainly, if we look at statistics, in North America, anywhere from about twenty to thirty percent (20-30%) of failures are associated with defects that are introduced during construction and during the improper design of the pipeline. So having in place an effective quality management or quality assurance process becomes critical.

Once the pipeline is in operation, I think again it's simply identifying the means by which defects can be determined or detected before they result in failures and the inline inspection, cathodic protection surveys, the

probabilités et les conséquences. Et comme dans n'importe quelle approche qui est fondée sur le risque, ça commence par une bonne identification de ce que peuvent être les menaces au pipeline et il s'agit de mettre en place des mesures d'atténuation qui peuvent réduire ces menaces et ces risques de façon aussi efficace que possible. Ça, c'est du côté probabilité. Mais du côté conséquence, il s'agit de mettre en place des mesures d'atténuation qui vont minimiser les conséquences anticipées.

Donc, je pense que du côté des probabilités, des menaces, si on regarde — TransCanada a identifié les défaillances typiques, que ce soit la corrosion, la fissuration ou autre chose. Je pense que d'un point de vue cycle de vie, il est très critique que très tôt dans le processus, on s'assure qu'il y ait une bonne gestion de la qualité, de sorte que le pipeline soit conçu et construit comme dans l'intention qu'il soit construit.

Si on regarde les statistiques en Amérique du Nord où environ trente à quarante pour cent (30-40 %) des défaillances sont associées avec des défauts qui sont introduits pendant la construction et pendant la mauvaise conception du pipeline. Donc, le fait d'avoir en place un bon système de gestion de la qualité et un bon processus d'assurance qualité devient critique.

Une fois que le pipeline est en exploitation, il s'agit simplement d'identifier, je pense, les moyens par lesquels les défauts peuvent être déterminés ou détectés avant qu'ils ne produisent une défaillance et, à ce

right-of-way inspections are all very effective at doing that.

I think one of the emerging threats, and we're seeing this in jurisdictions not just in North America but elsewhere it is the threat of sabotage or even people that if they are protesting pipelines, they will want to get into valve facilities or compressor stations and they may inadvertently cause problems for the pipelines.

If we look at the standard right now, if this was a legitimate threat that we were worried about, we would probably have to look at that and say okay, how would we design pipelines differently if that was a real issue.

The fact that the pipelines are, the majority of pipelines are not within the property of the pipeline operator, they're in easements and they have rights-of-way, it presents a unique problem in terms of vandalism and sabotage. And if that becomes an emerging issue or an on-going problem, then there may have to be different approaches to addressing that. It's not so much a problem in Canada now but certainly in other jurisdictions, we are seeing that that's becoming an issue.

So that's one in particular that I don't know, there is a requirement by the National Energy Board for pipeline operators to have a security management system and so pipelines do address that but it is something that

moment-là, les inspections en ligne et les sondages périodiques et les inspections des emprises sont très efficaces.

Je pense qu'une des menaces émergentes, et ça on voit ça dans différentes juridictions, pas seulement en Amérique du Nord, mais ailleurs aussi, c'est la menace de sabotage, ou même des gens qui protestent contre le pipeline, ils vont vouloir entrer dans les installations de valves ou les stations de compression et ils peuvent, par inadvertance, causer des problèmes aux pipelines.

Si on regarde les normes actuellement, si c'était une menace légitime qui nous inquiète vraiment, il faudrait probablement regarder ça et dire : comment pouvons-nous concevoir les pipelines différemment, si c'était un véritable enjeu.

Le fait que les pipelines, la majorité des pipelines en tout cas ne sont pas sur la propriété de l'exploitant, ce sont des servitudes et des droits de passage, ça présente un problème unique en soi pour ce qui est du vandalisme et du sabotage. Et donc, si ça devient une question émergente ou un problème qui perdure, il faudrait peut-être qu'il y ait une approche différente qui soit adoptée. Ce n'est pas tellement un problème au Canada, actuellement, mais certainement dans d'autres juridictions, on s'aperçoit que ça devient un problème.

Alors, ça, c'est un point en particulier. Enfin, je ne sais pas, il y a une exigence de la part des exploitants de pipelines d'avoir un système de gestion de la sécurité. Donc, les pipelines abordent déjà ce risque, mais c'est

perhaps is not something that we've dealt with as explicitly.

quelque chose qui peut-être n'est pas quelque chose qu'on n'a pas eu à faire face de façon explicite.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

Thank you. Oui, Monsieur Fuamba?

3885

M. MUSANDJI FUAMBA :

Oui. Moi, j'aimerais revenir sur la question de rupture des barrages en amont. Donc, si on a des cours d'eau qui ont une série de barrages en cascade en amont, cette question-là doit être adressée.

3890

Évidemment, il faudrait s'assurer que ces ruptures-là ne seront pas un problème supplémentaire par rapport, évidemment, au débit qui va venir évidemment de ces ruptures-là et puis s'assurer que le profil, mais surtout le dimensionnement des conduites qu'on aura faites, ne va pas être évidemment, on va dire, il n'y aura pas d'influence de ces débits-là.

3895

Et puis l'autre question, on a parlé hier des situations de fermeture des vannes, donc dans les stations de pompage. Moi, je pense qu'il faudra s'assurer que ces fermetures-là ne vont pas produire des situations exceptionnelles qui vont peut-être amener des situations de phénomène de coups de bélier.

3900

Donc, s'assurer qu'on a, dans le système, on a des mesures de protection, donc puisqu'on parle d'intégrité et de protection du système pour que même si ces situations arrivaient, évidemment qu'on soit capable de les résorber.

3905

Donc, moi, j'identifie ces deux questions-là.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

Merci, Monsieur Fuamba. Monsieur Anctil aviez-vous le... oui?

3910

M. FRANÇOIS ANCTIL :

J'ai peu à ajouter parce qu'en fait, d'un point de vue climatique, les impacts sur le projet me semblent assez réduits. Même si on sait que la hausse moyenne qu'on parle, par exemple, avec l'accord de Paris, de deux degrés se traduisait par une hausse de quatre degrés sur le territoire qui est ciblé, parce qu'ici on est affecté au double par rapport à la moyenne, l'impact de la température ne devait pas avoir de... je ne vois pas comment ça peut menacer l'intégrité du

3915

3920 système, autre que ce qu'on a évoqué déjà, qui est l'évolution de la géomorphologie des cours d'eau.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3925 Merci, Monsieur Anctil. Monsieur Laporte, je crois?

M. JEAN L. LAPORTE :

3930 Oui. J'aimerais juste tout simplement réitérer un élément de ma présentation de l'autre jour, que présentement, il n'existe aucun risque majeur identifié par le BST dans le cadre de nos enquêtes, qui n'a pas été pleinement adressé par l'industrie du pipeline.

3935 Par contre, l'élément sur lequel on garde une surveillance, c'est le message principal qu'on continue de véhiculer par rapport à l'industrie pipeline et l'industrie ferroviaire, c'est l'aspect de culture de sécurité. Il faut qu'à partir du président directeur général de la compagnie jusqu'au bas de l'échelle, les travailleurs sur le terrain, que tout le monde pense sécurité en tout temps.

3940 Il faut bien identifier les risques et prendre les mesures de gestion de risque proactives pour éviter des événements, et donc on parle vraiment d'avoir cette culture de sécurité, une bonne gestion de risque. Il s'agit de mettre autant d'attention sur les facteurs humains et les facteurs organisationnels qu'on met sur les facteurs de technologie et de matériaux qu'on emploie dans la construction et le design des pipelines.

LA COMMISSAIRE GRANDBOIS :

3945 Merci. Monsieur Laporte. Monsieur MacDougall?

Mr. KEVIN MacDOUGALL:

Yes, thank you, Madame Commissioner. So on behalf of CSA, as I indicated before, we're not technical experts in the field. We do provide a forum for industry regulators, academia and impacted persons to come together and look at improvement.

Oui, merci, Madame la commissaire. Au nom de la CSA, comme je l'ai dit plus tôt, nous ne sommes pas des experts techniques sur le terrain, mais nous offrons un forum pour ceux qui font la réglementation de l'industrie, les gens impactés et les académiciens puissent se réunir et regarder les améliorations.

We stated our vision earlier about making the world a safer, better place to be and to live and to work.

In regards to challenges, we work with all stakeholders. They bring the challenges forward. Our standard process is continually revised and renewed and refreshed on a regular schedule basis, no more than five years. And so we look at the experts to actually identify where the challenges are and where we can work with them.

One of our challenges we found an answer for and it was in regards to access to our standards, so before we close out, we'd like to respond to that or respond to it now. It was from a gentleman I think in Laval. Okay.

MS. SUSAN OH:

Okay, so the enquiry was on the availability of the Z245.21 standard on our CSA website. So, I would like to correct our response earlier. This standard is now incorporated into another standard, it's the Z245.20 series. So underneath that series is the point 21 standard.

I do recognize that there might be some difficulty for the public to kind of, you know, do a search of that specific standard, so I will put in an inquiry to our Sales Department to see if, you know, even though they search for a standard that is part of another standard

On a parlé de notre vision plus tôt pour faire en sorte que le monde soit un endroit plus sécuritaire, meilleur, où vivre et travailler.

Relativement aux défis, nous travaillons avec toutes les parties prenantes qui nous donnent les défis. Notre processus standard est révisé de façon continue et rafraîchi, renouvelé de façon routinière, pas plus que cinq ans donc sur les cycles. Et on se tourne du côté des experts pour qu'ils identifient, de fait, où se situent les défis et pour savoir comment on peut travailler avec eux.

Un de nos défis pour lequel on a trouvé une réponse c'est relativement à l'accès à nos normes et donc avant de conclure, nous voulons répondre à ça, ou répondre à ça maintenant, en fait. C'était un gentleman de Laval qui avait posé cette question.

Alors, il s'agissait de la disponibilité de la norme Z245.21, la norme sur notre web de la CSA. Et donc, j'aimerais corriger la réponse qui a été dite plus tôt. Cette norme est maintenant incluse dans une autre norme, alors c'est la série Z245.20 et sous cette série, on retrouve le point 21 c'est la norme.

Je reconnais le fait qu'il pourrait y avoir des difficultés, pour le public, de pouvoir faire une recherche sur cette norme en particulier. Donc, je vais demander à notre département des ventes de faire une recherche là-dessus pour voir que même si on

that the result will still show the high-level standard. Thank you.

fait une recherche sur une norme qui fait partie d'une autre norme, que les résultats vont quand même démontrer la norme de haut niveau. Merci.

Mr. KEVIN MacDOUGALL:

Madame Commissioner, it just might close out a matter that was brought to my attention by Ms. Oh here, and it was a question in regards to accessibility to the public and the cost of standards. Standards are available at universities, libraries and most regulatory offices have copies with free access if individuals would like to see those. Thank you.

Madame la commissaire, pour conclure, c'est madame Oh qui m'a mentionné ce point, c'est une question relativement à l'accessibilité pour le public et le coût des normes. Les normes sont disponibles dans les universités, les bibliothèques et dans la plupart des bureaux réglementaires, il y a des copies avec un accès libre. Si des personnes veulent voir cela, c'est disponible. Merci.

LE PRÉSIDENT :

3950

Merci à vous. Monsieur Germain? Ça va?

3955

J'aimerais, en fait, avoir l'avis de l'Office national de l'énergie. Je sais qu'hier monsieur Abes a traité de la question de la culture de sécurité. Aujourd'hui, monsieur Laporte renchérit là-dessus. C'est sûr, c'est une affaire d'entreprise. L'ONÉ peut être totalement dégagé de ça, mais comment l'ONÉ prend en compte cette dimension-là de la culture de sécurité dans le cadre de son évaluation? Est-ce qu'elle y fait place?

Mme ANNE-MARIE BOURASSA MOTA :

3960

Bien, je dirais que ça serait, qu'est-ce qu'on fait c'est que je voudrais juste mettre au point quelque chose que j'ai dit hier à propos des inspections qui étaient faites de façon aléatoire. Je faisais référence plutôt à la phase construction.

3965

Mais pendant la phase d'exploitation, qu'est-ce qu'on utilise à l'Office, c'est un modèle de risque, puis ça prend en compte la performance de la compagnie, ça prend — juste un exemple — le nombre d'incidents que la compagnie a eus dans les années précédentes, le nombre de non-conformités qui ont été observées. Et puis, tout ça, c'est mis dans un modèle puis ça donne un niveau de risque.

3970

Puis une compagnie qui est jugée plus à risque, ça serait une compagnie qu'on surveille plus fréquemment. Donc, ça serait plus d'inspections, plus de rencontres techniques avec eux. Donc, je dirais qu'à travers ces activités-là, on serait capable de voir si la culture est sécuritaire et faire prendre des moyens d'essayer de rectifier le problème.

3975

LE PRÉSIDENT :

Donc, quand hier vous avez fait référence à trois cents (300) inspections dans l'année, c'était pour la construction?

3980

Mme ANNE-MARIE BOURASSA MOTA :

C'était les deux : pour la construction et pendant l'exploitation.

3985

LE PRÉSIDENT :

Mais l'exploitation, ce matin, votre collègue a dit qu'il y avait une quinzaine, donc presque tout devient... les deux cent quatre-vingt-cinq (285) seraient pour la construction?

3990

Mme ANNE-MARIE BOURASSA MOTA :

Une quinzaine, c'était pour juste le Québec peut-être? Oui, c'était peut-être juste pour le Québec. Oui, nous, les trois cent cinquante (350) ce serait pour la grandeur du Canada.

3995

LE PRÉSIDENT :

À l'ensemble du Canada, O.K. Alors, pour la question que je viens de soulever, ça serait quoi?

4000

Mme ANNE-MARIE BOURASSA MOTA :

Pour la culture de sécurité?

4005

LE PRÉSIDENT :

Oui.

4010

Mme ANNE-MARIE BOURASSA MOTA :

4015 Bien, je dirais que ça serait pendant une de ces interactions-là avec la compagnie, soit pendant l'inspection, soit pendant les rencontres ou même pendant l'audit qu'on s'apercevait si la culture n'est pas sécuritaire et on prendrait les moyens pour essayer de le corriger.

LE PRÉSIDENT :

4020 O.K. Donc, ça serait pendant le suivi et non pas pendant l'étude d'un projet?

Mme ANNE-MARIE BOURASSA MOTA :

4025 Oui, pendant l'étude d'un projet, je crois que ça serait un peu difficile, ça serait peut-être... je sais que pendant l'audit, on a des entrevues anonymes avec les gens et confidentielles, donc on pourrait peut-être le déterminer de cette façon-là, aussi. Des fois, ça se sent en chantier, mais peut-être en révisant un document, c'est peut-être un peu plus difficile d'évaluer la culture.

LE PRÉSIDENT :

4030 D'accord, merci. Peut-être, pour terminer, j'interpellerai le ministère de l'Environnement du Québec pour savoir, bien sûr, en-dehors du monde pipelinière, est-ce que dans l'étude des dossiers, généralement, que ce soit des mines ou autres, est-ce qu'on prend en compte, est-ce qu'on essaie de voir un peu la culture de sécurité de l'entreprise? Est-ce que quelqu'un du ministère peut se prononcer là-dessus? Pour vous faciliter la vie, vous pouvez juste dire non.

Mme ANDRÉ-ANNE GAGNON :

4040 Effectivement, ce n'est pas quelque chose qui est explicite dans l'étude de la documentation de l'étude d'impact. Par contre, c'est vrai qu'à l'occasion, durant l'évaluation du projet, on rencontre le promoteur. Mais donc, peut-être qu'on peut avoir un sentiment, mais sinon, une évaluation explicite de la culture d'entreprise, non.

LE PRÉSIDENT :

4045 D'accord. Merci.

4050 Alors, voilà. Merci. Ceci termine la séance de cet après-midi. Merci aux participants. Merci à tous les experts et personnes-ressources. Merci au promoteur. Merci à Laval, Trois-Rivières et La Pocatière.

4055 Nous poursuivrons ce soir à 19 h et le thème ce soir, permettez-moi de vous le rappeler :
« Les scénarios potentiels de déversement de pétrole et les impacts potentiels sur
l'approvisionnement en eau potable et en santé. »

Merci.

4060 **SÉANCE AJOURNÉE AU 10 MARS 2016 À 19 H**

4065 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.

4070 ET J'AI SIGNÉ :

4075 _____
Yolande Teasdale, s.o./o.c.r.