

Office national
de l'énergie



National Energy
Board

Documents de travail

Le 16 août 2017

Examen 2016 des coûts estimatifs de cessation
d'exploitation

Canada

Table des matières

Contexte	1
Aperçu de l'examen des coûts estimatifs de cessation d'exploitation	2
Objet des documents de travail	2
Commentaires sur les documents de travail	3
Document de travail 1 – Amélioration du cadre d'estimation des coûts de cessation d'exploitation	5
1.1 Contexte.....	5
1.2 Cadre proposé.....	5
1.3 Principales caractéristiques du cadre révisé.....	6
1.4 Questions à considérer.....	7
Document de travail 2 – Consultation et répercussions sur l'utilisation actuelle et future des terres.....	8
2.1 Consultation des propriétaires fonciers, des groupes autochtones et des parties prenantes	8
2.1.1 Contexte.....	8
2.1.2 Situation actuelle.....	8
2.1.3 Questions à considérer	9
2.2 Méthodes de cessation d'exploitation et approches possibles d'atténuation des répercussions sur l'utilisation actuelle et future des terres	9
2.2.1 Contexte.....	9
2.2.2 Situation actuelle.....	9
2.2.3 Questions à considérer	10
2.3 Lignes directrices proposées.....	10
2.3.1 Programme de consultation et d'information.....	10
2.3.2 Approches possibles d'atténuation des répercussions sur l'utilisation actuelle et future des terres	10
Document de travail 3 – Catégories d'utilisation des terres, descriptions et définitions	12
3.1 Contexte.....	12
3.2 Problèmes et disparités	12
3.3 Approche proposée	14
3.4 Questions à considérer	15
Document de travail 4 – Portée et méthodologie des études sur l'utilisation des terres	16
4.1 Contexte.....	16
4.2 Problèmes et disparités	16
4.3 Approche proposée	18
4.4 Questions à considérer.....	18
Document de travail 5 – Améliorations potentielles des hypothèses relatives aux méthodes de cessation d'exploitation pour les différentes catégories d'utilisation des terres	20
5.1 Contexte.....	20
5.2 Problèmes et disparités	20

5.3 Approche proposée.....	22
5.4 Questions à considérer.....	22
Document de travail 6 – Taux d’inflation	24
6.1 Contexte.....	24
6.2 Problèmes et disparités	24
6.3 Questions à considérer.....	25
Document de travail 7 – Catégories de coûts et coûts unitaires pour les activités de cessation d’exploitation	27
7.1 Contexte.....	27
7.2 Problèmes et disparités	27
7.3 Questions à considérer.....	29
Document de travail 8 – Méthodes d’application et de calcul des coûts imprévus, y compris les assurances et les impôts.....	31
8.1 Coûts imprévus.....	31
8.1.1 Contexte.....	31
8.1.2 Problèmes et disparités	31
8.1.3 Questions à considérer	32
8.2 Examen de l’inclusion des impôts et des assurances dans les coûts imprévus	32
8.2.1 Contexte.....	32
8.2.2 Problèmes et disparités	32
8.2.3 Questions à considérer	33
Document de travail 9 – Valeur de récupération	34
9.1 Contexte.....	34
9.2 Problèmes et disparités	35
9.3 Questions à considérer.....	35
Tableau A-1.....	36
Tableau A-2.....	37
Tableau A-3.....	38
Tableau A-4.....	46

Contexte

Le 26 mai 2009, l'Office national de l'énergie a publié les [Motifs de décision RH-2-2008](#) portant sur les questions financières liées à la cessation d'exploitation de pipelines. Cette décision a établi des principes directeurs, un plan d'action quinquennal à l'intention des sociétés et une série d'hypothèses, notamment en ce qui a trait aux coûts et aux aspects physiques (scénario de référence), pour encadrer la préparation d'estimations préliminaires des coûts. L'Office a souligné que les processus et mécanismes servant à mettre des fonds de côté pour la cessation d'exploitation devraient être soumis à des examens périodiques (au moins tous les cinq ans). L'Office a énoncé deux principes fondamentaux qui guideront ses décisions futures à l'égard des questions financières liées à la cessation d'exploitation de pipelines :

- Les coûts de cessation d'exploitation sont des dépenses légitimes liées à la prestation de services; ils peuvent être recouvrés auprès des utilisateurs du réseau avec l'approbation de l'Office.
- Les propriétaires fonciers ne sont pas responsables des coûts de cessation d'exploitation des pipelines.

Le 17 novembre 2009, l'Office a tenu une conférence technique pour discuter des hypothèses du scénario de référence. Il a produit un [compte rendu de la conférence](#) puis, le 4 mars 2010, après avoir étudié tous les documents reçus, il a publié un [scénario de référence révisé](#) qui comprenait les tableaux A-1, A-2, A-3 et A-4, mais pas les coûts unitaires.

En 2012, l'Office a ouvert un processus d'audience (MH-001-2012) visant à examiner les estimations préliminaires des coûts de cessation d'exploitation des sociétés du groupe 1. Le 14 février 2013, il a publié les [Motifs de décision MH-001-2012](#), qui donnaient aux sociétés du groupe 1 des directives sur l'estimation des coûts de cessation d'exploitation et expliquaient les hypothèses de référence sous-jacentes. Le même jour, l'Office a envoyé une [lettre](#) faisant état des résultats de son évaluation des documents déposés par les sociétés du groupe 2 et de directives supplémentaires à leur intention.

Dans les [Motifs de décision](#) visant les sociétés du groupe 1, l'Office prévoyait que les progrès de la recherche, de la technologie et de l'échange d'information ainsi que l'expérience pratique en cessation d'exploitation amélioreraient la précision des estimations de coûts, ce qui aurait vraisemblablement une incidence sur les futures initiatives et décisions en la matière. Il a ciblé un certain nombre d'aspects où une plus grande uniformité entre les sociétés du groupe 1 faciliterait l'examen des futures estimations de coûts et a donc encouragé vivement les sociétés à collaborer avec son personnel, les propriétaires fonciers (ou leurs associations) et les autres personnes intéressées pour assurer l'uniformité, dans la mesure du possible.

Aperçu de l'examen des coûts estimatifs de cessation d'exploitation

Dans sa lettre du [8 février 2016](#), l'Office a amorcé l'examen 2016 des coûts estimatifs de cessation d'exploitation en exigeant que les sociétés du groupe 1 (les demandeurs) lui soumettent leurs estimations de coûts à jour et les documents à l'appui au plus tard le 30 septembre 2016.

Le 13 février 2017, l'Office a publié la [Directive procédurale n° 1 – Décision concernant le processus et calendrier](#) et a annoncé son intention de produire des documents de travail et de tenir une conférence technique. Cette directive procédurale comprenait, à l'annexe II, une liste préliminaire des sujets qui seraient traités durant les conférences techniques. L'Office a reçu les commentaires des participants¹ sur cette liste préliminaire et sur les documents que les sociétés du groupe 1 devaient lui présenter dans le cadre de l'examen 2016. Il en a tenu compte dans le choix final des sujets et la planification des discussions.

L'examen 2016 est une occasion d'affiner et d'améliorer le cadre de cessation d'exploitation de l'Office, établi de 2008 à 2010 afin d'estimer les coûts liés à la fin du cycle de vie des pipelines. L'Office est conscient que les installations qu'il réglemente sont très différentes les unes des autres, mais cherche tout de même, par cet examen, à assurer l'uniformité entre les sociétés réglementées dans la mesure du possible.

L'Office a préparé neuf documents de travail portant sur les différents sujets indiqués dans la [Directive procédurale n° 1](#) datée du 13 février 2017.

Ces documents de travail comprennent des renseignements contextuels, les questions à considérer et les problèmes liés à chaque sujet, notamment :

- les problèmes ou disparités relevés par l'Office dans les estimations qui lui ont été présentées;
- les points à uniformiser que l'Office a indiqués dans les [Motifs de Décision MH-001-2012](#);
- les lacunes ou problèmes dans le cadre actuel de l'Office (p. ex. les tableaux A-1 et A-2 n'ont pas de lien avec le tableau A-3).

Objet des documents de travail

Les documents de travail visent à fournir des renseignements contextuels sur les principales questions relatives à l'examen 2016 et à encourager les commentaires pour favoriser les discussions productives et fructueuses lors des conférences techniques prévues à l'automne 2017.

¹ C'est-à-dire les personnes intéressées ayant manifesté leur intention de participer au processus.

L'Office s'attend à ce que ces documents de travail et les conférences techniques subséquentes stimulent l'échange d'information et les discussions informelles entre les acteurs du secteur, les groupes autochtones, les propriétaires fonciers, les associations de propriétaires fonciers, les ministères et les autres parties prenantes.

Il est possible que les questions soulevées dans ces documents de travail ne soient pas réglées durant les conférences techniques et que l'uniformité entre les sociétés du groupe 1 ne soit pas réalisable ou souhaitable. Selon le sujet, les commentaires reçus à propos des documents et durant les conférences techniques pourraient servir à affiner le cadre pour les futurs examens et dépôts.

Les documents de travail ne constituent pas une liste complète des questions sur lesquelles porteront les conférences techniques et l'examen de l'Office. Les commentaires reçus à leur sujet seront versés au dossier public et discutés durant les conférences techniques.

Voici les sujets de chacun des documents de travail :

- **Document de travail 1 :** Amélioration du cadre d'estimation des coûts de cessation d'exploitation
- **Document de travail 2 :** Consultation et répercussions sur l'utilisation actuelle et future des terres
- **Document de travail 3 :** Catégories d'utilisation des terres, descriptions et définitions
- **Document de travail 4 :** Portée et méthodologie des études sur l'utilisation des terres
- **Document de travail 5 :** Améliorations potentielles des hypothèses relatives aux méthodes de cessation d'exploitation pour les différentes catégories d'utilisation des terres
- **Document de travail 6 :** Taux d'inflation
- **Document de travail 7 :** Catégories de coûts et coûts unitaires pour les activités de cessation d'exploitation
- **Document de travail 8 :** Méthodes d'application et de calcul des coûts imprévus, y compris les assurances et les impôts
- **Document de travail 9 :** Valeur de récupération

Certains de ces documents (n^{os} 2, 3, 4 et 5) comprennent également l'approche proposée par l'Office pour régler les différentes questions et établissent le cadre des prochains examens des coûts estimatifs de cessation d'exploitation.

Commentaires sur les documents de travail

L'Office invite les participants (y compris les sociétés du groupe 2) à soumettre par écrit leur opinion sur les documents de travail avant la tenue des conférences techniques, ce qu'il attend

d'ailleurs des sociétés du groupe ². Tous les commentaires sont les bienvenus, que leurs auteurs aient l'intention ou non de participer aux conférences techniques.

La date limite de soumission des commentaires est le 20 septembre 2017. L'Office étudiera les commentaires reçus et communiquera les détails des conférences techniques (calendrier et programme) dans une future directive procédurale.

Les commentaires sont d'une plus grande utilité s'ils...

- indiquent le sujet du document de travail et la question précise qu'ils concernent;
- suivent un raisonnement clair et fournissent des preuves à l'appui;
- soulèvent des questions à discuter que l'Office n'avait pas relevées;
- proposent des solutions à un problème.

² Comme l'indique la lettre de l'Office du 13 février 2017, intitulée *Directive procédurale n° 1 – Décision concernant le processus et calendrier* ([A81714](#)).

Document de travail 1 – Amélioration du cadre d'estimation des coûts de cessation d'exploitation

1.1 Contexte

- a) Dans sa décision [MH-001-2012](#), l'Office a relevé des aspects pour lesquels une certaine uniformité entre les sociétés serait utile en vue des futurs examens des coûts estimatifs, notamment les suivants : études de recherche futures, études sur l'utilisation des terres, collaboration entre les sociétés pipelinères et consultation avec les propriétaires fonciers (ou leurs associations) et les autres personnes intéressées.
- b) Toujours dans sa décision [MH-001-2012](#), l'Office a vivement encouragé les sociétés à collaborer avec son personnel, les propriétaires fonciers (ou leurs associations) et les autres personnes intéressées pour uniformiser, dans la mesure du possible, la catégorisation des utilisations des terres et les méthodes d'estimation des coûts. L'Office a souligné qu'une telle coordination lui serait particulièrement utile en prévision de l'examen des estimations de coûts déposées.
- c) Dans sa lettre du [8 février 2016](#), l'Office a indiqué que l'objectif de l'examen 2016 est d'affiner les hypothèses et les méthodes de cessation d'exploitation que les sociétés utilisent pour calculer les coûts de cessation d'exploitation de leur réseau pipelinier au fil du temps.
- d) Le 13 février 2017, l'Office a publié la [Directive procédurale n° 1 – Décision concernant le processus et calendrier](#), annonçant sa décision de tenir une ou plusieurs conférences techniques, de même que la liste préliminaire des sujets qui y seront traités, notamment les modifications possibles aux tableaux A-1, A-2, A-3 et A-4 (y compris le cadre de travail, les unités de mesure et l'uniformisation des calculs) (thème n° 9).

1.2 Cadre proposé

L'Office propose un cadre révisé d'estimation des coûts de cessation d'exploitation afin que les estimations présentées par les sociétés soient plus claires, uniformes et transparentes, et que l'on puisse mieux en vérifier le caractère raisonnable. Ce cadre vise à corriger certaines lacunes ou disparités relevées par l'Office durant son examen des estimations déposées par les sociétés et à surmonter certaines difficultés posées par l'évaluation de leur caractère adéquat.

En rendant ce cadre obligatoire, l'Office sera mieux à même d'évaluer uniformément le caractère adéquat des estimations, puisque les sociétés devront les présenter dans un format normalisé. Ce cadre révisé est destiné à remplacer les tableaux A-1 à A-4 du scénario de référence actuel. La nouvelle feuille de calcul permettra aux sociétés d'entrer leurs données de façon systématique et de les modifier aisément en cas de changement dans les hypothèses. Cet outil aidera aussi l'Office à comparer les estimations de coûts des différentes sociétés réglementées.

Le cadre révisé proposé prend la forme d'une feuille de calcul, accompagnée d'un guide d'utilisation indiquant comment la remplir et quels renseignements sont exigés par l'Office pour valider les hypothèses.

1.3 Principales caractéristiques du cadre révisé

- Propose une méthodologie commune pour mener les études sur l'utilisation des terres et catégoriser les réseaux pipeliniers et les installations en surface selon l'utilisation des terres.
- Utilise toujours les mêmes catégories et sous-catégories d'utilisation des terres, de franchissements et d'installations en surface.
- Comprend plusieurs nouvelles sous-catégories d'utilisation des terres, de franchissements et d'installations en surface qui reflètent différents facteurs que les sociétés du groupe 1 ont pris en compte dans leurs estimations des coûts de cessation d'exploitation.
- Utilise des définitions et des descriptions communes pour toutes les catégories d'utilisation des terres.
- Utilise des unités de mesure homogènes.
- Indique la longueur des pipelines selon la catégorie d'utilisation des terres, le diamètre du pipeline, les produits transportés et les hypothèses relatives aux méthodes de cessation d'exploitation.
- Calcule automatiquement le total des coûts estimatifs de cessation d'exploitation au moyen de formules intégrées aux cellules de la feuille de calcul.
- Propose des hypothèses fixes pour les méthodes de cessation d'exploitation, que toutes les sociétés devront utiliser dans leurs prochaines estimations.
- Estime les coûts selon une méthode fondée sur des hypothèses.
- Fait état des coûts unitaires pour chaque catégorie de coûts selon le diamètre du pipeline et la catégorie d'utilisation des terres. Certaines catégories sont présentées par type de produit (p. ex. purge et nettoyage, remise en état des terres).
- Présente dans un onglet distinct les coûts engagés après la cessation d'exploitation, notamment pour la surveillance.
- Indique dans un onglet distinct la longueur totale des tronçons devant faire l'objet d'un traitement particulier (remplissage), selon leur diamètre et le type de franchissement.
- Présente dans un onglet distinct les coûts de cessation d'exploitation liés aux installations en surface, selon le type d'installation (stations de comptage, de pompage et de compression) et la catégorie d'utilisation des terres (à l'exception des catégories de franchissements).
- Calcule les coûts imprévus en tant que pourcentage, selon la précision des estimations de chaque catégorie de coûts.
- Traite les coûts en dollars courants.
- Indique la valeur de récupération des installations en surface et des canalisations retirées.

1.4 *Questions à considérer*

1. Le cadre révisé constitue-t-il une réelle amélioration par rapport au cadre actuel?
2. Le cadre révisé améliorera-t-il l'exactitude des estimations des coûts?
3. Le cadre révisé devrait-il viser l'uniformité entre les sociétés réglementées?
4. Les différents onglets de la feuille de calcul sont-ils commodes et compréhensibles?
5. Les formules intégrées aux cellules fonctionnent-elles?
6. La feuille de calcul risque-t-elle de fausser ou de compter en double certaines données? Lesquelles?
7. Les instructions du guide d'utilisation sont-elles claires et faciles à suivre?
8. Quelles améliorations pourrait-on apporter à la feuille de calcul et au guide d'utilisation?
9. Y a-t-il des disparités entre la feuille de calcul et le guide d'utilisation?

Document de travail 2 – Consultation et répercussions sur l'utilisation actuelle et future des terres

2.1 *Consultation des propriétaires fonciers, des groupes autochtones et des parties prenantes*

2.1.1 *Contexte*

- a) L'Office s'attend à ce que les sociétés aient un programme systématique, global et proactif d'élaboration et de mise en œuvre d'activités de consultation tout au long du cycle de vie de leurs installations. Dans le [Guide de dépôt](#) (section 3.4, *Consultation*), l'Office indique qu'un programme de consultation se doit d'être bien intégré au système de gestion global de la société pour assurer la protection du public, des propriétaires fonciers, des parties prenantes, des communautés autochtones, des biens et de l'environnement à toutes les étapes du cycle de vie d'un réseau pipelinier (conception, construction, exploitation, entretien et cessation d'exploitation).
- b) Durant les activités de consultation, les propriétaires fonciers, les groupes autochtones et les parties prenantes ont indiqué à l'Office qu'ils s'attendent à être consultés tout au long du cycle de vie d'un projet, y compris sur la question financière des fonds mis de côté en prévision de la cessation d'exploitation d'un pipeline.
- c) Durant l'instance MH-001-2012 sur les coûts estimatifs de cessation d'exploitation, les propriétaires fonciers, leurs associations et leurs représentants ont mis en doute les méthodes utilisées par les sociétés dans leurs estimations. De plus, en raison d'un manque de consultation, ils n'étaient pas convaincus que les coûts estimatifs tenaient compte des changements futurs dans l'utilisation et l'aménagement de leurs terres à la suite de la cessation d'exploitation d'un pipeline.
- d) Les documents déposés par les sociétés du groupe 1 pour l'examen 2016 montraient que leurs activités de consultation étaient limitées, notamment sur le plan de la conception du programme, des initiatives et des mises à jour, et qu'elles ne se référaient à aucune norme reconnue dans l'industrie.

2.1.2 *Situation actuelle*

L'Office pourrait établir des lignes directrices pour la consultation et préciser son rôle dans l'évaluation des programmes de consultation. Les discussions au sujet de l'examen des coûts estimatifs de cessation d'exploitation pourraient notamment porter sur la fréquence, le moment et les méthodes de consultation des propriétaires fonciers, des groupes autochtones et des parties prenantes, la norme que les programmes devraient respecter, la portée et la fréquence des rapports, et le rôle que l'Office devrait jouer dans l'évaluation de la conception et de la mise en œuvre globales des programmes. Le personnel de l'Office a préparé des lignes directrices provisoires pour la consultation (voir la section 2.3.1).

2.1.3 Questions à considérer

1. Les lignes directrices proposées à la section 2.3 définissent-elles adéquatement les attentes envers les sociétés et les parties prenantes en ce qui a trait à la conception et à la mise en œuvre des activités de consultation dans le cadre de l'examen des coûts estimatifs de cessation d'exploitation?
2. Pour quels aspects du programme de consultation l'Office devrait-il établir des exigences normatives de dépôt pour les prochains examens des coûts estimatifs? Quels éléments pourraient être adaptés ou personnalisés moyennant une justification appropriée?
3. Comment l'Office pourrait-il superviser la conception et la mise en œuvre des activités de consultation menées dans le cadre de chaque examen des coûts estimatifs, de même que la manière dont les sociétés intègrent les commentaires issus des consultations en cours dans leurs estimations?
4. Comment les sociétés pourraient-elles démontrer que leur programme de consultation et ses résultats ont été pris en compte dans les aspects financiers présentés dans le cadre de l'examen?
5. Si l'Office juge qu'un programme de consultation est inadéquat ou insuffisant, comment devrait-il interpréter cette conclusion et quelle incidence celle-ci devrait-elle avoir sur les décisions rendues dans le cadre de l'examen des documents présentés?

2.2 Méthodes de cessation d'exploitation et approches possibles d'atténuation des répercussions sur l'utilisation actuelle et future des terres

2.2.1 Contexte

- a) Durant l'instance [MH-001-2012](#), les propriétaires fonciers, leurs associations et leurs représentants ont mis en doute les méthodes que les sociétés du groupe 1 utilisent pour déterminer, comptabiliser et estimer les répercussions potentielles sur l'utilisation actuelle et future des terres privées dans leur calcul des coûts associés à chaque méthode de cessation d'exploitation.
- b) Pour atténuer les répercussions potentielles, les sociétés pourraient soit indemniser directement les propriétaires fonciers, soit trouver des mesures d'atténuation indirectes. Bien que l'Office n'ait pas compétence pour trancher les questions relatives aux indemnités (y compris les dommages-intérêts) versées directement aux propriétaires fonciers, il s'attend à ce que les sociétés déterminent et évaluent les coûts liés à l'atténuation de ces répercussions et en tiennent compte dans le montant total mis de côté en prévision de la cessation d'exploitation.

2.2.2 Situation actuelle

L'Office souhaite approfondir sa compréhension générale des questions et des préoccupations fondamentales liées aux répercussions potentielles sur l'utilisation actuelle et future des différents types de terres privées, et savoir si les sociétés recueillent ces renseignements afin

d'établir les coûts des méthodes de cessation d'exploitation proposées, y compris de l'atténuation de leurs répercussions.

2.2.3 Questions à considérer

1. En référence à une norme de l'industrie pour l'évaluation ou les techniques d'évaluation des terres, sur quels critères les sociétés devraient-elles impérativement se fonder pour déterminer, quantifier et estimer les répercussions potentielles des méthodes de cessation d'exploitation sur l'utilisation actuelle et future des terres en général?
2. Quel rôle ces critères et les méthodes de cessation d'exploitation possibles devraient-ils jouer dans l'estimation des répercussions financières sur l'utilisation actuelle et future des terres?
3. Lorsqu'il existe des mesures ou des solutions de rechange pour atténuer les répercussions sur l'utilisation actuelle et future des terres, comment devraient-elles être prises en compte dans le calcul des coûts?

2.3 Lignes directrices proposées

2.3.1 Programme de consultation et d'information

Les sociétés doivent fournir un compte rendu des activités de consultation menées dans le cadre de l'examen des coûts estimatifs de cessation d'exploitation, y compris :

- a) des discussions pertinentes, avec les propriétaires fonciers directement touchés et les parties prenantes, sur les droits fonciers et la façon dont elles ont été prises en compte dans les hypothèses relatives aux méthodes de cessation d'exploitation ou l'importance qui leur a été accordée dans la détermination de ces hypothèses (p. ex. retrait ou abandon sur place);
- b) des discussions pertinentes avec les groupes autochtones et de la façon dont elles ont été prises en compte dans les hypothèses relatives aux méthodes de cessation d'exploitation (retrait ou abandon sur place);
- c) des questions ou des préoccupations (p. ex. en matière d'environnement ou de sécurité) soulevées par les propriétaires fonciers, les groupes autochtones et les parties prenantes;
- d) de la façon dont les renseignements des registres de propriété foncière sont tenus à jour.

2.3.2 Approches possibles d'atténuation des répercussions sur l'utilisation actuelle et future des terres

Les sociétés doivent décrire comment les valeurs des différents types d'utilisation actuelle et future des terres ont été prises en compte dans les estimations de coûts, et comment elles ont utilisé le plan pour consulter les propriétaires fonciers, les parties prenantes et les groupes autochtones afin de préciser leurs estimations depuis le dernier examen des coûts estimatifs. Cette description doit notamment comprendre :

- a) la méthode utilisée pour évaluer les répercussions sur l'utilisation actuelle ou future des terres par les propriétaires fonciers, les parties prenantes et les groupes autochtones (p. ex. agriculture, plans d'aménagement);
- b) les recherches menées pour évaluer et quantifier les coûts associés à ces répercussions;
- c) les mesures d'atténuation courantes qui seraient envisagées ou mises en place pour atténuer les répercussions découlant des méthodes de cessation d'exploitation proposées;
- d) la méthode de consignation et de gestion des données recueillies durant les activités de consultation menées auprès des propriétaires fonciers, des parties prenantes et des groupes autochtones pour préciser les estimations;
- e) la façon dont propriétaires fonciers, les parties prenantes et les groupes autochtones seront informés des résultats de cet exercice.

Document de travail 3 – Catégories d'utilisation des terres, descriptions et définitions

3.1 Contexte

- a) La lettre de l'Office datée du [4 mars 2010](#) comprenait le tableau A-1, qui sert à présenter la longueur du pipeline et le nombre d'installations en surface, par catégorie d'utilisation des terres et de diamètre, pour les besoins de l'estimation préliminaire des coûts de cessation d'exploitation. Ce tableau est reproduit à l'annexe A du présent document.
- b) Dans sa décision [MH-001-2012](#), l'Office a jugé raisonnable la désignation des catégories d'utilisation des terres de toutes les sociétés du groupe 1 puisque, selon lui, ce sont elles qui sont les mieux placées pour catégoriser l'utilisation des terres le long de leur réseau pipelinier. L'Office a également indiqué que les catégories d'utilisation des terres continueraient de s'affiner à mesure que de nouvelles données deviendraient disponibles et a encouragé les sociétés à collaborer et, dans la mesure du possible, à uniformiser les catégories d'utilisation des terres en menant des consultations auprès des propriétaires fonciers et des planificateurs régionaux et municipaux ou des études sur l'utilisation des terres propres aux pipelines.
- c) Dans sa lettre du [8 février 2016](#), l'Office a ordonné aux sociétés du groupe 1 d'accompagner leur estimation de 2016 d'études sur l'utilisation des terres propres à leurs pipelines, qui devaient comprendre les catégories d'utilisation des terres, les définitions utilisées ainsi que leur fondement.

3.2 Problèmes et disparités

1. Les catégories d'utilisation des terres ne sont pas clairement définies.

L'Office a relevé le besoin de définir clairement les catégories d'utilisation des terres pour que la catégorisation des réseaux pipeliniers soit uniforme et appliquée de la même façon par toutes les sociétés lorsqu'elles produisent leur estimation des coûts de cessation d'exploitation (voir les points 2 et 3 ci-dessous).

Certaines sociétés du groupe 1 ont fourni leurs définitions des catégories et des sous-catégories d'utilisation des terres ainsi que la description des méthodes utilisées pour catégoriser les terres situées le long de leur réseau pipelinier, mais d'autres n'ont pas donné ces renseignements ou les ont donnés de manière plus ou moins détaillée. De nombreuses sociétés ont indiqué qu'elles se fiaient aux descriptions des catégories d'utilisation des terres et aux facteurs énoncés dans le rapport de 2007 de la CEPA³.

³ Association canadienne de pipelines d'énergie (CEPA) (2007). *Pipeline Abandonment Assumptions: Technical and Environmental Considerations for Development of Pipeline Abandonment Strategies*, préparé pour le Terminal Negative Salvage Task Force de l'Association canadienne de pipelines d'énergie, de septembre 2006 à avril 2007.

L'Office est conscient qu'il n'a pas fourni de définition ou de description des catégories d'utilisation des terres figurant au tableau A-1, ni de lignes directrices sur la meilleure façon de définir ces catégories pour l'estimation des coûts de cessation d'exploitation. L'Office note également que le rapport de la CEPA ne donne pas de définition claire et sans équivoque pour chaque catégorie.

2. Les catégories utilisées varient d'une société à l'autre.

Les catégories d'utilisation des terres utilisées dans les différents tableaux A-1 reçus varient. De nombreuses sociétés ont utilisé les catégories qui y figuraient déjà, alors que d'autres les ont modifiées selon les résultats de leurs études sur l'utilisation des terres propres à leurs pipelines ou la méthode de cessation d'exploitation proposée pour une catégorie ou une sous-catégorie particulière. Par exemple :

- [Kinder Morgan](#) a créé la catégorie « Franchissements de routes, de voies ferrées et de services publics » et les sous-catégories « Routes », « Voies ferrées » et « Principaux services publics ». Elle a également divisé sa catégorie « Franchissements de cours d'eau » en deux sous-catégories, « Rivières » et « Ruisseaux ».
- [Westcoast](#) n'a pas utilisé la catégorie « Autres – Zones écologiquement vulnérables »; elle a inscrit les tronçons de canalisation situés dans des zones écologiquement vulnérables dans les catégories « Terres agricoles » et « Terres non agricoles » avec la même hypothèse de cessation d'exploitation (abandon sur place).

3. La catégorisation des utilisations des terres manque parfois de transparence.

De nombreuses sociétés du groupe 1 ont utilisé des catégories et des sous-catégories semblables à celles qui figuraient déjà au tableau A-1, mais les ont ensuite nuancées pour refléter les hypothèses de cessation d'exploitation ou pour éviter les redondances d'une catégorie à l'autre. Par exemple :

- Kinder Morgan⁴ a ajouté « milieux humides » au titre de la sous-catégorie « Terres non agricoles – Aucune mise en valeur prévue (p. ex. forêt, milieux humides) », mais a indiqué en réponse à une demande de renseignements de l'Office qu'elle avait compté tous les tronçons traversant un milieu humide dans la sous-catégorie « Autres – Zones écologiquement vulnérables (y compris les milieux humides) » pour éviter la redondance.
- [Trans Mountain](#) a uniquement inclus les tronçons dont le retrait est prévu dans la sous-catégorie « Autres – Zones écologiquement vulnérables »; elle a compté les tronçons qui doivent être laissés sur place dans une zone vulnérable dans la sous-catégorie « Terres non agricoles – Aucune mise en valeur prévue (p. ex. forêt) ».
- [Trans Mountain](#) a indiqué dans le tableau A-1 que la sous-catégorie « Autres – Franchissements de cours d'eau » comprenait les franchissements de rivières, de

⁴ [A5F4J9](#); [A5I4T2](#)

ruisseaux, de cours d'eau et de milieux humides, mais a précisé qu'elle n'y avait inscrit que les franchissements où un traitement particulier (A+) est prévu.

- [TQM](#) (et les autres sociétés de TransCanada) a créé la sous-catégorie « Autres – Franchissements de routes en gravier » à laquelle s'applique une hypothèse de cessation d'exploitation différente de celle des franchissements de routes revêtues de la sous-catégorie « Routes et voies ferrées ».
- TCPL⁵ (et les autres sociétés de TransCanada) a indiqué qu'à l'origine (en 2011), sa sous-catégorie « Terres non agricoles – Mise en valeur éventuelle » reflétait les coûts estimatifs du retrait futur des canalisations situées sur des terres actuellement considérées comme des terres agricoles, mais qui pourraient être mises en valeur selon les tendances en aménagement urbain. En 2016, TCPL a précisé que, dans ses coûts estimatifs de 2016, cette sous-catégorie ne comprenait pas les tronçons traversant des terres qui pourraient être mises en valeur dans le futur, ceux-ci ayant plutôt été inscrits dans la sous-catégorie « Terres agricoles – Terres cultivées », conformément à la directive de l'Office énoncée dans la décision [MH-001-2012](#), qui l'obligeait à utiliser l'hypothèse de référence.

4. Les installations en surface n'ont pas été présentées par catégorie d'utilisation des terres.

Aucune société n'a présenté les installations en surface par catégorie d'utilisation des terres dans le tableau A-1. Plusieurs ont indiqué dans leur estimation que l'utilisation des terres n'a que peu d'incidence sur les coûts de cessation d'exploitation des installations en surface.

Bien que l'Office n'ait pas établi de lignes directrices précises pour la présentation des installations en surface par type d'utilisation des terres dans le tableau A-1, ce dernier comprend une colonne à cet effet. Voir le document de travail 7 pour en savoir plus à ce sujet.

3.3 Approche proposée

Pour clarifier et uniformiser la catégorisation et la présentation des utilisations des terres dans les estimations de coûts et assurer l'utilisation de définitions et de descriptions communes pour chaque catégorie, l'Office propose d'établir des catégories et des sous-catégories fixes d'utilisation des terres, de franchissements et d'installations en surface, que les sociétés devront utiliser dans leur estimation. Ces catégories sont présentées dans le cadre révisé d'estimation des coûts de cessation d'exploitation :

- La section 4.0 du guide d'utilisation comprend la liste des catégories proposées d'utilisation des terres, de franchissements et d'installations en surface, ainsi qu'une description de chacune.
- La section 4.1.1 et l'annexe 2 du guide d'utilisation expliquent comment classer les différents tronçons des réseaux pipeliniers dans la feuille de calcul proposée. Ils comprennent aussi la liste des renseignements à fournir dans le cadre d'une étude sur l'utilisation des terres.

⁵ [A5I4Q9](#); [A3G8Z3](#)

Certaines de ces catégories sont nouvelles, alors que d'autres sont issues de la division d'une catégorie existante en sous-catégories plus détaillées ou de facteurs que certaines sociétés ont pris en compte dans leur estimation (voir le document de travail 5). Toutes sont conçues pour refléter les facteurs susceptibles de faire varier les hypothèses relatives aux méthodes de cessation d'exploitation et les coûts unitaires.

3.4 Questions à considérer

1. Les catégories d'utilisation des terres et les définitions proposées dans le cadre révisé reflètent-elles bien la majorité des facteurs pertinents pour la cessation d'exploitation de réseaux pipeliniers et d'installations en surface?
2. Y a-t-il des catégories et des sous-catégories problématiques? Pourquoi? Comment pourrait-on en améliorer la délimitation ou la description?
3. La création des catégories et des sous-catégories proposées constitue-t-elle une amélioration? Pourrait-elle accroître l'exactitude des estimations?
4. Les catégories proposées sont-elles suffisamment délimitées pour faire en sorte qu'elles ne correspondent qu'à une seule hypothèse de cessation d'exploitation (p. ex. A, R, A+, A à 80 % et R à 20 %, ou A et A+ à 50 %)?

N.B. : Les catégories d'utilisation des terres, de franchissements et d'installations en surface ne peuvent être définies correctement que si l'on tient compte des hypothèses qui leur sont (ou seront) attribuées et de la façon dont les coûts unitaires appropriés seront appliqués aux tronçons de pipeline ou au nombre d'unités correspondants pour obtenir une estimation globale des coûts. Durant leur réflexion sur les questions ci-dessus, les participants devraient consulter les problèmes et les questions relevés dans les documents de travail 4 et 5.

Document de travail 4 – Portée et méthodologie des études sur l'utilisation des terres

4.1 *Contexte*

- a) Dans sa décision [MH-001-2012](#), l'Office a remarqué que les méthodes utilisées par les sociétés du groupe 1 étaient fondées sur leurs connaissances actuelles et les bases de données de leur réseau pipelinier. Il a aussi noté que plusieurs ont effectué une étude sur l'utilisation des terres pour appuyer leur estimation de coûts, et il a encouragé toutes les sociétés à mener une étude propre à leurs pipelines pour contribuer à la transparence de la catégorisation des utilisations des terres.
- b) Dans sa lettre du [8 février 2016](#), l'Office a ordonné aux sociétés du groupe 1 de lui présenter une étude sur l'utilisation des terres propre à leurs pipelines (ou de mettre à jour celles qui ont déjà été déposées) comprenant au moins :
- la portée de l'étude;
 - la méthodologie utilisée, y compris les sources d'information, les catégories d'utilisation des terres, les définitions et leur fondement, ainsi que les hypothèses relatives aux méthodes de cessation d'exploitation;
 - les endroits où il est prévu que le pipeline soit abandonné sur place, retiré ou laissé sur place avec un traitement particulier;
 - les résultats et l'analyse de l'étude.

4.2 *Problèmes et disparités*

1. Les sociétés n'ont pas toutes accompagné leur estimation de coûts de 2016 d'une étude sur l'utilisation des terres propre à leurs pipelines.

Bon nombre des estimations de coûts de 2016 n'étaient pas accompagnées d'une étude sur l'utilisation des terres propre aux pipelines, malgré la directive de l'Office énoncée dans sa lettre du [8 février 2016](#).

Les études déposées étaient en grande partie semblables à celles qui ont été présentées à l'appui des estimations de coûts de 2011 et indiquaient les changements apportés dans la catégorisation des utilisations des terres selon les résultats de l'examen de 2016.

Les sociétés qui n'ont pas fourni d'étude sur l'utilisation des terres en 2016 ont déclaré, en réponse à une demande de renseignements de l'Office, avoir vérifié l'utilisation des terres situées le long de leur réseau pipelinier dans une certaine mesure.

2. Chaque société a analysé l'utilisation des terres à sa façon.

Chaque société du groupe 1 a analysé l'utilisation des terres de manière différente en 2011 et en 2016, ce qui a entraîné des disparités dans la catégorisation des utilisations. Dans bien des cas, les sociétés ont fait preuve de plus de rigueur dans leur analyse de 2011 que dans leur révision de 2016, qui s'est généralement limitée à des vérifications ponctuelles de l'utilisation des terres et à la catégorisation des terres où de nouvelles infrastructures avaient été construites depuis 2011.

De plus, les sociétés n'ont pas toutes utilisé les mêmes types de sources d'information (qui ont par ailleurs été consultées ou publiées à différentes années) ni vérifié l'utilisation des terres avec la même rigueur en 2016; certaines ont passé en revue la totalité de leur réseau, alors que d'autres ont mené des vérifications ponctuelles.

Voici quelques exemples :

- [Enbridge](#) et [Enbridge NW](#) ont cherché de nouvelles sources publiques d'information et de données, qu'elles ont utilisées pour combler les lacunes de leur étude sur l'utilisation des terres de 2011 causées par le manque de données. Enbridge a indiqué qu'il n'y a pas de données publiques sur la mise en valeur éventuelle des terres non agricoles pour toutes les parties de son réseau; ainsi, seules les données sur les fosses, les carrières et les concessions minières ont été utilisées dans cette catégorie.
- [Kinder Morgan](#) a utilisé sa base de données interne (2016) et l'imagerie de Google Earth (2015-2016) et de Bing pour corroborer son étude sur l'utilisation des terres de 2011 et évaluer les endroits où le retrait de la canalisation est probable en raison de la mise en valeur future des terres.
- [TCPL](#) (et les autres sociétés de TransCanada) a effectué des vérifications ponctuelles là où l'utilisation des terres risquait le plus d'avoir changé, notamment par la comparaison des images qu'elle a elle-même recueillies de 2006 à 2016.
- [Trans Mountain](#) a examiné les plans municipaux d'aménagement du territoire pour déterminer les endroits où le retrait de la canalisation est probable en raison de la mise en valeur future des terres, de même que les demandes de modification de zonage déposées par les propriétaires fonciers pour vérifier s'il y avait lieu de réexaminer les catégories d'utilisation des terres.
- [Trans-Nord](#) a passé en revue ses consultations avec les propriétaires fonciers au sujet des différents sites et projets, et a vérifié sa catégorisation de l'utilisation des terres de manière ponctuelle au moyen d'images dont elle disposait.
- [Westcoast](#) n'a pas réévalué l'entièreté de son réseau; elle a uniquement utilisé les données de son SIG et des images satellites ou aériennes pour repérer les changements dans l'utilisation des terres où des pipelines ont été construits entre 2010 et 2016. Elle a indiqué que tout aménagement effectué dans un rayon de 200 m de ses pipelines est enregistré dans le cadre de sa surveillance continue et que les municipalités et les organismes publics provinciaux lui transmettent les demandes de lotissement et de modification de zonage visant les terres traversées par son réseau pipelinier.

3. Les sociétés ont employé des méthodes différentes pour valider les résultats de leur évaluation documentaire.

Les sociétés ont validé les résultats de leur évaluation documentaire de différentes manières. Par exemple :

- [Alliance](#) a vérifié de façon ponctuelle l'exactitude de ses images aériennes en les comparant aux images satellites de Google Earth. Elle a également indiqué que son personnel sur le terrain utilise régulièrement son SIG, ce qui confirme l'exactitude des données qui y figurent.
- [Enbridge](#) et [Enbridge NW](#) ont expliqué les méthodes de contrôle de la qualité dans leur étude sur l'utilisation des terres, lesquelles comprennent notamment :
 - o l'inspection en gros plan du pipeline depuis le SIG pour vérifier que chaque tronçon a été inscrit dans l'une des catégories d'utilisation des terres;
 - o la vérification ponctuelle de 2 % du pipeline par la comparaison du modèle figurant dans le SIG avec les utilisations visibles sur les images aériennes d'Enbridge.
- [Westcoast](#) a validé les résultats de son étude sur l'utilisation des terres auprès de ses représentants fonciers et communautaires, situés dans toutes les collectivités où elle mène ses activités.

4. Chaque société a pris en compte des facteurs différents.

L'explication de la méthodologie que les sociétés ont employée pour leur étude sur l'utilisation des terres indique que chacune a fondé son analyse sur des facteurs différents. Par exemple :

- [Trans Mountain](#) a indiqué qu'un tronçon de 1,36 km devrait être retiré au moment de la cessation d'exploitation pour permettre la récolte de bois d'œuvre. Elle a calculé la longueur du tronçon en fonction des endroits où la canalisation devrait être retirée pour faire place à des routes et selon un rapport de 100 m de canalisation à retirer par 50 km de zone de récolte de bois autorisée.

4.3 Approche proposée

L'Office n'a pas énoncé de lignes directrices particulières pour les études sur l'utilisation des terres produites à l'appui des estimations de coûts de cessation d'exploitation, et n'a donc pas établi de portée ni de méthodologie.

Pour clarifier et uniformiser le tout, le personnel de l'Office propose l'adoption d'une approche commune, décrite à l'annexe 2 du guide d'utilisation.

4.4 Questions à considérer

1. Les lignes directrices énoncées à l'annexe 2 du guide d'utilisation reflètent-elles bien les étapes nécessaires à la réalisation d'une étude préliminaire sur l'utilisation des terres à l'appui de l'estimation des coûts de cessation d'exploitation?

2. Est-il approprié de catégoriser l'utilisation des terres traversées par un réseau pipelinier principalement à partir d'une analyse documentaire d'images satellites et aériennes à jour?
3. Quelles qualifications et expérience devrait-on exiger du personnel effectuant l'analyse documentaire?
4. Quelle devrait être l'échelle minimale des images utilisées pour déterminer le type d'utilisation du sol, mesurer la longueur des franchissements et repérer les changements dans l'utilisation des terres?
5. Quelles sources d'images sont les plus appropriées? L'utilisation de Google Earth, de Street View et d'autres images satellites et aériennes facilement accessibles est-elle appropriée?
6. Après combien d'années les photos deviennent-elles trop anciennes pour servir à déterminer l'utilisation actuelle des terres ou repérer les changements dans leur utilisation?
7. De quels autres facteurs les études sur l'utilisation des terres devraient-elles tenir compte?
8. Quelles autres sources d'information (en plus des images) devrait-on utiliser pour comprendre les plans d'aménagement des terres traversées par un pipeline? Quelles sources devraient être obligatoires (p. ex. plans d'aménagement, consultation des propriétaires fonciers)?
9. Quelles techniques d'assurance et de contrôle de la qualité devrait-on appliquer pour assurer l'exactitude des études sur l'utilisation des terres? Devraient-elles comprendre des vérifications ponctuelles ou sur le terrain?
10. Pour les prochains examens des coûts estimatifs de cessation d'exploitation, quelles méthodes les sociétés devraient-elles toutes employer pour passer en revue et mettre à jour leurs études sur l'utilisation des terres? Devraient-elles différer de celles qui sont décrites à l'annexe 2 du guide d'utilisation, et le cas échéant, de quelle manière?

Document de travail 5 – Améliorations potentielles des hypothèses relatives aux méthodes de cessation d'exploitation pour les différentes catégories d'utilisation des terres

5.1 Contexte

- a) Dans sa lettre du [4 mars 2010](#), l'Office a publié des hypothèses de référence modifiées (tableau A-2) concernant les méthodes de cessation d'exploitation, soit l'abandon sur place, l'abandon sur place avec traitement particulier (remplissage) et le retrait (voir l'annexe A).
- b) Durant l'audience [MH-001-2012](#), après examen des hypothèses retenues par chaque société pour chacune des catégories d'utilisation des terres et des observations des intervenants, l'Office a...
 - imposé un taux de retrait de 20 % pour les pipelines de moyen et de grand diamètre dans les sous-catégories « Terres agricoles – Terres cultivées » et « Terres agricoles – Terres non cultivées »;
 - accepté les hypothèses proposées par les sociétés comme point de départ pour l'estimation, à la lumière des analyses propres à leurs pipelines et de leurs justifications.
- c) Dans sa lettre du [8 février 2016](#), l'Office a ordonné aux sociétés du groupe 1 de lui présenter des estimations de coûts de cessation d'exploitation à jour.

5.2 Problèmes et disparités

1. Variabilité des hypothèses de cessation d'exploitation et disparités avec celles du tableau A-2

Dans leur estimation de coûts de 2016, les sociétés du groupe 1 ont pour la plupart appliqué des hypothèses similaires à celles qui ont été utilisées en 2011 qui, selon le cas :

- correspondent à celles du tableau A-2;
- correspondent aux hypothèses propres à la société qui ont été utilisées en 2011 et approuvées par l'Office dans sa décision [MH-001-2012](#);
- sont conformes aux directives énoncées par l'Office dans sa décision [MH-001-2012](#).

De plus, dans certains cas, les hypothèses des sociétés étaient plus prudentes que les hypothèses de référence (p. ex. retrait au lieu de l'abandon sur place, application d'un traitement particulier) pour certaines catégories d'utilisation des terres.

Voici quelques exemples d'hypothèses propres à certaines sociétés qui ont été utilisées en 2011 et acceptées par l'Office dans sa décision MH-001-2012, et qui sont encore utilisées en 2016 :

- La plupart des sociétés ont supposé que les canalisations de petit diamètre seraient laissées sur place pour bien des catégories d'utilisation des terres, puisque l'affaissement du sol devrait être minime.
- Toutes les sociétés à l'exception de M&NP ont supposé que la totalité des canalisations de la sous-catégorie « Terres non agricoles – Aucune mise en valeur prévue » seraient laissées sur place, peu importe leur diamètre.
- TCPL⁶ (et les autres sociétés de TransCanada) a supposé que les canalisations de moyen ou de grand diamètre de la sous-catégorie « Autres – Autres franchissements (services publics) » seraient laissées sur place sans traitement particulier, puisque leur remplissage avec du béton pourrait nuire à la stabilité des installations de services publics sous-jacentes.
- [Westcoast](#) a supposé le retrait partiel de certaines des installations en surface situées sur ses propres terrains.

Voici quelques exemples d'hypothèses propres à une société qui sont plus prudentes que les hypothèses de référence :

- [Alliance](#) a supposé que les canalisations de petit diamètre de la sous-catégorie « Autres – Autres franchissements (services publics) » seraient laissées sur place avec traitement particulier.
- [Kinder Morgan](#) a indiqué avoir inclus dans la catégorie 4 (Traitement particulier) du tableau A-3 les coûts de découpage et d'obturation de 221 sites chevauchant des milieux humides et des cours d'eau.
- [Trans Mountain](#) a supposé que les canalisations seraient segmentées de chaque côté des franchissements de milieux humides de plus de 30 m x 30 m situés à plus de 200 m du franchissement routier le plus près ou d'un autre milieu humide.
- Trans Mountain⁷ a supposé que les franchissements de cours d'eau seraient segmentés des deux côtés du cours d'eau et que...
 - 5 % des franchissements de toutes les tailles seraient segmentés de chaque côté;
 - 5 % des franchissements de moyenne et de grande taille seraient remplis d'une rive à l'autre (ou d'un coude vertical supérieur à l'autre);
 - tous les grands franchissements (ceux qui sont situés près d'une agglomération) seraient remplis d'une rive à l'autre (ou d'un coude vertical supérieur à l'autre).

⁶ [A5F4U0; A1Z4Q7](#)

⁷ [A5F4Y9; A5F4X1](#)

2. Certaines sociétés ne se sont pas fondées sur les hypothèses pour la sous-catégorie « Terres non agricoles – Mise en valeur éventuelle »

Plusieurs sociétés n'ont pas appliqué les hypothèses indiquées dans leur tableau A-2 aux tronçons de pipeline de la sous-catégorie « Terres non agricoles – Mise en valeur éventuelle ». Elles ont plutôt supposé qu'ils seraient laissés sur place et ont expliqué pourquoi ils ne devraient pas être retirés. Par exemple :

- [Kinder Morgan](#) a examiné les endroits où une mise en valeur est prévue pour décider si le retrait de la canalisation nécessitait une considération plus approfondie, puis a seulement inclus les endroits où elle a jugé que la canalisation devrait être retirée dans la sous-catégorie « Terres non agricoles – Mise en valeur éventuelle ».
- [Enbridge NW](#) a déterminé, dans le cadre de son étude sur l'utilisation des terres, qu'un tronçon de 4,9 km était situé sur des terres susceptibles d'être mises en valeur, une portion de l'emprise faisant l'objet de revendications territoriales. Elle a inclus ce tronçon dans la sous-catégorie « Terres non agricoles – Mise en valeur éventuelle » du tableau A-1, pour laquelle elle supposait le retrait des canalisations, mais a décidé de ne pas inclure les coûts du retrait puisque, selon elle, la mise en valeur était hypothétique et peu probable au moment de la cessation d'exploitation. À son avis, les coûts liés à une mise en valeur éventuelle étaient déjà pris en compte dans ses coûts de surveillance après la cessation d'exploitation et de réhabilitation. [N.B. : Dans sa réponse à une demande de renseignements de l'Office, Enbridge NW a affirmé que la revendication territoriale avait été abandonnée.]

5.3 Approche proposée

Pour clarifier et uniformiser l'application des hypothèses de cessation d'exploitation et de traitement particulier pour les catégories d'utilisation des terres, de franchissements et d'installations en surface, le personnel de l'Office propose d'établir des hypothèses fixes pour toutes les catégories.

5.4 Questions à considérer

1. L'Office devrait-il établir des hypothèses fixes relatives à la cessation d'exploitation et au traitement particulier pour toutes les catégories d'utilisation des terres, de franchissements et d'installations en surface, que les sociétés devraient utiliser pour estimer leurs coûts de cessation d'exploitation?
2. Comme les sociétés ont utilisé de nombreuses hypothèses qui diffèrent de celles du tableau A-2 dans leur estimation de 2016, quelles hypothèses de cessation d'exploitation devrait-on appliquer pour chaque catégorie d'utilisation des terres, de franchissements et d'installations en surface proposée par l'Office dans la feuille de calcul?
3. Les hypothèses répondent-elles bien aux préoccupations des propriétaires fonciers, des groupes autochtones et des parties prenantes?
4. Les hypothèses tiennent-elles bien compte du possible besoin de retirer les canalisations à la cessation d'exploitation? Y a-t-il des catégories d'utilisation des terres et de franchissements

pour lesquelles il vaudrait mieux comptabiliser le possible retrait dans le coût unitaire « Autres coûts engagés après la cessation d'exploitation » plutôt que dans l'hypothèse de cessation d'exploitation? Si oui, pourquoi?

5. Le retrait des canalisations est-il envisageable aux points de franchissement, ou l'application d'un traitement particulier est-elle vraiment la seule option?
6. Y a-t-il de nouvelles recherches dont l'Office devrait tenir compte pour établir les hypothèses?

Document de travail 6 – Taux d'inflation

6.1 Contexte

- a) Dans les [Motifs de décision RH-2-2008](#), un taux d'inflation de 2 % a été adopté en tant qu'hypothèse de référence. Ce taux reflète le taux cible de la Banque du Canada et les moyennes mobiles historiques.
- b) Dans sa lettre du [4 mars 2010](#), l'Office a affirmé que deux types d'hypothèse sur l'inflation pourraient être utilisés : l'inflation particulière à une industrie pour l'indexation des coûts et l'inflation générale. À ce moment, la même valeur était utilisée pour les deux types. L'Office a estimé que le taux d'inflation cible fixé par la Banque du Canada convenait pour établir les prévisions à long terme du scénario de référence et a indiqué que tant que celui-ci constituerait un point de repère utile, il continuerait de s'y fier pour déterminer l'inflation dans le scénario de référence.
- c) Durant l'instance [MH-001-2012](#), les sociétés du groupe 1 ont utilisé un taux d'inflation de 2 % pour estimer les coûts de cessation d'exploitation, alors calculés en dollars de 2010 et de 2011.
- d) Durant l'instance [MH-001-2013](#), les sociétés ont utilisé un taux d'inflation de 2 % pour estimer les coûts de cessation d'exploitation futurs servant au calcul du montant de leur contribution annuelle.
- e) Dans sa lettre du [8 février 2016](#), l'Office a ordonné aux sociétés du groupe 1 de lui présenter des estimations de coûts à jour, exprimées en dollars de 2016.

6.2 Problèmes et disparités

- 1. Dans leur estimation de 2016, les sociétés du groupe 1 ont utilisé diverses méthodes pour exprimer leurs coûts en dollars de 2016. Certaines ont utilisé un taux d'inflation (variant de 0 à 2 %), et d'autres, un facteur d'indexation ou d'inflation (variant de 6,8 à 13 %). D'autres encore ont utilisé des données plus récentes et précises sur les coûts plutôt qu'un taux d'inflation.
- 2. Les taux d'inflation utilisés ne proviennent pas tous de la même source. Certaines sociétés ont utilisé le taux du scénario de référence, alors que d'autres ont utilisé un taux annuel moyen fondé sur les données de la Banque du Canada, qui n'était cependant pas toujours le même d'une société à l'autre.
- 3. Le facteur d'indexation ou d'inflation utilisé était basé sur des données telles que les indices économiques d'IHS Global Insight ou l'indice des prix à la consommation (indice d'ensemble) pour la période de 2011 à juin 2016. D'autres pourcentages ont été calculés à partir de la somme du produit des pourcentages pondérés et de la variation moyenne globale en pourcentage d'une composante distincte des coûts de construction entre 2010 et 2016.
- 4. Une société a utilisé un taux d'inflation de 0 %, indiquant qu'elle avait étudié la conjoncture générale du marché depuis le dépôt de sa dernière estimation de coûts en septembre 2013, et

qu'elle avait tenu compte des taux d'inflation généralement bas de cette période et du climat économique général.

5. Enbridge et Enbridge NW ont quant à elles utilisé des données plus récentes et précises pour que leur estimation soit fondée sur les meilleurs renseignements disponibles. Sa démarche s'appuyait sur les nouvelles données découlant de changements dans l'étude sur l'utilisation des terres, les installations pipelinières et les coûts unitaires estimatifs des projets menés depuis 2011.
6. Certaines sociétés ont déclaré que le taux d'inflation cible à long terme de 2 % de la Banque du Canada, utilisé dans le scénario de référence, convenait toujours au calcul du montant de la contribution annuelle. D'autres ont indiqué que ce taux ne reflétait pas toujours les pressions inflationnistes sur les coûts des intrants, qui auraient une incidence sur les coûts estimatifs, mais que tout écart entre les variations réelles des coûts et le taux d'inflation cible devrait être décelé par les examens réguliers.

6.3 *Questions à considérer*

1. Les sociétés devraient-elles toutes utiliser la même méthode pour exprimer leurs coûts en dollars courants pour la révision de leurs estimations?
2. Laquelle des méthodes suivantes serait appropriée pour convertir les coûts estimatifs en dollars courants?
 - a) Taux d'inflation
 - i) Les sociétés devraient-elles utiliser la moyenne des taux d'inflation annuels réels pour la période précédant le prochain examen des coûts estimatifs de l'Office? Le cas échéant, de quelles sources ces données devraient-elles provenir?
 - ii) Existe-t-il d'autres moyens de déterminer le taux d'inflation?
 - b) Facteur d'indexation
 - i) Sur quelles données ce facteur devrait-il se fonder? Pourrait-il s'agir du même facteur pour toutes les sociétés ou devrait-il être différent pour chacune?
 - o Un facteur d'indexation fondé sur l'indice des prix à la consommation d'un panier de biens en particulier conviendrait-il? Pourrait-il s'agir du même panier pour toutes les sociétés ou devrait-il être différent pour chacune?
 - ii) Existe-t-il d'autres moyens de déterminer le facteur d'indexation?
 - c) Changement dans les coûts unitaires
 - i) Les coûts unitaires pourraient-ils être les mêmes dans toutes les catégories de coûts pour toutes les sociétés ou devraient-ils être différents pour chacune?
 - ii) S'ils étaient les mêmes pour toutes les sociétés, devraient-ils être fournis par l'Office, après avoir été déterminés et vérifiés par un expert-conseil en estimation de coûts indépendant?
 - S'ils étaient différents pour chaque société, comment l'Office pourrait-il en vérifier l'actualité et l'exactitude?

3. Dans le cas où une société, à cause de circonstances particulières, devait utiliser une méthode différente pour exprimer ses coûts en dollars courants, quels facteurs l'Office devrait-il prendre en considération pour déterminer le bien-fondé de cette méthode?
4. À la lumière de l'examen quinquennal, l'utilisation du taux d'inflation de référence actuel de 2 % est-elle toujours appropriée pour exprimer les coûts estimatifs en dollars courants?

Document de travail 7 – Catégories de coûts et coûts unitaires pour les activités de cessation d'exploitation

7.1 Contexte

- a) Dans sa lettre du [4 mars 2010](#), l'Office a présenté le document *Grille de définition des coûts – Scénario de référence* (tableau A-3) de même que les grandes catégories et les éléments qui pouvaient être inclus dans chacune pour estimer les coûts de cessation d'exploitation. À ce moment, le tableau A-3 ne comprenait aucun facteur de coût puisque l'information déposée auprès de l'Office était insuffisante pour appuyer la publication de facteurs de coût unitaire estimatifs pour la cessation d'exploitation des pipelines et des installations.
- b) Dans le scénario de référence révisé du 4 mars 2010, l'Office a appliqué un facteur d'actualisation (66/1) pour calculer la provision financière initiale nécessaire au moment de la cessation d'exploitation pour couvrir chaque dollar requis dans les années subséquentes, en tenant compte de l'inflation. Il faut donc un montant initial de 66 \$ pour produire un flux de 1 \$ par année, soumis à l'inflation. Le facteur de 66 reposait sur le taux de rendement réel de 1,5 %, soit un taux de rendement de 3,5 % moins l'inflation de 2 %.
- c) Le [29 mars 2010](#), l'Office a publié une lettre concernant les valeurs des facteurs de coût de référence (coûts unitaires), précisant que son personnel consulterait toutes les parties prenantes afin de l'aider à établir des valeurs utiles pour le plus grand nombre de sociétés.
- d) Dans sa lettre du [21 décembre 2010](#), l'Office a publié un tableau A-3 révisé contenant des coûts unitaires.
- e) Durant l'instance [MH-001-2012](#), les sociétés du groupe 1 ont présenté leurs estimations selon les catégories de coûts du tableau A-3 modifié. L'Office a accepté les coûts unitaires estimatifs pour les catégories autres que celles du tableau A-3 modifié lorsque la justification fournie par la société était suffisante et raisonnable. L'Office a vivement encouragé les sociétés à travailler avec son personnel, les propriétaires fonciers (ou leurs associations) et les autres personnes intéressées pour uniformiser, dans la mesure du possible, les méthodes d'estimation des coûts.
- f) Dans sa lettre du [8 février 2016](#), l'Office a ordonné aux sociétés du groupe 1 de lui présenter une estimation révisée faisant état des modifications aux coûts de cessation d'exploitation découlant des changements apportés aux études sur l'utilisation des terres propres aux pipelines, aux catégories d'utilisation des terres et aux hypothèses sur les aspects physiques des méthodes de cessation d'exploitation.

7.2 Problèmes et disparités

1. Certaines sociétés ont combiné les coûts des ventilations a) et b) d'une catégorie de coûts. Par exemple :
 - [Kinder Morgan](#), [M&NP](#), [Trans-Nord](#) et [Westcoast](#) ont combiné les coûts des catégories de coûts « Accès aux terres et nettoyage » (2a) et « Purge et nettoyage du pipeline » (2b) en un seul poste.

- [Enbridge](#) a inclus les coûts de la catégorie « Abandon élémentaire du pipeline sur place » (3a) dans les catégories « Traitement particulier » (4) et « Installations en surface » (6).
 - [Trans Mountain](#) a inclus les coûts de la catégorie « Traitement particulier » (4) dans la catégorie « Abandon élémentaire du pipeline sur place » (3a).
 - [Enbridge](#), [M&NP](#) et [Trans-Nord](#) ont combiné les coûts des catégories « Retrait du pipeline et remblayage » (5a) et « Retrait du pipeline et remise en état des terres » (5b)
2. Les critères de propreté n'ont pas été établis pour les pipelines abandonnés, ce qui pourrait avoir une incidence sur les coûts unitaires estimatifs de purge et de nettoyage.
 3. Les coûts de réhabilitation et de remise en état de l'emprise des pipelines abandonnés et des terrains des installations en surface ne sont pas explicites ni transparents dans le tableau A-3 modifié, *Grille de définition des coûts – Scénario de référence*.
 4. Les provisions pour les activités après la cessation d'exploitation ont été calculées sur différentes périodes de surveillance et diffèrent en ce qui a trait à la perpétuité, au type de surveillance et à la provision pour les éventuels problèmes causés par la présence d'un pipeline.
 - Trans-Nord a calculé les coûts des activités de surveillance et de réhabilitation après la cessation d'exploitation sur 25 ans.
 - Trans Mountain a calculé les coûts de surveillance et de réhabilitation après la cessation d'exploitation sur 500 ans.
 - Les sociétés de TransCanada ont appliqué un facteur d'indexation aux coûts des activités après la cessation d'exploitation établis dans l'instance MH-001-2012, qui étaient calculés sur 10 ans. De plus, elles ont indiqué que les provisions annuelles pour la surveillance et la réhabilitation étaient calculées à perpétuité selon le tableau A-3 modifié du scénario de référence de l'Office.
 - Pour ses activités après la cessation d'exploitation, Kinder Morgan a estimé un coût annuel constant de 144 000 \$ selon une durée infinie et un taux d'actualisation de 1,5 %.
 - Enbridge a appliqué un facteur d'actualisation de 100 aux coûts unitaires pour les activités après la cessation d'exploitation plutôt que le facteur de 66 établi par l'Office dans son scénario de base révisé.
 - M&NP n'a pas prévu de coûts pour les activités de surveillance.
 5. Dans la catégorie « Traitement particulier » (4), Alliance, Trans-Nord et Westcoast ont indiqué des coûts estimatifs par franchissement, alors qu'Enbridge et Kinder Morgan ont indiqué des coûts par kilomètre, selon la longueur des franchissements et la longueur moyenne des tronçons.
 6. Les sociétés ont utilisé les coûts unitaires estimatifs figurant dans le tableau A-3 modifié de l'Office pour différentes catégories de coûts et ont fourni leurs propres estimations dans les catégories où elles n'ont pas utilisé les coûts unitaires du scénario de référence de l'Office. L'une des sociétés a fondé l'entièreté de son estimation sur les coûts unitaires du scénario de référence.

7. Les sociétés ont exprimé les coûts unitaires estimatifs du retrait des installations en surface dans différentes unités de mesure.
8. Westcoast n'a pas inclus dans son estimation les coûts liés au retrait complet des installations en surface (usines de traitement et stations de compression) situées sur ses propres terrains, conformément aux hypothèses qu'elle a fournies au cours de l'instance [MH-001-2012](#).

7.3 *Questions à considérer*

1. L'Office devrait-il mettre à jour les plages de coûts estimatifs du scénario de référence figurant dans le tableau A-3 modifié en fonction des coûts unitaires des activités de cessation d'exploitation les plus récents? Le cas échéant, comment l'Office devrait-il procéder (p. ex. confier la vérification des coûts de cessation d'exploitation à un tiers)? Les parties intéressées devraient-elles prendre part au processus?
2. Les coûts unitaires estimatifs pour les différentes catégories de coûts devraient-ils être calculés selon la catégorisation des utilisations des terres afin de refléter la variabilité des coûts de cessation d'exploitation d'une catégorie à l'autre? Cette méthode permettrait-elle de rendre l'estimation des coûts de cessation d'exploitation plus juste et raisonnable?
3. Quels critères de propreté des pipelines abandonnés devrait-on utiliser pour établir les coûts unitaires estimatifs de purge et de nettoyage?
4. Devrait-on créer un poste distinct pour les coûts unitaires de réhabilitation et de remise en état de l'emprise des pipelines abandonnés, et devrait-on les prélever à un taux par kilomètre différent pour oléoducs et les gazoducs?
5. Les coûts unitaires de réhabilitation et de remise en état des stations de pompage, des stations de compression, des installations de stockage de pétrole (terminaux) et des usines de traitement devraient-ils être inscrits à un poste distinct et mesurés en dollars par m²?
6. Les coûts unitaires de cessation d'exploitation pour les franchissements devraient-ils être exprimés en dollars par unité de longueur plutôt qu'en dollars par nombre de franchissements, étant donné la variabilité de la longueur et des caractéristiques topographiques des franchissements?
7. Devrait-on séparer en catégories de coûts distinctes les coûts de surveillance après la cessation d'exploitation (patrouilles, relevés aériens, etc.) et les autres coûts engagés après la cessation d'exploitation (p. ex. pour le retrait futur de tronçons de pipeline abandonnés et les imprévus), actuellement combinés dans la catégorie « Provision pour activités après la cessation d'exploitation » (3b)?
8. Pendant combien de temps devrait-on exiger des sociétés qu'elles surveillent les pipelines abandonnés, et comment les coûts de ces activités devraient-ils être calculés et inclus dans les coûts unitaires estimatifs?
9. Devrait-on ajouter une marge d'imprévus aux coûts unitaires estimatifs pour la surveillance et les autres activités après la cessation d'exploitation?

10. Le facteur d'actualisation de 66/1 actuel est-il toujours approprié? Sinon, quel facteur devrait-on utiliser et sur quoi devrait-il se fonder?
11. Combien d'événements post-cessation d'exploitation (p. ex. affaissement du sol, émergence ou déplacement de la canalisation, renardage, découverte de contamination et tout autre problème causé par la présence d'un pipeline) par année devrait-on inclure dans les hypothèses, et comment devrait-on déterminer ce nombre?
12. Les coûts unitaires pour les imprévus après la cessation d'exploitation devraient-ils être inscrits à un poste distinct pour refléter les coûts liés au nombre d'événements prévus dans les hypothèses? Quels devraient être ces coûts en dollars par événement ou par kilomètre?
13. L'hypothèse de Westcoast selon laquelle les installations en surface sur ses terrains seraient partiellement retirées demeure-t-elle appropriée? Le cas échéant, comment le retrait éventuel des éléments restants devrait-il se refléter dans la catégorie de coûts « Autres coûts engagés après la cessation d'exploitation »?

Document de travail 8 – Méthodes d'application et de calcul des coûts imprévus, y compris les assurances et les impôts

8.1 Coûts imprévus

8.1.1 Contexte

- a) Dans les [Motifs de décision MH-001-2012](#), l'Office a noté que les sociétés du groupe 1 avaient estimé les coûts imprévus par différentes méthodes. Trans Mountain était la seule à avoir inclus les impôts et les assurances dans ses coûts imprévus. Dans sa décision, l'Office a encouragé toutes les sociétés du groupe 1 à...
- trouver une méthode de calcul des coûts imprévus plus transparente et rigoureuse;
 - élaborer ensemble une méthode uniforme convenant à toutes les sociétés, dans la mesure du possible;
 - examiner la nécessité d'ajouter les impôts et les assurances obligatoires dans leurs futures estimations.
- b) Dans sa lettre du [8 février 2016](#), l'Office a ordonné aux sociétés du groupe 1 de lui présenter de « l'information à jour sur la méthode utilisée pour estimer les coûts imprévus, y compris les hypothèses à l'appui, la description des éléments inclus dans ces coûts et la façon dont ils ont été déterminés (les coûts doivent tenir compte des impôts et des assurances obligatoires) ».
- c) Les sociétés du groupe 1 ont déclaré que leur estimation des coûts imprévus était fondée sur des projets antérieurs reliés aux pipelines et aux installations, leur expérience en gestion des coûts et des outils et méthodes d'estimation internes qui leur sont propres.

8.1.2 Problèmes et disparités

1. Le personnel de l'Office note que les sociétés du groupe 1 ont continué d'utiliser différentes méthodes pour estimer leurs coûts imprévus. Leurs estimations variaient de 5,8 % du total des coûts de cessation d'exploitation jusqu'au taux prévu dans le scénario de référence de l'Office, soit 25 % du total des coûts de préparation de la cessation d'exploitation, de l'abandon élémentaire sur place, de traitement particulier, de retrait du pipeline et de traitement des installations en surface.
2. Trans Mountain demeure la seule société à avoir inclus une provision pour les impôts et les assurances dans ses coûts imprévus, qui correspondent à 24 % de ses coûts estimatifs de cessation d'exploitation (20 % pour les coûts imprévus du projet et 4 % pour les assurances et les impôts).
3. Deux sociétés ont calculé leurs coûts imprévus à un taux fixe de 10 % du total des coûts de cessation d'exploitation (et l'une d'elles en a exclu certains éléments). Trois sociétés ont

utilisé la méthode proposée dans le scénario de référence de l'Office, mais ont appliqué différents pourcentages (13 %, 14 % et 15 %) plutôt que le facteur de coût de 25 %.

4. Les sociétés ont considéré que leurs estimations des coûts de cessation d'exploitation correspondaient à la classe 4 ou 5 du système de classification de l'AACEI, avec différentes marges de précision (pourcentage de sous-utilisation ou de dépassement des coûts estimés, imprévus y compris) :
 - Les sociétés de TransCanada ont considéré que leur estimation correspondait à la classe 5 avec une marge de précision de +30 % à -20 %.
 - Westcoast a considéré que son estimation correspondait à la classe 5 avec une marge de précision de +50 % à -20 %.
 - Kinder Morgan a considéré que son estimation correspondait à la classe 5 avec une marge de précision de +100 % à -50 %.
 - Trans Mountain a considéré que son estimation correspondait à la classe 4 avec une marge de précision de +35 % à -22,5 %.

8.1.3 Questions à considérer

1. L'Office devrait-il exiger que les sociétés appliquent au total des coûts estimatifs de cessation d'exploitation une marge d'imprévus conforme aux lignes directrices de l'AACEI, selon la classe d'estimation et la marge de précision correspondante?
2. L'Office devrait-il établir les marges d'imprévus selon la classe d'estimation dans le système de l'AACEI et la marge de précision correspondante?
3. Devrait-on appliquer une marge d'imprévus différente à chaque catégorie de coûts de cessation d'exploitation pour assurer la précision et la qualité des estimations, puisque les coûts unitaires peuvent avoir été estimés avec différents degrés d'incertitude?

8.2 Examen de l'inclusion des impôts et des assurances dans les coûts imprévus

8.2.1 Contexte

- a) Dans sa décision [MH-001-2012](#), l'Office a indiqué que les impôts et les assurances n'étaient actuellement pas inclus dans les hypothèses de référence. Il a toutefois accepté que l'une des sociétés les ait pris en compte dans son estimation, vu que ces coûts sont susceptibles d'avoir une incidence sur les coûts imprévus. De plus, il a encouragé les autres sociétés du groupe 1 à examiner la nécessité d'ajouter les impôts et les assurances dans leurs prochaines estimations.
- b) Dans sa lettre du [8 février 2016](#), l'Office a ordonné aux sociétés du groupe 1 d'inclure les impôts et les assurances dans leur estimation des coûts imprévus.

8.2.2 Problèmes et disparités

Dans son estimation de 2016, [Trans-Nord](#) a demandé à l'Office certains éclaircissements concernant les impôts et les assurances après la cessation d'exploitation. D'après elle, les

documents publiés par l'Office à ce moment n'indiquaient pas clairement quels types d'impôt et d'assurance devaient être pris en compte dans les coûts estimatifs de cessation d'exploitation.

Les sociétés du groupe 1 n'ont pas toutes indiqué si elles ont inclus les impôts et les assurances dans leurs coûts estimatifs de cessation d'exploitation, et celles qui l'ont fait n'ont pas toutes expliqué de quelle manière.

- Une société a déclaré que la taxe de vente s'appliquerait aux activités de cessation d'exploitation effectuées en Colombie-Britannique, alors qu'une autre soutenait le contraire, au motif que ces activités ne nécessitent pas d'achats importants de nouveau matériel. Une troisième société a indiqué que sa provision pour imprévus comprenait toutes les taxes sur les produits et services et les taxes de vente provinciales applicables.
- Une société a déclaré avoir examiné la nécessité de prendre en compte les impôts et les assurances dans son estimation de coûts révisée. Plus particulièrement, elle a tenu compte de l'effet net de l'impôt sur les bénéfices seulement, les impôts fonciers ne s'appliquant pas aux actifs abandonnés. Pour ce qui est des assurances, la société a indiqué avoir inclus des sommes dans le fonds de cessation d'exploitation (au moyen d'une fiducie) en cas de problème durant la cessation d'exploitation et disposer d'une assurance responsabilité civile plus que suffisante.
- Une autre société a affirmé avoir pris en compte les impôts et les assurances dans le calcul des coûts imprévus à inclure dans son estimation des coûts de cessation d'exploitation, mais n'avoir mis aucune somme de côté pour les assurances puisque ces coûts devraient être négligeables.

8.2.3 *Questions à considérer*

1. Quels types d'impôt devrait-on inclure dans les coûts imprévus (p. ex. taxe de vente, impôt foncier) et pourquoi? Quel pourcentage des coûts imprévus devraient-ils représenter?
2. Quels types d'impôt devrait-on appliquer à la catégorie de coûts des activités effectuées après la cessation d'exploitation?
3. Comment les coûts estimatifs des impôts et des assurances devraient-ils se refléter dans les coûts imprévus? Par exemple, faudrait-il les inscrire à un poste distinct dans les coûts imprévus ou créer une nouvelle catégorie de coûts? Pourquoi?
4. Quel type d'assurance est requis pour les activités de cessation d'exploitation et la surveillance subséquente?

Document de travail 9 – Valeur de récupération

9.1 Contexte

- a) Dans les [Motifs de décision RH-2-2008](#), l'Office a défini la valeur de récupération comme étant la valeur des conduites et des installations au moment de leur retrait. Comme aucune donnée en la matière n'a été présentée durant l'instance, l'Office a opté pour la prudence et a supposé une valeur de récupération nulle.
- b) Dans sa lettre du [4 mars 2010](#), l'Office a noté que tous les documents reçus avant la conférence technique du 17 novembre 2009 appuyaient unanimement l'hypothèse préliminaire de la valeur nulle, celle-ci étant considérée comme raisonnable et prudente. Beaucoup suggéraient de revoir périodiquement cette hypothèse.
- c) La valeur de récupération des installations en surface a été traitée lors de la conférence technique; l'un des participants a suggéré une valeur de 15 %, mais les autres ont convenu de façon générale qu'une valeur nulle était alors appropriée pour les installations en surface, sous réserve d'examens réguliers. Pour les installations souterraines, tous se sont entendus pour dire qu'une valeur nulle représentait une hypothèse prudente et acceptable dans le moment, et ont suggéré la tenue d'examens réguliers.
- d) L'Office était d'avis que l'hypothèse initiale présentée dans sa décision [RH-2-2008](#), soit une valeur de récupération nulle, était toujours appropriée à ce moment, y compris pour les installations en surface. Il a déclaré que cette hypothèse serait revue avec le temps et qu'elle pourrait être modifiée selon les circonstances et l'information disponible.
- e) Dans l'instance [MH-001-2012](#), une société a supposé une valeur de récupération de 0,9 % des coûts de retrait du pipeline. L'Office a accepté cette valeur même si le scénario de référence suppose une valeur de récupération nulle, car celle-ci avait une incidence minime sur les coûts estimatifs totaux de la société.
- f) Dans l'instance [MH-001-2012](#), l'Office a noté que deux sociétés du groupe 1 ont supposé une valeur de récupération non nulle pour les installations en surface, mais qu'aucune n'a précisé cette valeur. L'Office a accepté les coûts proposés par ces deux sociétés, mais n'a pas évalué l'incidence de la valeur de récupération sur les coûts estimatifs de cette catégorie. De plus, il a déclaré que les sociétés qui incluront une valeur de récupération dans leur estimation devront fournir une comptabilité plus détaillée et les motifs de cette inclusion.

9.2 *Problèmes et disparités*

1. La plupart de sociétés du groupe 1 qui ont présenté une estimation des coûts de cessation d'exploitation en 2016 ont utilisé l'hypothèse de référence de l'Office, soit une valeur de récupération nulle. Quelques sociétés ont toutefois utilisé une valeur autre, par exemple :
 - une société a attribué une valeur de récupération aux bâtiments d'entretien sur plateforme;
 - une autre société a attribué une valeur de récupération aux stations de compression et aux usines de traitement, déclarant que la récupération de matériel réutilisable est pratique courante dans les installations dotées d'une grande quantité de matériel (p. ex. installations et usines de traitement).
2. Une société a supprimé la valeur de récupération qu'elle avait inscrite dans les catégories de coût « Retrait du pipeline » et « Installations de surface » pour se conformer à l'hypothèse de référence de l'Office et à l'approche utilisée par les autres sociétés du groupe 1.

9.3 *Questions à considérer*

1. L'hypothèse de la valeur de récupération nulle (0 %) est-elle toujours appropriée? Pourquoi?
2. Si l'on utilise une autre valeur, cette valeur devrait-elle s'appliquer à des catégories particulières (p. ex. installations en surface, canalisation souterraine, installations mobiles telles que les installations sur plateforme)?
 - a) Quelles installations devraient avoir une valeur de récupération?
 - b) Quelle valeur estimative raisonnable, en dollars, devrait-on attribuer à ces installations?
3. Comment les sociétés peuvent-elles réduire le risque de manque à gagner si la valeur de récupération s'avère inférieure à celle qui est incluse dans leur estimation des coûts?
4. Les sociétés peuvent-elles conclure des contrats de « prévente » garantissant la valeur de récupération future (p. ex. prévente de l'acier ou du matériel en surface)? Le cas échéant, peuvent-elles fournir ces contrats à l'Office pour appuyer leur estimation de la valeur de récupération, et que devraient-elles inclure dans cette estimation? Autrement, quelles pièces justificatives pourraient-elles fournir?
5. La valeur de récupération devrait-elle comprendre le produit de la vente du terrain à la fin de la cessation d'exploitation?
 - a) Le cas échéant, comment pourrait-on estimer cette valeur?

Annexe A – Tableaux A-1 à A-4 du scénario de référence

Tableau A-1

Étape 1 : Analyse de l'utilisation des terres – Utiliser le tableau ci-dessous pour déterminer le nombre de kilomètres de pipeline dans chaque catégorie d'utilisation des terres et de diamètre de pipeline. Pour les installations en surface, compter les installations et les dispositifs (p. ex. nombre de réservoirs ou de compresseurs) qui cesseront d'être exploités.

Tableau A-1 : Cadre de travail pour l'analyse de l'utilisation des terres aux fins d'estimation préliminaire des coûts					
Utilisation des terres		Diamètre du pipeline			Installations en surface
		De 2 à 12 po (60,3 à 323,9 mm)	De 14 à 24 po (355,6 à 610 mm)	>26 po (660 mm)	
Terres agricoles	Terres cultivées				
	Culture et fonctions spéciales				
	Terres non cultivées				
Terres non agricoles	Terres mises en valeur				
	Mise en valeur éventuelle				
	Aucune mise en valeur prévue (p. ex. forêt)				
Autres	Zones écologiquement vulnérables				
	Routes et voies ferrées				
	Franchissements de cours d'eau				
	Autres franchissements (services publics)				

Tableau A-2

2^e étape : Si le scénario de référence est utilisé, appliquer les données du tableau A-2 au tableau 1 pour déterminer la méthode de cessation d'exploitation à utiliser pour estimer les coûts.

Tableau A-2 : Hypothèse relative à l'aspect physique selon l'utilisation des terres et l'installation aux fins d'estimation préliminaire des coûts					
Utilisation des terres		Diamètre du pipeline			Installations en surface
		De 2 à 12 po (60,3 à 323,9 mm)	De 14 à 24 po (355,6 à 610 mm)	>26 po (660 mm)	
Terres agricoles	Terres cultivées	A : 80 % (R : 20 %)	A : 80 % (R : 20 %)	A : 80 % (R : 20 %)	R
	Culture et fonctions spéciales	R	R	R	R
	Terres non cultivées	A : 80 % (R : 20 %)	A : 80 % (R : 20 %)	A : 80 % (R : 20 %)	R
Terres non agricoles	Terres mises en valeur	A	A	A	R
	Mise en valeur éventuelle	R	R	R	R
	Aucune mise en valeur prévue (p. ex. forêt)	A : 80 % (R : 20 %)	A : 80 % (R : 20 %)	A : 80 % (R : 20 %)	R
Autres	Zones écologiquement vulnérables	A	A	A	R
	Routes et voies ferrées	A+	A+	A+	R
	Franchissements de cours d'eau	A	A	A	R
	Autres franchissements (services publics)	A	A+	A+	R

Légende : A = Abandon sur place, A+ = Abandon sur place avec traitement particulier⁸, R = Retrait

⁸ La CEPA définit la méthode A+ comme l'abandon sur place, après application d'un traitement particulier pour prévenir l'affaissement du sol (p.ex. remplissage du pipeline avec du béton).

Tableau A-3

Coûts unitaires des activités de cessation d'exploitation

Tableau A-3 (définitions publiées le 4 mars 2010) incluant les coûts unitaires établis en 2010

Tableau A-3 modifié					
Tableau A-3 – Grille de définition des coûts – Scénario de référence				Décembre 2010	
	Grande catégorie	Méthode ⁹		Éléments pouvant être inclus	Valeur estimative du facteur de coût ¹⁰ (\$ CA de 2010)
1	Ingénierie et gestion de projet	A	R	Soutien pour la réglementation, l'aspect juridique et financier, les relations extérieures, les questions foncières, l'environnement, la santé et la sécurité, l'aspect opérationnel et la consultation des parties prenantes. Estimations de coûts détaillées, planification, demandes, études techniques et environnementales détaillées. Ingénierie et gestion de projet, gestion de construction, contrôle de projet et des coûts.	Appliquer le facteur indiqué à la somme des coûts dans les catégories 2a), 2b), 3a), 4, 5a), 5b) et 6
					Étendue du projet de cessation d'exploitation de pipeline ¹¹
					<50 km
					50 à 500 km
					>500 km
					Facteur à appliquer
					20 %
					10 %
					5 %

⁹ Les méthodes A, A+ ou R correspondent respectivement à l'abandon sur place, à l'abandon sur place avec traitement particulier et au retrait. Aux fins de l'estimation préliminaire des coûts, les facteurs de coût décrits ici sont appliqués par les sociétés utilisant le scénario de référence. Pour les pipelines laissés sur place, toutes les rangées renfermant un A ou A+ s'appliquent; pour les pipelines qui sont retirés, toutes les rangées comportant un R s'appliquent.

¹⁰ Les estimations ou plages de coûts sont des valeurs moyennes typiques pour un réseau pipelinier. Pour les tronçons individuels du réseau, les coûts unitaires réels peuvent varier de façon plus marquée.

¹¹ La cessation d'exploitation peut viser le réseau pipelinier au complet ou de plus petites sections constituant des projets distincts.

Tableau A-3 modifié									
Tableau A-3 – Grille de définition des coûts – Scénario de référence					Décembre 2010				
	Grande catégorie	Méthode ⁹		Éléments pouvant être inclus	Valeur estimative du facteur de coût ¹⁰ (\$ CA de 2010)				
	Définitions de diamètre du tube utilisées dans les données estimatives ci-dessous (figurant dans le tableau A-1 du 4 mars 2010)				Diamètre de la canalisation	Petit	Moyen	Grand	
					Mesure impériale	De 2 à 12 po	De >12 à <26 po	≥26 po	
					Système métrique	De 60,3 à 323,9 mm	De >323,9 mm à <660 mm	≥660 mm	
2	Préparation de la cessation d'exploitation ¹² – Facteurs regroupant 2a) et 2b), applicables à tous les km de canalisation retirée ou laissée sur place.								
2a)	Accès aux terres et nettoyage	A	R	Droits d'accès et permis, aire de travail provisoire, dommages, remise en place des repères géodésiques, étude de l'état définitif, mise à jour du SIG, droits de rejet.	Coût unitaire par kilomètre		Diamètre de la canalisation		
							Petit	Moyen	Grand
					Plage	Valeur inférieure	4 000 \$	6 000 \$	12 000 \$
Valeur supérieure	6 000 \$	16 000 \$	18 000 \$						
2b)	Purge et nettoyage du pipeline	A	R	Pompage ou réduction du volume de gaz; racleage, nettoyage et purge des canalisations, y compris le passage de racleurs avant le nettoyage. Isolation des sections de canalisation, vérification de la propreté. Derniers passages des racleurs (en N ₂), stockage et	Ce facteur peut être influencé grandement par le terrain où se trouve le pipeline et la nature du produit acheminé. Ceux qui utilisent le scénario de référence peuvent préciser leurs données estimatives comme suit :				
					Terrain		Transport de gaz		Transport de pétrole
					Plat ou descendant		Valeurs inférieures		Valeurs médianes

¹² Les ventilations a) et b) de certaines grandes catégories devaient être nécessaires seulement jusqu'à ce que les valeurs monétaires des coûts aient été examinées plus en profondeur. Certaines ventilations a) et b) ont été enlevées dans les estimations actuelles.

Tableau A-3 modifié						
Tableau A-3 – Grille de définition des coûts – Scénario de référence				Décembre 2010		
	Grande catégorie	Méthode ⁹		Éléments pouvant être inclus	Valeur estimative du facteur de coût ¹⁰ (\$ CA de 2010)	
				élimination des déchets. Vérification de la propreté (essais et analyse) ¹³ .	Montagneux ou ascendant	Valeurs médianes Valeurs supérieures
3	Abandon du pipeline sur place					
3a)	Abandon du pipeline sur place	A	S.O.	Installation de bouchons pour prévenir la circulation d'eau, enlèvement d'accessoires souterrains, remblayage et remise en état des sites excavés ¹⁴ . À la réunion du 9 septembre 2010, les parties ont discuté de la catégorie dans laquelle les accessoires souterrains enlevés devraient être classés (3a ou 6). Les données estimatives indiquées à droite comprennent le retrait des accessoires souterrains.	Applicable à chaque km laissé sur place	
					Coût unitaire par kilomètre. Les coûts unitaires dépendent plus de la distance entre les bouchons que du diamètre de la canalisation. Les valeurs supérieures de la plage s'appliquent davantage aux terrains difficiles comptant plus de bouchons.	
					Plage	Valeur inférieure 10 000 \$
						Valeur supérieure 25 000 \$
					Voir la description de la démarche dans la note en bas de page ¹⁶ .	

¹³ Les coûts de racleage dépendent de la longueur du pipeline et du volume (diamètre de la canalisation au carré). Les données estimatives indiquées tiennent compte du volume.

¹⁴ Le nombre de bouchons requis dépend de la longueur et de l'angle de la pente, du type de sol et de l'utilisation des terres. En théorie, le coût des bouchons dépend du volume des matériaux utilisés et pourrait donc être calculé selon le diamètre du pipeline au carré. Toutefois, comme la mobilisation des travailleurs a une plus grande incidence sur le coût que le volume du pipeline, la variable du diamètre de la canalisation a été enlevée.

¹⁶ Les coûts de surveillance annuels sont fixés à 200 \$ le km selon l'hypothèse indiquée dans le tableau. Un facteur d'actualisation (66/1) est appliqué pour calculer la provision financière initiale nécessaire au moment de la cessation d'exploitation pour couvrir chaque dollar requis au cours des années subséquentes, en tenant compte de l'inflation. Il faut donc un montant initial de 66 \$ pour produire un flux de 1 \$ par année, soumis à l'inflation. Le facteur de 66 utilise le taux de 1,5 % (rendement de 3,5 % sur les fonds moins l'inflation de 2 %) fixé dans le scénario de référence révisé du 4 mars 2010. Il faudrait donc 13 333 \$ par km au moment de la cessation d'exploitation pour payer la surveillance de la conduite laissée sur place.

Provision pour imprévus = (le nombre d'activités de réhabilitation par année par km de conduite laissée sur place) x (le coût d'une activité de réhabilitation par rapport au coût moyen de retrait planifié d'un km de canalisation d'un diamètre donné). Le montant annuel moyen de la provision pour imprévus est majoré au taux de 20 % applicable à l'ingénierie et à la gestion de petits projets. On obtient des montants annuels moyens pour imprévus 105 \$, 700 \$ et 1 255 \$ par km pour une canalisation de petit, moyen et grand diamètre, respectivement. Ces données estimatives annuelles sont multipliées par le facteur d'actualisation de 66/1 utilisé précédemment pour calculer le montant requis au moment de la cessation d'exploitation.

En combinant les montants mis de côté pour la surveillance et les imprévus, on obtient 20 000 \$, 60 000 \$ et 97 000 \$ respectivement pour les diamètres de canalisation figurant au tableau.

Tableau A-3 modifié								
Tableau A-3 – Grille de définition des coûts – Scénario de référence					Décembre 2010			
	Grande catégorie	Méthode ⁹		Éléments pouvant être inclus	Valeur estimative du facteur de coût ¹⁰ (\$ CA de 2010)			
3b)	Provision pour activités après la cessation d'exploitation	A et A+	s.o.	Provisions financières pour la surveillance périodique et les imprévus (p. ex., enlèvement ultérieur de la canalisation ou des installations connexes en cas de problème). Il peut s'agir de problèmes d'affaissement du sol, d'émergence d'une canalisation ou de découverte de contamination ¹⁵ .	Coûts de surveillance annuels hypothétiques de 100 000 \$ par 500 km de conduite			
					Diamètre de la canalisation	Petit	Moyen	Grand
					Nombre hypothétique d'imprévus par année par tranche de 100 km			
						0,5	0,5	0,5
					Ratio hypothétique entre les imprévus et le coût unitaire 5(a et b) de retrait de canalisation et de réhabilitation de 1 km d'emprise			
						0,1	0,2	0,3
					Provision estimative en \$/km			
						20 000 \$	60 000 \$	97 000 \$
4	Traitement particulier	A+	s.o.	En attendant d'éventuels éclaircissements de l'Office sur les différences entre la façon de procéder par défaut aux franchissements de cours d'eau et aux autres franchissements, utiliser la plage inférieure indiquée ci-contre pour les franchissements de routes, de voies ferrées et de services publics.	Diamètre de la canalisation	Petit	Moyen	Grand
					Coût unitaire par franchissement de corridor de services publics			
				Découpage, obturation et remplissage avec un produit alvéolaire aux franchissements de	Plage	Valeur inférieure	30 000 \$	35 000 \$
						Valeur supérieure	45 000 \$	60 000 \$
							50 000 \$	85 000 \$

¹⁵ Cela comprend le repérage de la canalisation, au besoin, l'entretien de la signalisation, la lutte contre l'érosion et l'affaissement, le contrôle du soulèvement par le gel, le déplacement dans les pentes et aux franchissements de cours d'eau, la décontamination, la création de voies d'eau, les problèmes de drainage du sol, la lutte contre les mauvaises herbes (si ce n'est pas prévu dans les accords de servitude) ou tout autre problème dû à la présence d'un pipeline.

Tableau A-3 modifié									
Tableau A-3 – Grille de définition des coûts – Scénario de référence					Décembre 2010				
	Grande catégorie	Méthode ⁹		Éléments pouvant être inclus	Valeur estimative du facteur de coût ¹⁰ (\$ CA de 2010)				
				routes, de voies ferrées ou de services publics ¹⁷ .					
				Autres zones écologiquement vulnérables – D’autres études sur les types de zones écologiquement vulnérables, le traitement approprié et les coûts sont nécessaires.	En attendant la réalisation d’études plus approfondies, un coût unitaire fictif de 50 000 \$ par km de zone écologiquement vulnérable peut être utilisé pour les canalisations de tout diamètre.				
5	Retrait du pipeline								
5a)	Retrait du pipeline et remblayage	s.o.	R	Enlèvement des obstacles et décapage de la terre végétale, déterrement, découpage et obturation des pipelines, segmentation de la canalisation et empilage des conduites, chargement et transport des conduites retirées, élimination des conduites, revêtements et installations connexes, remblayage et compactage. La mobilisation et la démobilisation peuvent faire augmenter davantage les coûts, en particulier dans les régions éloignées.	Coût applicable lorsque la canalisation est retirée. S’il y a plus d’une canalisation appartenant à la même société dans le même fossé, appliquer 100 % du coût unitaire pour la première et 25 % pour le reste ¹⁸ .				
					Diamètre de la plus grosse canalisation dans le fossé		Petit	Moyen	Grand
					Coût unitaire par km de canalisation				
					Plage	Valeur inférieure	100 000 \$	300 000 \$	450 000 \$
						Valeur supérieure	250 000 \$	800 000 \$	900 000 \$

¹⁷ Le volume de remplissage (ou volume du pipeline) dépend de la longueur et du diamètre au carré du pipeline. Le coût unitaire du béton, le cas échéant, dépend de la distance du transport depuis la centrale à béton. En région éloignée, les coûts se situent dans les valeurs supérieures de la plage. Les valeurs inférieures s’appliquent seulement quand la majorité des endroits à remplir sont près des sources de matériel de remplissage.

¹⁸ Par exemple, pour un fossé de 10 km contenant deux canalisations parallèles de grand diamètre, le calcul serait : 10 km x 450 000 \$ + 10 km x (450 000 \$ x 0,25).

Tableau A-3 modifié							
Tableau A-3 – Grille de définition des coûts – Scénario de référence					Décembre 2010		
	Grande catégorie	Méthode ⁹		Éléments pouvant être inclus	Valeur estimative du facteur de coût ¹⁰ (\$ CA de 2010)		
5b)	Retrait du pipeline et remise en état des terres	s.o.	R	Remise en état, réhabilitation et décontamination, installation de clôtures et nettoyage, décompactage des sols, revégétalisation, inspection des activités d'enlèvement ¹⁹ .	Les coûts de remise en état d'un terrain assez égal devraient être inclus dans les moyennes fixées en 5a) ci-dessus; pour un terrain accidenté ou montagneux, on peut majorer ces coûts estimatifs de 10 % à 15 %.		
6	Installations en surface						
6a)	Toutes en surface	A	R	Purge et nettoyage des conduites et des éléments fabriqués. Remise en état des lieux (décontamination, rétablissement du relief, remise en place de la terre végétale, revégétalisation). Cela comprend le rétablissement du terrain à un état qui se rapproche le plus possible des terres environnantes. La valeur des installations en surface qui pourraient être récupérées et réutilisées n'est pas comprise.	Les points 6a) et b) s'appliquent à toutes les installations en surface.	Plage de coûts unitaires (sauf exceptions)	
						Valeur inférieure	Valeur supérieure
					Ensembles de vannes de sectionnement	15 000 \$	55 000 \$
					Station de comptage (gaz)	50 000 \$	250 000 \$
					Station de comptage (pétrole) ²⁰	50 000 \$	500 000 \$
Installations d'entretien	50 000 \$	Récupérable					

¹⁹ Le déboisement, le décapage et le terrassement varient selon la largeur de l'emprise et de l'aire de travail temporaire. Les travaux d'excavation et de remblayage dépendent du volume du pipeline et de l'épaisseur de la couverture. Le découpage, le retrait, le chargement, le transport et l'élimination du pipeline dépendent du diamètre de ce dernier et de l'épaisseur de ses parois.

²⁰ Les valeurs inférieures de la plage de coûts unitaires ne s'appliquent que s'il n'y a pas d'installations supplémentaires aux stations de comptage d'un réseau d'oléoducs.

Tableau A-3 modifié							
Tableau A-3 – Grille de définition des coûts – Scénario de référence					Décembre 2010		
	Grande catégorie	Méthode ⁹		Éléments pouvant être inclus	Valeur estimative du facteur de coût ¹⁰ (\$ CA de 2010)		
6b)	Parties enlevées ou retirées	s.o.	R	Démolition (s'il y a lieu), déplacement du matériel. Retrait des réservoirs souterrains connexes.	Station de compression (selon la puissance électrique) ²¹	<i>Station de moins de 5 MW :</i> maximum de 400 000 \$ <i>Station de plus de 5 MW :</i> maximum de 120 000 \$	
					Station de pompage ²²	300 000 \$	1 500 000 \$
6c)	Parties laissées sur place	A	s.o.	Sûreté des installations laissées sur place (sans objet si tout ce qui est en surface doit être enlevé).	Autres installations ²³ Remise en état ²⁴		
7	Imprévus			Les provisions pour imprévus sont fonction de nombreux facteurs, dont la qualité des estimations de coûts du projet. Les sociétés qui utilisent les coûts unitaires du scénario de référence devraient appliquer la marge d'imprévus indiquée, car l'estimation de chaque coût unitaire comporte beaucoup d'incertitude.	Applicable aux coûts estimatifs découlant des facteurs de coût 2, 3a), 4, 5a), 5b) et 6.		Environ 25 %

²¹ L'industrie suggère d'utiliser le coût unitaire par HP ou MW installé, et une plage englobant les turbines électriques, à gaz ou autres. Champ d'application : unités, conduites hors terre, fondations en béton atteignant 1 m sous terre, bâtiments enlevés.

²² Facteurs pouvant avoir une incidence sur ce coût : nombre de pompes, nombre de bâtiments et type de fondations.

²³ Les sociétés devraient aussi fournir des estimations pour les autres installations en surface non énumérées ici : usines à gaz, batteries, réservoirs ou parcs de stockage, pompes de surpression, sas de départ et d'arrivée, installations de télécommunications, équipement de production d'énergie électrique, etc. Ces installations ne figurent pas dans le tableau puisqu'il n'y a pas de données estimatives disponibles.

²⁴ On suppose que la remise en état des lieux est comprise dans les coûts unitaires des installations en surface indiquées.

Rappels concernant l'utilisation de ces lignes directrices pour le dépôt des coûts estimatifs de cessation d'exploitation de pipelines :

- Lorsque des plages de coûts sont fournies, les sociétés qui se servent du scénario de référence devraient utiliser un coût unitaire se situant vers le milieu de la plage, à moins d'avoir une raison pour justifier l'emploi d'une autre valeur à l'intérieur de la plage.
- Les sociétés pipelinières demeurent responsables de la préparation financière des futures activités de cessation d'exploitation (voir RH-2-2008).

Tableau A-4

4^e étape : Additionner les rangées de coûts estimatifs pour obtenir le total.

Tableau A-4						
Total des coûts estimatifs						
	Grande catégorie	Méthode²⁵		Caractéristiques du pipeline²⁶	Coût moyen²⁷	Coût par catégorie²⁸
1	Ingénierie et gestion de projet	A	R	s.o.	P. ex., de 20 à 30 %	
2	Préparation de la cessation d'exploitation					
a)	Accès aux terres et nettoyage	A	R	X (km)		
b)	Purge et nettoyage du pipeline	A	R			
3	Abandon du pipeline sur place					
a)	Abandon élémentaire du pipeline sur place	A	s.o.	Y (km)		
b)	Provision pour activités après la cessation d'exploitation	A et A+	s.o.	Y+ TP (km)		
4	Traitement particulier (TP)	A+	s.o.	TP (km)		
5	Retrait du pipeline					
a)	Retrait du pipeline et remblayage	s.o.	R	X - (Y+TP) (km)		
b)	Retrait du pipeline et remise en état des terres	s.o.	R			
6	Installations en surface					
a)	Toutes les installations	A	R	N ^{bre} ____ C_		
b)	Parties enlevées ou retirées	s.o.	R	N ^{bre} ____ C_		
c)	Parties laissées sur place	A	s.o.	N ^{bre} ____		

²⁵ Les méthodes A, A+ ou R correspondent respectivement à l'abandon sur place, à l'abandon sur place avec traitement particulier et au retrait.

²⁶ Il s'agit du nombre de kilomètres linéaires ou d'installations selon le type. Le tableau A-2 facilite l'estimation des données de cette colonne.

²⁷ Les données de cette colonne peuvent provenir du tableau A-3 une fois rempli.

²⁸ Si les hypothèses de coûts du scénario de référence sont utilisées, les données de cette colonne équivalent au produit des deux colonnes précédentes. S'il s'agit d'une estimation de coûts propre au pipeline, inscrire le total pour chaque catégorie.

Tableau A-4 Total des coûts estimatifs					
	Grande catégorie	Méthode²⁵	Caractéristiques du pipeline²⁶	Coût moyen²⁷	Coût par catégorie²⁸
Coût total (p. ex. en dollars de 2010) pour les futures activités de cessation d'exploitation					

Par exemple, pour un pipeline de 425 km dont 25 km situés sous des routes, ainsi que 3 compresseurs :

- $X = 425$ km
- $Y = 320$ km, ou 80 % $(X - TP)$, soit 80 % de 400 selon le tableau A-2
- $TP = 25$ km
- $X - (Y + TP) = 80$ km, ou $425 - (320 + 25)$
- Les 3 compresseurs à enlever seraient représentés par C