



Régie de l'énergie
du Canada

Canada Energy
Regulator

517, Dixième Avenue S.-O. Suite 210
bureau 210 517 Tenth Avenue SW
Calgary (Alberta) Calgary, Alberta
T2R 0A8 T2R 0A8

Dossier 4668651
Le 11 juin 2025

Gail Sharko
Pipelines Trans-Nord Inc.
109-5305 McCall Way NE
Calgary (Alberta) T2E 7N7

**Pipelines Trans-Nord Inc.
Demande du 29 avril 2024 visant la modification de la pression maximale
d'exploitation approuvée pour le pipeline NPS 16 entre Nanticoke et Hamilton
Junction et la suppression de la mention du pipeline dans l'ordonnance
AO-001-SO-T217-03-2010**

**Devant : K. Penney, commissaire-présidente; T. Grimoldby, commissaire;
J.-D. Charlebois, commissaire**

Bonjour,

Le 29 avril 2024, la Commission de la Régie de l'énergie du Canada a reçu une demande de Pipelines Trans-Nord inc. (« PTNI ») visant la modification de la pression maximale d'exploitation (« PME ») approuvée pour le pipeline NPS 16 entre Nanticoke et Hamilton Junction (« pipeline ») dans l'ordonnance OPLO-T2-33-78 et la suppression de la mention du pipeline à l'annexe D de l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010. PTNI a présenté sa demande aux termes de la condition 4f) de l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010 et de l'article 69 de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (« LRCE »). Le 18 novembre 2024, PTNI a déposé une modification à sa demande afin de préciser qu'elle souhaite modifier la PME approuvée du pipeline pour qu'elle corresponde à la PME restreinte existante, telle qu'elle est indiquée dans l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010, et de confirmer qu'elle souhaite retirer la mention du pipeline de l'annexe D de l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010.

La PME approuvée pour le pipeline est indiquée dans l'ordonnance OPLO-T2-33-78 et correspond à une pression manométrique de 1 170 livres par pouce carré (« lb/po² »), l'équivalent de 8 066 kilopascals (« kPa »), à l'extrémité Nanticoke, et de 1 321 lb/po², l'équivalent de 9 108 kPa, à l'extrémité Hamilton Junction. L'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010 (modifiée par l'ordonnance AO-003-SO-T217-03-2010) limite la PME pour ce pipeline à 7 260 kPa. PTNI a déposé une demande pour que l'ordonnance OPLO-T2-33-78 indique une PME approuvée de 7 260 kPa pour l'intégralité du pipeline.

.../2

La Commission signale que la condition 4f) ne s'applique pas à la demande de PTNI, car la société ne lui demande pas d'approuver une pression supérieure à 7 260 kPa pour le pipeline. PTNI a néanmoins structuré sa demande en fonction de cette condition et a fourni tous les renseignements exigés comme si elle s'appliquait, dont l'évaluation technique requise. La Commission a donc utilisé ces renseignements pour évaluer la demande de PTNI. Pour son examen de la demande de PTNI visant la modification de la PME approuvée pour le pipeline dans l'ordonnance OPLO-T2-33-78, la Commission a étudié l'évaluation technique déposée afin de déterminer l'aptitude fonctionnelle du pipeline à une PME de 7 260 kPa. En ce qui concerne la demande de PTNI visant la suppression de toute mention du pipeline à l'annexe D de l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010, la Commission a étudié, en plus de l'évaluation technique, les renseignements déposés par la société pour se conformer aux diverses conditions de l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010, lesquelles s'appliquent à l'intégralité du réseau pipelinier.

Pour les motifs qui suivent, la Commission accorde à PTNI la mesure demandée.

Critère applicable aux demandes de révision et de modification d'une décision ou d'une ordonnance

Le paragraphe 69(1) de la LRCE autorise la Commission à modifier ou à annuler les décisions et ordonnances qu'elle rend. L'article 44 des *Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie (1995)* précise les renseignements que doit renfermer une demande visant un tel recours. Il n'existe pas de droit de recours en révision automatique. La Commission dispose plutôt d'un pouvoir discrétionnaire de réviser ses décisions, qu'elle doit exercer avec parcimonie et prudence¹.

Elle examine les demandes de révision en deux étapes². La première vise à déterminer si le demandeur a soulevé un doute quant au bien-fondé de la décision. La Commission se penche ainsi sur tout motif qui soulève un doute, dont une erreur de droit ou de compétence, des circonstances nouvelles ou des faits nouveaux survenus depuis la clôture de l'instance initiale ou encore des faits qui n'ont pas été présentés en preuve lors de l'instance initiale et qui, par conséquent, ne pouvaient pas être découverts à ce moment avec toute la diligence raisonnable. La demande de révision doit par ailleurs préciser la nature du préjudice ou des dommages qui soit ont résulté, soit résulteront de la décision ou de l'ordonnance. Si elle juge que le demandeur a soulevé un doute quant au bien-fondé de la décision, elle passe à la deuxième étape, qui consiste à déterminer si la décision doit être confirmée, modifiée ou annulée.

Demande de modification de l'ordonnance OPLO-T2-33-78 pour établir à 7 260 kPa la PME approuvée pour le pipeline

La Commission accède à la demande de PTNI concernant la modification de la PME approuvée pour le pipeline dans l'ordonnance OPLO-T2-33-78, parce que les circonstances ont changé depuis la délivrance de cette ordonnance et que les circonstances actuelles justifient la modification demandée.

¹ Voir la rubrique N du [Guide de dépôt](#). Voir également, entre autres, la décision sur la requête de la Première Nation Semá:th visant la révision de la décision rendue par la Commission au sujet de la portée géographique, à la page 2 du fichier PDF ([C09373](#)), et la lettre de décision de la Commission relativement à la demande de révision et de modification de TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. concernant la décision RH-005-2020, à la page 2 du fichier PDF ([C25670](#)).

² *Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie (1995)*, partie III.

L'ordonnance OPLO-T2-33-78, qui établit la PME approuvée pour le pipeline, a été rendue le 20 septembre 1978. Pour prendre en compte des préoccupations touchant la sécurité, la PME du pipeline a été réduite à 7 260 kPa le 20 septembre 2016, conformément à l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010, et elle était encore à ce niveau au moment de la demande. Au lieu de présenter une demande aux termes de la condition 4f) de l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010 pour reprendre l'exploitation du pipeline à la PME supérieure approuvée au départ, PTNI a demandé que la PME approuvée dans l'ordonnance soit ramenée à la PME réduite à laquelle elle exploite le pipeline actuellement.

Pour appuyer sa demande, PTNI a déposé une évaluation technique qui satisfait aux exigences de la condition 4f)(iii) de l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010 et a notamment précisé que l'évaluation avait été faite conformément à la norme CSA Z662-23³, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*. La Commission juge que l'évaluation technique démontre que l'exploitation du pipeline peut se poursuivre en toute sécurité à une PME de 7 260 kPa.

La Commission estime que PTNI peut subir un préjudice si l'ordonnance OPLO-T2-33-78 n'est pas modifiée de manière à faire état d'une PME de 7 260 kPa pour le pipeline, parce que la société a démontré que l'exploitation est sécuritaire à 7 260 kPa, tandis que l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010 indique qu'il n'est pas sécuritaire d'exploiter le pipeline à la PME supérieure approuvée dans l'ordonnance OPLO-T2-33-78. Si la Commission ne modifie pas l'ordonnance OPLO-T2-33-78 pour qu'elle indique que la PME approuvée est 7 260 kPa, le pipeline pourrait être visé par d'autres ordonnances de sécurité à l'avenir.

La Commission rend par conséquent l'ordonnance modificatrice AO-001-OPLO-T2-33-78, modifiant l'ordonnance OPLO-T2-33-78, afin d'établir à 7 260 kPa la PME approuvée pour le pipeline.

Demande de modification de l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010 afin d'en supprimer la mention du pipeline à l'annexe D

La Commission accède à la demande de PTNI de supprimer la mention du pipeline à l'annexe D de l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010, parce que les circonstances ont changé depuis la délivrance de cette ordonnance et que les circonstances actuelles justifient la suppression.

L'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010 a été rendue le 20 septembre 2016 afin de résoudre des préoccupations sur le plan de la sécurité en lien avec un certain nombre de pipelines de PTNI, dont le pipeline visé par la présente demande. La PME approuvée pour ce pipeline dans l'ordonnance OPLO-T2-33-78 était de 1 170 lb/po², l'équivalent de 8 066 kPa, à l'extrémité Nanticoke, et de 1 321 lb/po², l'équivalent de 9 108 kPa, à l'extrémité Hamilton Junction, en Ontario. Depuis, deux grands changements de circonstances se sont produits à l'égard du pipeline. Le premier est l'approbation par la Commission, tel qu'il est indiqué plus haut, de la PME inférieure de 7 260 kPa, à la lumière de l'évaluation technique déposée par PTNI avec la demande. Celle-ci démontre que l'exploitation du pipeline peut se poursuivre en toute sécurité à cette PME. Le deuxième est la démonstration par PTNI dans les documents déposés que la société satisfait aux exigences de l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010, laquelle vise son réseau tout entier, dont le pipeline (conditions 4a) à 4e), plus précisément). À la lumière de ces changements,

³ La condition 4f)(iii) exige qu'une évaluation technique soit réalisée conformément aux dispositions de l'article 10.1 de la norme CSA Z662-15. L'évaluation technique déposée par PTNI a été préparée conformément à la norme CSA Z662-23, qui est plus stricte.

la Commission juge que PTNI a résolu les préoccupations touchant la sécurité découlant de l'inclusion du pipeline dans l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010. Elle estime donc qu'il n'est plus nécessaire que cette ordonnance fasse mention du pipeline.

La Commission estime que PTNI pourrait subir un préjudice si l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010 n'était pas modifiée de manière à en supprimer la mention du pipeline, parce que la société serait encore tenue de se conformer à la condition 8e) de l'ordonnance et de déposer chaque année une évaluation technique visant le pipeline, bien qu'elle ait résolu les préoccupations touchant la sécurité qui ont donné lieu à l'exigence.

Pour cette raison, la Commission rend l'ordonnance AO-012-SO-T217-03-2010 modifiant l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010 afin de retirer le pipeline de l'annexe D. Une fois le pipeline retiré de l'annexe D, celle-ci ne contient plus aucune mention de pipeline. Par conséquent, l'ordonnance AO-012-SO-T217-03-2010 rend compte de la suppression de l'annexe D, ainsi que des modifications corrélatives aux conditions 4 et 7 et de la suppression de la condition 8.

Une copie de l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010, qui rend compte de toutes les modifications apportées à ce jour, est jointe à la présente lettre.

Veuillez agréer mes sincères salutations.

La secrétaire de la Commission,

Ramona Sladic

Pièces jointes : Ordonnance AO-001-OPLO-T2-33-78
Ordonnance AO-012-SO-T217-03-2010
Annexe I – Version modifiée de l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010

c. c. Jane Keast, Pipelines Trans-Nord Inc.



ORDONNANCE AO-001-OPLO-T2-33-78

RELATIVEMENT À la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (« LRCE ») et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande que Pipelines Trans-Nord inc. (« PTNI ») a présentée à la Régie de l'énergie du Canada le 29 avril 2024 aux termes de l'article 69 de la LRCE (dossier 4668651).

DEVANT la Commission de la Régie de l'énergie du Canada, le 10 juin 2025.

ATTENDU QUE la Régie réglemente la construction et l'exploitation du réseau pipelinier de PTNI;

ATTENDU QUE l'Office national de l'énergie a rendu l'ordonnance OPLO-T2-33-78 le 20 septembre 1978;

ATTENDU QUE la pression maximale d'exploitation (« PME ») approuvée par l'ordonnance OPLO-T2-33-78 pour le pipeline d'un diamètre nominal de 406,4 mm (NPS 16) entre Nanticoke et Hamilton Junction correspond à une pression manométrique de 1 170 livres par pouce carré (« lb/po² »), l'équivalent de 8 066 kilopascals (« kPa »), à Nanticoke, en Ontario, et de 1 321 lb/po², l'équivalent de 9 108 kPa, à Hamilton, en Ontario;

ATTENDU QUE l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010 impose certaines exigences à PTNI en ce qui concerne l'exploitation sécuritaire du pipeline NPS 16 entre Nanticoke et Hamilton Junction;

ATTENDU QUE la Commission a reçu de PTNI, aux termes de l'article 69 de la LRCE, une demande datée du 29 avril 2024, mise à jour le 18 novembre 2024, visant la modification de l'ordonnance OPLO-T2-33-78 pour établir une PME de 7 260 kPa pour l'ensemble du pipeline NPS 16 entre Nanticoke et Hamilton Junction et la modification de l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010 pour en supprimer la mention du pipeline à l'annexe D;

ATTENDU QUE, le 10 juin 2025, la Commission a publié les motifs de sa décision d'accéder à la demande de PTNI;

IL EST ORDONNÉ, en vertu du paragraphe 69(1) de la LRCE, que l'ordonnance OPLO-T2-33-78 soit modifiée de manière à établir une PME de 7 260 kPa pour l'intégralité du pipeline NPS 16 entre Nanticoke et Hamilton Junction.

LA COMMISSION DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU CANADA

La secrétaire de la Commission,

Signé par

Ramona Sladic



ORDONNANCE AO-012-SO-T217-03-2010

RELATIVEMENT À la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (« LRCE ») et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande que Pipelines Trans-Nord inc. (« PTNI ») a présentée à la Régie de l'énergie du Canada le 29 avril 2024 aux termes de l'article 69 de la LRCE (dossier 4668651).

DEVANT la Commission de la Régie de l'énergie du Canada, le 10 juin 2025.

ATTENDU QUE la Régie réglemente la construction et l'exploitation du réseau pipelinier de PTNI;

ATTENDU QUE, le 20 septembre 2016, l'Office national de l'énergie, prédécesseur de la Régie, a publié une lettre de décision et rendu l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010, à laquelle il a apporté des changements les 24 octobre 2016 et 11 avril 2017, puis qui a été modifiée de nouveau par la Commission le 17 juillet 2020, les 8 juin, 6 septembre et 1^{er} et 30 novembre 2022 et, à nouveau, le 5 septembre 2023, et les 11 mars et 9 septembre 2024;

ATTENDU QUE l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010 impose certaines exigences à PTNI en ce qui concerne l'exploitation sécuritaire du pipeline d'un diamètre nominal de 406,4 mm (NPS 16) entre Nanticoke et Hamilton Junction;

ATTENDU QUE la Commission a reçu de PTNI, aux termes de l'article 69 de la LRCE, une demande datée du 29 avril 2024, mise à jour le 18 novembre 2024, visant à modifier l'ordonnance OPLO-T2-33-78 pour établir une pression maximale d'exploitation (« PME ») de 7 260 kPa pour l'ensemble du pipeline NPS 16 entre Nanticoke et Hamilton Junction et à modifier l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010 pour en supprimer la mention du pipeline à l'annexe D;

ATTENDU QUE, le 9 juin 2025, la Commission a publié les motifs de sa décision d'accéder à la demande de PTNI;

IL EST ORDONNÉ, en vertu du paragraphe 69(1) de la LRCE, que les changements suivants soient apportés à l'ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010, dans sa version la plus récente :

- suppression de la ligne 1 de l'annexe D pour retirer la mention du pipeline NPS 16 entre Nanticoke et Hamilton Junction et suppression de l'annexe D dans son intégralité;
- suppression de la condition 8;

.../2

- modification des conditions 4 et 7 selon le tableau suivant :

Condition	Supprimer	Remplacer par
4	« Pour chaque tronçon de pipeline figurant aux annexes A, B, C et D »	« Pour chaque tronçon de pipeline figurant aux annexes A, B et C »
4a)(vi)	« 1a), 2a), 3a) et 8a) »	« 1a), 2a) et 3a) »
7	« 7e). PTNI doit inclure les exigences de la condition 8 dans ses mises à jour trimestrielles du plan des engagements. »	

LA COMMISSION DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU CANADA

La secrétaire de la Commission,

Signé par

Ramona Sladic

Annexe I – Version modifiée de l’ordonnance AO-001-SO-03-T217-2010

L’annexe I est une copie du préambule et des conditions de l’ordonnance AO-001-SO-03-T217-2010, rendue initialement par l’Office national de l’énergie le 24 octobre 2016, intégrant tous les changements apportés au moyen d’ordonnances modificatrices allant jusqu’à l’ordonnance AO-012-SO-T217-03-2010 inclusivement.

ATTENDU QUE l’Office réglemente la construction et l’exploitation du réseau pipelinier de PTNI;

ATTENDU QUE l’Office a rendu les ordonnances de sécurité SG-T217-04-2009, SG-T217-01-2010 et SO-T217-03-2010 (les ordonnances de sécurité) exigeant des mesures de sécurité précises;

ATTENDU QUE PTNI a exploité le réseau pipelinier au-delà des limites de conception et de la restriction de pression établies par l’Office;

ATTENDU QUE PTNI a pris part à une réunion technique avec l’Office et a pris des engagements liés à des programmes de gestion de l’intégrité des installations et des pipelines;

ATTENDU QUE PTNI n’a pas encore rempli toutes les conditions indiquées dans les ordonnances de sécurité et tous les engagements pris lors de la réunion technique de PTNI et de l’Office;

ATTENDU QUE PTNI a signalé onze incidents de surpression sur son réseau pipelinier depuis que l’ordonnance SO-T217-03-2010 a été rendue;

ATTENDU QUE l’Office estime que la récurrence des incidents de surpression démontre que PTNI n’a pas encore réellement résolu le danger lié à la surpression et que PTNI devra procéder à d’autres travaux afin de répondre aux exigences de l’Office;

ATTENDU QUE, en guise de mesure provisoire, l’Office juge qu’exiger d’autres réductions de pression rehausserait la sécurité du réseau pipelinier;

ATTENDU QUE l’Office juge que PTNI n’a pas réglé tous les facteurs de causalité possibles en ce qui concerne les incidents de surpression sur son réseau, en particulier pour ce qui est des systèmes de gestion et des facteurs organisationnels;

ATTENDU QUE l’Office est d’avis que PTNI doit élaborer et mettre en œuvre un programme de gestion des franchissements de cours d’eau pour son réseau pipelinier, et que l’Office doit fournir plus de directives se rapportant aux mesures correctives continues liées à l’incident INC 2010-034, survenu sur le site du ruisseau Bronte, près d’Oakville, en Ontario;

ATTENDU QUE la majorité des membres de l’Office a décidé de rendre l’ordonnance de sécurité modificatrice AO-001-SO-T217-03-2010 (la présente ordonnance) et de publier la lettre de décision datée du 20 septembre 2016;

ATTENDU QUE le membre Richmond et le membre Ballem se dissocient de la décision de la majorité, et que leur décision dissidente, qui décrit brièvement les motifs, se trouve à l’annexe A de la lettre de décision de la majorité des membres de l’Office datée du 20 septembre 2016;

À CES CAUSES, en vertu de l'alinéa 12(1)b), du paragraphe 21(1) et du paragraphe 48(1.1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office annule les ordonnances de sécurité SG-T217-04-2009, SG-T217-01-2010 et SO-T217-03-2010, et leurs conditions connexes, et ordonne par les présentes que PTNI puisse continuer d'exploiter ses pipelines, sous réserve des conditions énoncées ci-après.

1. Pour chaque tronçon de pipeline figurant à l'annexe A
 - a) PTNI doit réduire immédiatement la pression au niveau le plus bas entre 90 % de la pression maximale d'exploitation autorisée et 10 % sous le niveau de pression le plus élevé atteint dans les 90 jours précédant la délivrance de la présente ordonnance;
 - b) PTNI doit déposer auprès de l'Office, dans les 60 jours suivant la date de délivrance de la présente ordonnance, un rapport qui comprend les renseignements suivants :
 - i. la nouvelle pression maximale d'exploitation restreinte pour chaque tronçon, selon ce qui est prescrit dans la condition 1a);
 - ii. tous les points de réglage pertinents du système de protection contre la surpression;
 - iii. la configuration du système de surpression.
2. Pour chaque tronçon de pipeline figurant à l'annexe B
 - a) PTNI doit réduire immédiatement la pression d'exploitation de 30 % de la pression maximale d'exploitation autorisée;
 - b) PTNI doit déposer auprès de l'Office, dans les 60 jours suivant la date de délivrance de la présente ordonnance, un rapport qui comprend les renseignements suivants :
 - i. la nouvelle pression maximale d'exploitation réduite pour chaque tronçon, selon ce qui est prescrit dans la condition 2a);
 - ii. tous les points de réglage pertinents du système de protection contre la surpression;
 - iii. la configuration du système de surpression.
 - c) PTNI doit déposer auprès de l'Office une évaluation technique annuelle, au plus tard le 30 septembre 2017 et le 30 septembre de chaque année par la suite, qui démontre l'aptitude fonctionnelle des tronçons de pipeline indiqués à l'annexe B à la pression réduite. L'évaluation doit comprendre, mais sans s'y limiter :
 - i. les taux de propagation révisés des défauts depuis 2010;
 - ii. les calculs du délai avant la défaillance, à partir de septembre 2017 et se terminant lorsque la réduction de pression aura été levée pour chaque tronçon de pipeline figurant à l'annexe B.

3. Pour chaque tronçon de pipeline figurant à l'annexe C
 - a) PTNI doit réduire immédiatement la pression d'exploitation de 30 % de la pression maximale d'exploitation autorisée;
 - b) PTNI doit déposer auprès de l'Office, dans les 60 jours suivant la date de délivrance de la présente ordonnance, un rapport qui comprend les renseignements suivants :
 - i. la nouvelle pression maximale d'exploitation réduite pour chaque tronçon, selon ce qui est prescrit dans la condition 3a);
 - ii. tous les points de réglage pertinents du système de protection contre la surpression;
 - iii. La configuration du système de surpression.
 - c) PTNI doit déposer auprès de l'Office une évaluation technique annuelle, au plus tard le 31 décembre 2016 et le 31 décembre de chaque année par la suite, qui démontre l'aptitude fonctionnelle des tronçons de pipeline indiqués à l'annexe C à la pression réduite. L'évaluation doit comprendre, mais sans s'y limiter :
 - i. les taux de propagation révisés des défauts depuis 2009;
 - ii. les calculs du délai avant la défaillance, à partir de décembre 2016 et se terminant lorsque la réduction de pression aura été levée pour chaque tronçon de pipeline figurant à l'annexe C.
4. Pour chaque tronçon de pipeline figurant aux annexes A, B et C
 - a) PTNI prendra les mesures suivantes :
 - i. PTNI fera une analyse hydraulique qui comprend tous les scénarios d'état stable et non stable possibles pour toutes les installations et les tronçons de pipeline de PTNI à 100 % de la pression maximale d'exploitation ainsi que leurs pressions d'exploitation réduites, et ce, afin de cerner où les cas de surpression peuvent survenir. PTNI inclura dans l'analyse hydraulique une évaluation des effets collatéraux pour l'exploitation de pipelines de tiers en cas de surpression;
 - ii. PTNI fera l'analyse hydraulique et en validera les résultats en prédisant correctement tous les incidents de surpression signalés;
 - iii. PTNI élaborera et mettra en œuvre des mesures correctives et préventives pour donner suite aux résultats de l'analyse hydraulique qui sont en conformité avec l'article 4.18 de la norme CSA Z 662-15. Les mesures recommandées comprendront l'installation de systèmes de décharge de la pression pour veiller à ce que la surpression ne se produise à aucun point dans le réseau de PTNI;
 - iv. PTNI doit intégrer et optimiser des systèmes limiteurs de pression, des systèmes de décharge de pression, le système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA), des automates programmables et la programmation;
 - v. PTNI doit déposer auprès de l'Office un rapport qui décrit les mesures de sécurité en ce qui a trait à son SCADA et aux

- vi. systèmes d'exploitation de ses automates programmables; PTNI doit aviser l'Office dans les deux jours après avoir réévalué à la baisse un tronçon du pipeline, si PTNI réévalue à la baisse la pression d'exploitation de tout tronçon énoncé aux conditions 1a), 2a) et 3a) en raison d'un problème lié à l'analyse des transitoires décelé. L'avis comprendra la justification de la réduction de la pression du pipeline;
 - vii. PTNI doit soumettre à l'approbation de l'Office, au plus tard le 30 septembre 2017, un rapport qui décrit tous les scénarios précis évalués, les résultats d'analyse hydraulique, les mesures correctives et préventives recommandées ainsi que les emplacements où il est proposé d'installer un système de protection contre la surpression;
 - viii. PTNI doit mettre en œuvre les mesures correctives et préventives recommandées dans les 24 mois après avoir reçu l'approbation de l'Office conformément à la condition 4a)vii PTNI doit déposer auprès de l'Office un rapport confirmant qu'elle a exécuté les mesures.
- b) PTNI doit revoir et réviser ses procédures ainsi que ses manuels d'exploitation et d'intervention en cas d'urgence, pour son réseau pipelinier, qui sont liés au contrôle de la pression et aux systèmes de protection contre la surpression. PTNI doit déposer auprès de l'Office, au plus tard le 30 juin 2017, un rapport confirmant que les procédures et les manuels ont été révisés et mis en œuvre.
- c) PTNI doit mettre en œuvre toutes les mesures de prévention et d'atténuation proposées qui ne sont pas encore respectées et qui sont indiquées dans le rapport d'examen exhaustif des incidents de surpression et plan de mesures correctives systémique daté du 17 juillet 2015. PTNI doit déposer auprès de l'Office, au plus tard le 31 décembre 2016, la confirmation que PTNI a mis en œuvre les mesures.
- d) PTNI doit évaluer les risques liés à ses pipelines ainsi que leur fiabilité à tous les franchissements des cours d'eau, et doit élaborer et mettre en œuvre un programme de gestion des franchissements de cours d'eau sur le réseau pipelinier de PTNI au plus tard 24 mois après la date de délivrance de la présente ordonnance. PTNI doit soumettre à l'approbation de l'Office, au plus tard le 31 décembre 2018, un rapport qui comprend le programme de gestion des franchissements de cours d'eau par les pipelines de PTNI et une évaluation des risques liés à ses pipelines ainsi que de leur fiabilité. Le programme de gestion des franchissements de cours d'eau doit comprendre ce qui suit, sans s'y limiter :
- i. une étude sur l'épaisseur de couverture;
 - ii. une évaluation technique pour les franchissements sous les cours d'eau;
 - iii. une évaluation de l'affouillement dans des conditions de tempêtes survenant une fois tous les 50 ans et une fois tous les 100 ans, ainsi qu'une analyse de l'érosion des berges et de la migration des chenaux;

- iv. des programmes d'atténuation, de prévention et de contrôle, conformément aux articles 39 et 40 du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (RPT);
 - v. un calendrier pour la mise en œuvre de tous les programmes d'atténuation, de prévention et de contrôle établis à la condition 4d)iv.
- e) PTNI doit prendre les mesures suivantes relativement aux engagements pris lors de la réunion technique de PTNI et de l'Office :
- i. PTNI doit réviser et mettre en œuvre les programmes de gestion de l'intégrité (PGI) de PTNI pour son réseau pipelinier (installations et pipeline), selon les dispositions des articles 6.1 à 6.5 et de l'article 40 du RPT.
 - ii. PTNI doit déposer les PGI révisés auprès de l'Office au plus tard le 30 septembre 2017;
 - iii. PTNI doit, dans le cadre de ses PGI pour les installations et le pipeline, établir et mettre en œuvre un processus de gestion des risques. Le processus, doté d'une structure de système de gestion, doit comprendre des étapes à suivre pour évaluer et gérer les risques relatifs au pipeline associés aux dangers déterminés en matière d'intégrité touchant le pipeline et les installations, y compris des mesures d'atténuation des risques liés aux conditions d'exploitation normales et anormales. PTNI doit déposer le processus de gestion des risques auprès de l'Office au plus tard le 30 septembre 2017;
 - iv. le dirigeant responsable de PTNI doit déposer auprès de l'Office, au plus tard le 31 décembre 2016, un rapport démontrant que PTNI a satisfait aux exigences des alinéas 6.5(1)v), w) et x) du RPT et rendre disponibles aux fins d'examen par l'Office le processus et les dossiers des systèmes de gestion requis de PTNI.
- f) PTNI doit, au moins 45 jours avant toute demande d'accroissement de la pression maximale d'exploitation de tout pipeline ou tronçon de pipeline, soumettre à l'approbation de l'Office [national de l'énergie] une demande d'autorisation comprenant ce qui suit, sans s'y limiter :
- i. des renseignements démontrant que PTNI a mis en œuvre les conditions 4a) à 4e) de la présente ordonnance;
 - ii. la preuve que, à la suite de la levée des restrictions de pression, l'intégrité du pipeline ou du tronçon de pipeline ne sera pas affectée négativement dans les 36 mois suivant la date de la demande de remise en service;
 - iii. une évaluation technique préparée conformément aux dispositions de l'article 10.1 de la norme CSA Z 662-15 démontrant que le pipeline ou le tronçon de pipeline peut être exploité de façon sécuritaire à sa pression maximale

d'exploitation. Cette évaluation technique doit comprendre les éléments suivants, sans s'y limiter :

1. une évaluation des risques conforme à l'annexe B de la norme CSA Z662, y compris les lignes directrices pour les rapports documentés selon l'article B.6 de l'annexe B de la norme CSA Z662;
 2. une évaluation des imperfections comprenant, notamment, les cycles de pression, la validation des outils (probabilité de détection, probabilité d'identification et précision du dimensionnement), les propriétés de matériau représentatives, l'interaction des défauts, les calculs du délai avant la défaillance, les cibles de coefficient de sécurité, les taux de propagation révisés des défauts et la probabilité de dépassement;
 3. les mesures d'atténuation, de prévention et de contrôle requises;
 4. un calendrier pour la mise en œuvre de tous les programmes d'atténuation, de prévention et de contrôle établis à la condition 4f)iii.3.
5. PTNI doit prendre les mesures suivantes :
- a) effectuer un examen des incidents de surpression antérieurs pour déterminer la cause et les facteurs contributifs particuliers aux systèmes de gestion et aux facteurs organisationnels, de même que les mesures correctives et préventives recommandées;
 - b) mettre en œuvre les mesures correctives et préventives connexes découlant de l'examen des incidents antérieurs;
 - c) soumettre à l'approbation de l'Office, au plus tard le 31 décembre 2016, un rapport décrivant le processus d'enquête et d'analyse lors d'un incident, y compris les incidents évalués, les résultats des analyses ainsi que les mesures préventives et d'atténuation mises en œuvre et requises. Le rapport doit comprendre un échéancier de mise en œuvre des mesures préventives et d'atténuation qui ne sont pas encore mises en œuvre au moment du dépôt du rapport (mesures en attente);
 - d) déposer auprès de l'Office, dans les 30 jours suivant la fin de l'échéancier de mise en œuvre des mesures en attente, une confirmation que les mesures en attente mentionnées à la condition 5c) ont été mises en œuvre.
6. PTNI doit prendre les mesures suivantes en ce qui concerne les travaux de réhabilitation en cours liés à l'incident survenu le 16 mars 2010 (INC 2010-034) sur le tronçon de pipeline NPS 10 de PTNI reliant Cummer Junction à Oakville (annexe B) qui franchit le ruisseau Bronte près d'Oakville, en Ontario :
- a) PTNI doit soumettre à l'approbation de l'Office, au plus tard le 31 mars 2017, un plan de mesures correctives (PMC) conforme aux directives du *Guide sur le processus de réhabilitation* de l'Office, et qui comprend ce qui suit, sans s'y limiter :

- i. une confirmation que PTNI enverra le PMC ainsi que les mentions suivantes à toutes les parties prenantes recensées précédemment (selon l'entente originale conclue avec les parties prenantes);
- ii. une description détaillée de la façon dont le PMC est appuyé par l'évaluation des risques en fonction de la collectivité, y compris une lettre du ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique mentionnant son acceptation de cette évaluation;
- iii. une confirmation que PTNI a envoyé le PMC ainsi que les mentions suivantes à toutes les parties prenantes recensées précédemment (selon l'entente originale conclue avec les parties prenantes) :

« Le présent plan de mesures correctives (PMC) est aussi déposé auprès de l'Office national de l'énergie aux fins d'approbation. Veuillez faire parvenir tout commentaire sur le PMC à l'Office pour qu'il en tienne compte, dans les 21 jours suivant la réception du document. »

- b) PTNI doit déposer auprès de l'Office un rapport d'étape annuel, au plus tard le 31 décembre 2017 et le 31 décembre de chaque année par la suite, jusqu'à ce que PTNI dépose son rapport d'achèvement du processus d'assainissement pour le lieu de l'incident. Le rapport d'étape annuel doit résumer les activités de réhabilitation et leur état d'avancement jusqu'à ce jour et comprendre l'échéancier prévu pour la fin des activités de réhabilitation.
 - c) PTNI doit soumettre à l'approbation de l'Office un PMC conforme aux directives du *Guide sur le processus de réhabilitation* de l'Office. PTNI doit déposer le rapport auprès de l'Office lorsque les objectifs de réhabilitation mentionnés dans le PMC ont été atteints par PTNI.
7. PTNI doit prendre les mesures suivantes pour assurer le suivi et faire rapport de son avancement vers la satisfaction de toutes les conditions de la présente ordonnance :
- a) PTNI doit immédiatement nommer un tiers indépendant chargé des mesures suivantes :
 - i. élaborer un plan des engagements;
 - ii. mettre à jour trimestriellement le plan des engagements;
 - iii. assurer le suivi du plan des engagements relativement à toutes les conditions de la présente ordonnance;
 - iv. faire rapport sur l'état de toutes les exigences associées à la présente ordonnance.
 - b) Le dirigeant responsable de PTNI, nommé aux termes du paragraphe 6.2(1) du RPT, doit signer le plan des engagements et ses mises à jour.
 - c) PTNI doit soumettre le plan des engagements à l'approbation de l'Office dans les 30 jours suivant la délivrance de la présente ordonnance.

- d) PTNI doit déposer les mises à jour de son plan d'engagement auprès de la Régie le 17 février de chaque année à compter de 2023 jusqu'à indication contraire de la Commission.

ANNEXE A
AO-001-SO-T217-03-2010

Annexe A - Réduction de pression au niveau le plus bas entre 90 % de la PME autorisée et 10 % sous le niveau de pression le plus élevé atteint dans les 90 jours précédant la délivrance de la présente ordonnance.

Numéro	Tronçon du pipeline	Diamètre extérieur (mm)	Épaisseur de la paroi (mm)	PME autorisée (KPa)	PME réduite (KPa)
1	Doublement Montréal-Sainte-Rose NPS 16	406	7,92	8274	Niveau le plus bas entre 90 % de la PME ou 10 % sous le niveau de pression le plus élevé atteint dans les 90 jours précédents
2	Tronçons Sainte Rose-Farran's Point NPS 10	273,1	7,8	8274	Niveau le plus bas entre 90 % de la PME ou 10 % sous le niveau de pression le plus élevé atteint dans les 90 jours précédents
3	Doublements Transition Sainte- Marthe-Farran's Point NPS 16	406	7,14	8274	Niveau le plus bas entre 90 % de la PME ou 10 % sous le niveau de pression le plus élevé atteint dans les 90 jours précédents

ANNEXE B
AO-001-SO-T217-03-2010

Annexe B — Réduction de pression de 30 % de la PME autorisée (comme précisé)

Numéro	Tronçon du pipeline	Diamètre extérieur (mm)	Épaisseur de la paroi (mm)	PME autorisée (KPa)	PME réduite (KPa) (70 % de la PME)
1	Montréal-Sainte-Rose NPS 10	273,1	7,8	8275	5793
2	Latéral Dorval NPS 10	273,1	6,35	9653	6757
3	Farran's Point- Cummer Junction NPS 10	273,1	7,8	8275	5793
4	Cummer Junction-Oakville NPS 10	273,1	7,8	8275	5793
10	Latéral Aéroport de Toronto NPS 10	273,1	6,35	8894	6226
12	Réseau de canalisation d'amenée de Montréal NPS 10	273,1			70 % de la PME

ANNEXE C
AO-001-SO-T217-03-2010

Annexe C — Réduction de pression de 30 % de la PME autorisée (comme précisé)

Numéro	Tronçon du pipeline	Diamètre extérieur (mm)	Épaisseur de la paroi (mm)	PME autorisée (KPa)	PME réduite (KPa) (70 % de la PME)
1	Latéral Ottawa NPS 12	323,9	4,8 5,16 5,94 6,35	8274	5793