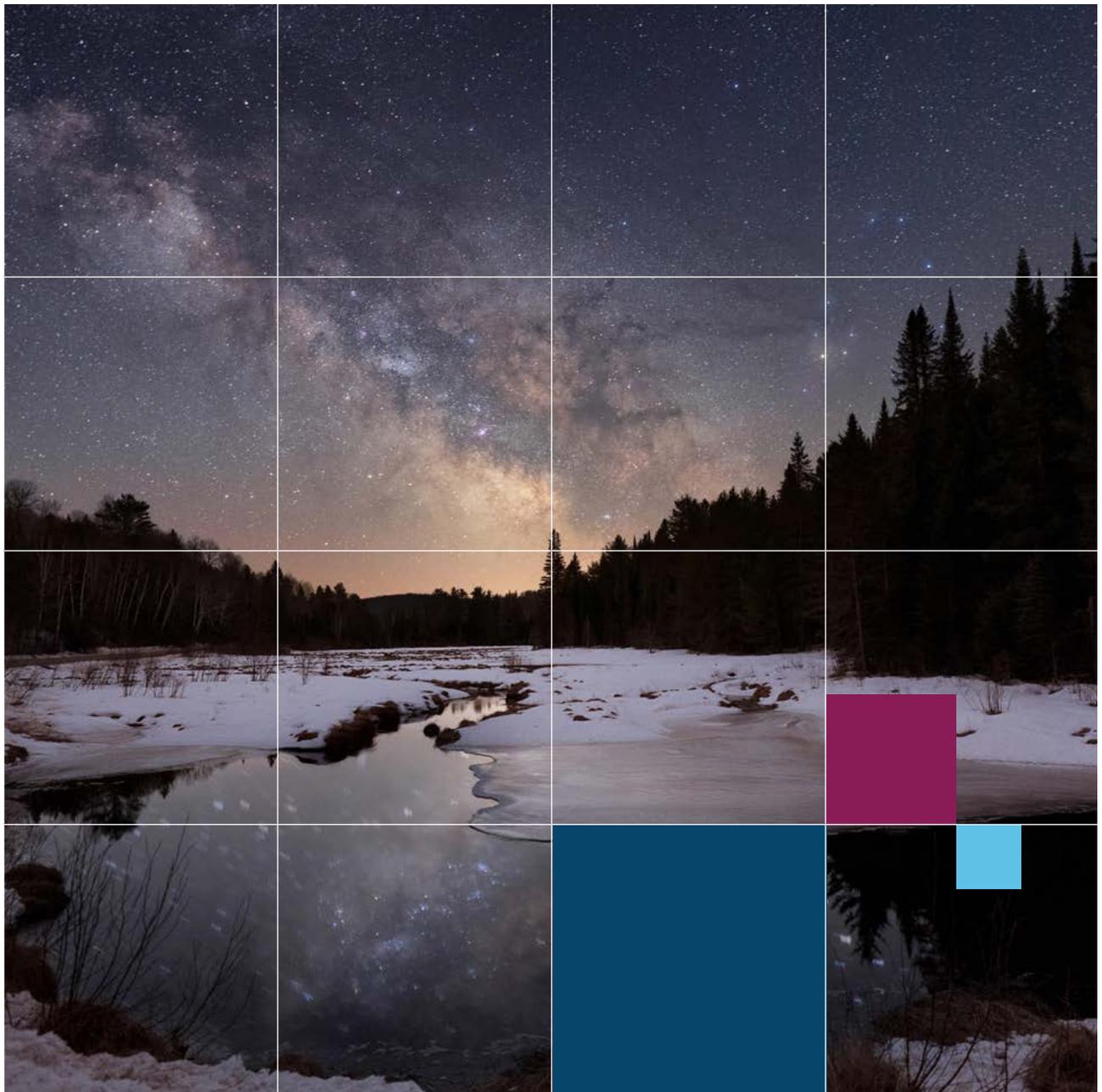




Régie de l'énergie  
du Canada

Canada Energy  
Regulator

# Rapport annuel 2023-2024 de la Commission de la Régie de l'énergie du Canada



## Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de la Régie de l'énergie du Canada, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que la Régie de l'énergie du Canada soit mentionnée comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec la Régie de l'énergie du Canada ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : [info@cer-rec.gc.ca](mailto:info@cer-rec.gc.ca)

## Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the Canada Energy Regulator, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the Canada Energy Regulator is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the Canada Energy Regulator.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: [info@cer-rec.gc.ca](mailto:info@cer-rec.gc.ca).

© Sa Majesté le Roi de droit du Canada représenté  
par la Régie de l'énergie du Canada 2024

N° de cat. NE2-25F-PDF  
ISSN 2563-318X  
Key title: Rapport annuel... de la  
Commission de la Régie de l'énergie du Canada.

Ce rapport est publié séparément dans les deux  
langues officielles. On peut obtenir cette publication  
sur supports multiples, sur demande.

### **Demandes d'exemplaires:**

Bureau des publications  
Régie de l'énergie du Canada  
517, Dixième Avenue S.-O., bureau 210  
Calgary (Alberta) T2R 0A8

Courrier électronique : [publications@cer-rec.gc.ca](mailto:publications@cer-rec.gc.ca)  
Fax : 403-292-5503  
Téléphone : 1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles  
à la bibliothèque  
Deuxième étage  
Imprimé au Canada

© His Majesty the King in Right of Canada as represented  
by the Canada Energy Regulator 2024

Cat No. NE2-25E-PDF  
ISSN 2563-3171  
Key title: Annual Report of the  
Commission of the Canada Energy Regulator.

This report is published separately in both official  
languages. This publication is available upon request in  
multiple formats.

### **Copies are available on request from:**

The Publications Office  
Canada Energy Regulator  
Suite 210, 517 Tenth Avenue SW  
Calgary, Alberta, T2R 0A8

E-Mail: [publications@cer-rec.gc.ca](mailto:publications@cer-rec.gc.ca)  
Fax: 403-292-5503  
Phone: 1-800-899-1265

For pick-up at the office:  
Library  
2nd floor  
Printed in Canada



# Table des matières

Message du commissaire en chef pour 2023-2024 . . . . .	1
Rôle de la Commission . . . . .	3
Travaux de la Commission durant l'exercice 2023-2024 . . . . .	4
Aperçu de ce qui attend la Commission durant l'exercice 2024-2025 . . . . .	8
Annexe A – Biographies des commissaires . . . . .	9
Annexe B – Travaux à la suite de demandes . . . . .	13
Annexe C – Résumé des décisions et recommandations publiées par la Commission et des demandes d'audience en cours d'examen . . . . .	19
Annexe D – Délais . . . . .	27
Annexe E – Ordonnances d'autorisation de mise en service rendues . . . . .	29
Annexe F – Ordonnances et instructions de la Commission liées à la surveillance de la sécurité et de l'environnement . . . . .	30
Annexe G – Dépôts de conformité aux conditions après l'approbation . . . . .	32
Annexe H – Demandes d'indemnisation . . . . .	34
Annexe I – Financement des activités de cessation d'exploitation . . . . .	35
Annexe J – Exigences relatives aux ressources financières . . . . .	40
Annexe K – Formes abrégées . . . . .	45

# Message du commissaire en chef pour 2023-2024

C'est avec plaisir que je présente au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, l'honorable Jonathan Wilkinson, le *Rapport annuel 2023-2024 de la Commission de la Régie de l'énergie du Canada*, au nom de cette dernière et à l'intention des Canadiens.

La *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (« LRCE ») établit la Commission et définit son mandat. La Commission exerce ses fonctions décisionnelles de manière indépendante, conformément à son statut de tribunal quasi judiciaire et à la structure de gouvernance de la Régie. Le rapport présente les activités que la Commission a menées tout au long de l'exercice 2023-2024 pour remplir son mandat en vertu de la LRCE et d'autres lois, notamment la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

La Commission a atteint son effectif complet de sept commissaires avec la nomination du commissaire Sandor Sajnovics le 1er mai 2023. Le commissaire Sajnovics fera profiter la Commission d'une mine de connaissances, acquises, notamment, au fil de 15 années de pratique comme avocat et comptable dans les secteurs public et privé.

La Régie célébrera bientôt le cinquième anniversaire de son remplacement de l'Office national de l'énergie. Conformément aux objectifs énoncés dans le préambule de la LRCE, la Commission continue de faire en sorte que ses processus décisionnels soient plus inclusifs et plus accessibles pour les peuples autochtones, les parties prenantes et le public, tout en s'efforçant de respecter les délais prescrits par la loi pour s'assurer de rendre des décisions de manière prévisible et en temps opportun. J'ai le plaisir d'annoncer qu'au cours de l'exercice 2023-2024, la Commission a respecté tous les délais prescrits par la loi.



Comme il est décrit plus en détail dans les pages qui suivent, la Commission a rendu 618 décisions au cours du dernier exercice sur un large éventail de questions, allant des grands projets d'infrastructure énergétique aux droits et tarifs, en passant par des questions foncières, des permis commerciaux courants et des vérifications de la conformité. Elle reste à l'affût d'améliorations possibles à ses processus décisionnels et les met en œuvre pour les rendre plus efficaces, plus transparents et plus accessibles, tout en veillant à ce qu'ils soient équitables.

Une grande partie du travail de la Commission durant l'exercice a consisté en des décisions liées aux dernières étapes de la construction du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, qui ont notamment porté sur les nombreux dépôts de conformité aux conditions, des modifications, des questions foncières et des ordonnances autorisant la mise en service de tronçons du pipeline.

En outre, la Commission a publié son rapport de recommandation concernant la demande relative au plus grand projet pipeline reçue à ce jour en vertu de la LRCE, soit le projet de raccordement NorthRiver Midstream dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Ainsi, le 18 octobre 2023, la Commission a recommandé au ministre d'approuver le projet, sous réserve de 49 conditions. Le gouverneur en conseil a accepté la recommandation de la Commission sans modification et a rendu sa décision le 21 décembre 2023, dans le délai prescrit par la loi.

L'exercice visé par le présent rapport se démarque par la charge de travail importante de la Commission liée à la réglementation des droits et tarifs. Qu'il s'agisse de traiter des demandes, des plaintes ou des projets de règlements, nous avons connu une année occupée en tant qu'organisme de réglementation économique. La Commission a rendu des décisions en lien avec l'entente de règlement avec droits incitatifs de Pipelines Trans-Nord Inc., a établi de façon préliminaire les droits provisoires pour le réseau d'agrandissement du réseau de Trans Mountain et a approuvé la méthode de conception des droits pour la canalisation principale North Montney de NOVA Gas Transmission Ltd. La Commission a également approuvé la demande d'Enbridge concernant le règlement sur les droits visant la canalisation principale de la société, qui a fait l'objet de longues négociations entre le demandeur et les expéditeurs. Le règlement s'appliquera jusqu'en décembre 2028.

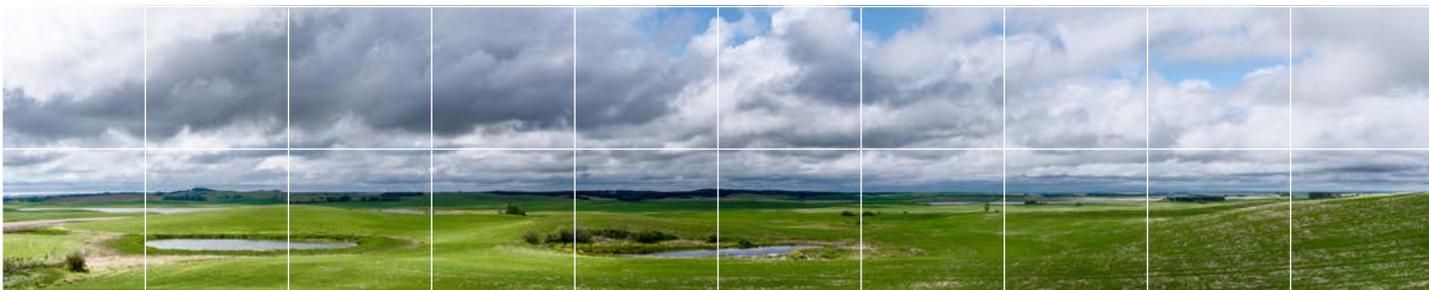
La Commission a aussi mené un tout premier processus d'audience en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières* des Territoires du Nord-Ouest (« LOPTNO ») et ses règlements d'application depuis la création de la Régie, ce qui a donné lieu à cinq décisions relativement au projet de sécurité énergétique des Inuvialuit. Par ailleurs, deux demandes visant les activités de l'Impériale à Norman Wells sont en cours.

Tout porte à croire que l'exercice 2024-2025 sera occupé. La Commission s'attend à ce qu'au moins deux demandes visant de grands projets pipeliniers lui soient présentés, ainsi qu'un nombre constant de demandes visant des infrastructures de moindre envergure. À l'heure actuelle, la Commission est saisie de plusieurs dossiers sur les droits et tarifs, notamment la détermination des derniers droits provisoires exigibles par Trans Mountain sur son réseau pipeline agrandi et l'examen déjà en cours de la répartition proposée par TransCanada Keystone de certains coûts aux expéditeurs de son réseau pipeline.

Je suis fier du travail accompli par mes collègues durant l'exercice 2023-2024, que le présent rapport expose plus en détail. Nous entendons rendre des décisions dans l'intérêt public, de façon équitable et rapide. En terminant, je m'en voudrais de ne pas indiquer qu'ils nous seraient impossibles d'afficher ces résultats sans les connaissances et le soutien essentiels que le personnel de la Régie nous fournit chaque jour.

La version originale a été signée

Mark Watton, commissaire en chef  
Régie de l'énergie du Canada



## Rôle de la Commission

La Commission rend des décisions dans le cadre du mandat qui lui est confié par la LRCE et d'autres lois. Dans l'exercice de ses fonctions quasi judiciaires, elle se conforme à l'objet et aux dispositions de la LRCE, tout en reconnaissant et en respectant les droits des peuples autochtones protégés par l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*<sup>1</sup>. Elle se conforme également aux exigences de la partie III de la *Loi sur les langues officielles*<sup>2</sup>, aux règles de justice naturelle et à la jurisprudence pertinente.

À la Commission incombent les décisions juridictionnelles et son fonctionnement est celui d'un tribunal quasi judiciaire, libre de tout lien de dépendance à l'endroit du gouvernement du Canada. Bien qu'indépendante, elle est néanmoins intégrée à la Régie et contribue à la réalisation de son mandat global, à la mise en œuvre de ses priorités stratégiques et, s'il y a lieu, à l'atteinte des résultats organisationnels escomptés.

Aux termes de la LRCE, ni le conseil d'administration ni le président-directeur général ne peuvent donner d'instructions (ni d'avis dans le cas du conseil d'administration) à l'égard de décisions, d'ordonnances ou de recommandations de la Commission ou d'un commissaire. De plus, les interactions avec le Comité consultatif autochtone de la Régie sont régies par le protocole sur la protection de l'indépendance décisionnelle.

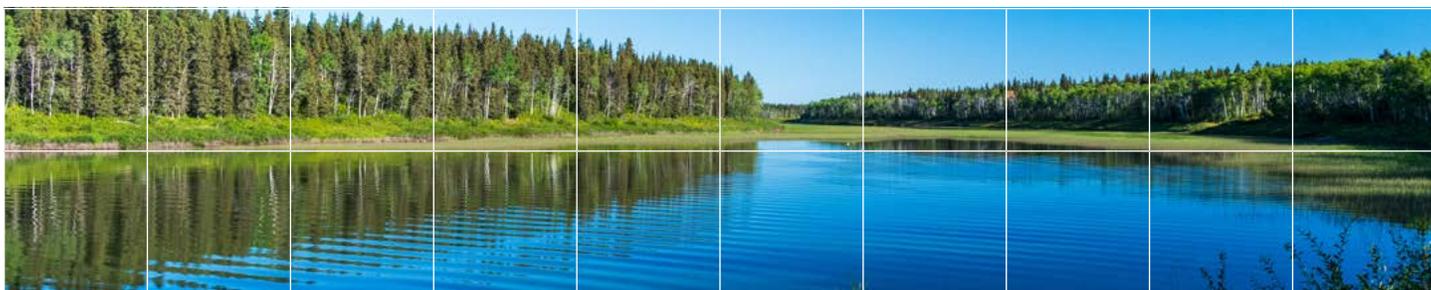
La Commission a les attributions d'une cour supérieure d'archives pour toute question relevant de sa compétence. Elle peut trancher (y compris de son propre chef) toute question où elle estime qu'un acte incompatible avec la LRCE a été commis ou qu'il y a eu un manquement à celle-ci. Elle peut par ailleurs enquêter sur tout incident impliquant un pipeline ou une autre installation assujettie à la réglementation de la Régie.

La Commission a le pouvoir de rendre des ordonnances pour assurer le respect de ses décisions. Elle peut établir des règles pour la poursuite de ses travaux et son fonctionnement interne, notamment en ce qui concerne les attributions des commissaires, ses procédures et pratiques, ses séances et ses décisions, ordonnances et recommandations.

La Commission comptait six commissaires à temps plein du 1<sup>er</sup> au 30 avril 2023, et sept de mai 2023 à mars 2024. Les commissaires, y compris le commissaire en chef et le commissaire en chef adjoint, sont nommés par le gouverneur en conseil. Pour en savoir plus sur les commissaires de la Régie, veuillez consulter l'[annexe A – Biographies des commissaires](#).

1 Le terme « peuples autochtones » est employé ici selon la définition donnée au paragraphe 35(2) de la *Loi constitutionnelle de 1982* adoptée comme annexe B de la *Loi de 1982 sur le Canada* (R-U), 1982, c 11.

2 L.R.C. (1985), ch. 31 (4e suppl.)



# Travaux de la Commission durant l'exercice 2023-2024

Au cours de l'exercice 2023-2024, la Commission a rendu 618 décisions sur des demandes visant des pipelines, des lignes de transport d'électricité, des droits et tarifs, des licences d'exportation et des activités d'exploration et de production dans des régions pionnières ainsi que des autorisations de mise en service et d'autres décisions portant sur des dossiers liés au cycle de vie de l'infrastructure énergétique. Voici une synthèse des décisions et recommandations de la Commission durant cet exercice.



Comparativement à l'exercice précédent, on a connu, durant le présent exercice, une augmentation du nombre de décisions sur les droits et tarifs (23 par rapport à 14) et d'exploration et de production en régions pionnières (38 par rapport à 11). Pour ce qui a trait des décisions visant l'infrastructure, elles ont diminué (48 par rapport à 88). Il faut toutefois mentionner que la baisse du nombre total de décisions (618 par rapport à 738 durant l'exercice précédent) tient en partie au fait que depuis le 29 août 2022, la LRCE n'exige plus qu'il faille obtenir des licences et des ordonnances pour l'importation. Les annexes du présent rapport renferment plus d'informations sur les décisions et les recommandations de la Commission. Certains points saillants sont présentés plus loin.

Les demandes suscitant un grand intérêt du public comportent généralement des étapes, orales ou écrites, qui permettent d'étayer les décisions de la Commission. Durant l'exercice 2023-2024, la Commission a tenu ses audiences dans divers formats qui priorisent tous l'accès du public, l'efficacité de la procédure et les besoins particuliers des participants. Ainsi, ces derniers ont pu assister à des audiences en personne ou en mode virtuel, ou encore dans un format hybride combinant ces deux modes. Les observations écrites sont accessibles sur le site Web de la Régie. Les audiences orales de la Commission sont habituellement diffusées en continu, et les transcriptions sont publiées. Pour l'avenir, la Commission entend continuer à faire preuve de souplesse et à utiliser les technologies disponibles pour accroître la participation du public.

Selon les besoins d'une audience donnée, la Commission peut organiser des ateliers et des séances techniques, ce qu'elle a fait durant le présent exercice. Ces séances visent à recueillir et à clarifier des informations et ainsi aider les participants à mieux comprendre les effets d'un projet et les stratégies d'atténuation proposées.

La Commission recueille aussi des connaissances autochtones transmises oralement sur divers projets afin d'aider à mieux saisir les répercussions de ceux-ci sur les communautés des Premières Nations, des Inuits et des Métis susceptibles d'être touchées. Elle s'efforce de tenir ces séances dans des endroits propices à la participation des communautés concernées, mais elles peuvent aussi se dérouler en mode virtuel ou hybride.

Dans ses diverses décisions et divers rapports produits durant l'exercice, la Commission a tenu compte de ses devoirs et de ses obligations en vertu de la *Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones* et de l'engagement de la Régie à l'égard de la Réconciliation. Ses processus de réglementation permettent une consultation approfondie, au besoin, et poursuivent plusieurs des grands objectifs de cette loi. La Commission entend continuer son apprentissage et adapter ses processus pour favoriser encore plus la Réconciliation.

Suit une description des principales demandes dont la Commission a été saisie durant l'exercice. Même si ce sont celles portant sur les plus grands projets qui retiennent le plus d'attention, il demeure qu'une grande partie des travaux de la Commission ont trait à des volets courants de la réglementation, notamment divers types de demandes concernant des infrastructures de moindre taille pour assurer le respect des conditions et des permis d'exportation et des aspects qui touchent la réglementation financière, pour ne donner que quelques exemples.

## Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain

À mesure que se déroulaient les dernières étapes de la construction du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain et que des tronçons de ce pipeline de quelque 1 150 km s'achevaient et étaient soumis à des essais, la Commission a rendu 18 ordonnances d'autorisation de mise en service et de nombreuses décisions sur des questions entourant le respect des conditions (voir l'[annexe G](#)).

Le 1<sup>er</sup> juin 2023, Trans Mountain a déposé une demande relative aux droits qui seraient exigés à la mise en service du pipeline. Dans une décision préliminaire, la Commission a approuvé les droits provisoires demandés par Trans Mountain et établi un processus pour examiner les derniers droits provisoires pour le projet. Elle s'attend à ce que les droits définitifs de la société soient établis en respectant les directives qu'elle a données dans sa décision sur les derniers droits provisoires. Cet examen devrait avoir lieu durant l'exercice 2024-2025.

La Commission a aussi reçu trois demandes de modifications du projet, rendues nécessaires en raison de difficultés d'ordre géotechnique rencontrées le long du tracé. Ces difficultés avaient trait à des travaux de microtunnelage prévus dans la région de Pípsell (lac Jacko) et exigeaient une déviation du tracé et un forage directionnel horizontal, ainsi qu'à des travaux de creusement le long d'un tronçon de 2,3 km entre Hope et Chilliwack, en Colombie-Britannique (demande de modification visant le forage directionnel horizontal au tronçon Mountain 3). La Commission a mis en place des processus d'audience orale pour ces demandes de modifications (voir les détails à l'[annexe C](#)).

La démarche qu'a préconisée la Commission pour rendre ses décisions dans ces cas a mis en balance la nécessité de permettre la construction sécuritaire et efficace du projet tout en tenant compte des effets éventuels de celui-ci sur les droits des peuples autochtones.

## NorthRiver Midstream – Projet de raccordement dans le nord-est de la Colombie-Britannique

Au cours de l'exercice 2023-2024, la Commission a recommandé au gouverneur en conseil d'approuver le projet de raccordement de NorthRiver Midstream de NEBC Connector GP Inc. dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Certaines sections de la zone d'aménagement du projet sont situées sur des terres traditionnelles des Premières Nations de Blueberry River et d'autres Premières Nations du Traité n° 8. Prenant acte d'un arrêt de la Cour suprême de la Colombie-Britannique<sup>3</sup> sur les effets cumulatifs, les Premières Nations de Blueberry River et d'autres Nations du Traité n° 8 ont entamé des négociations avec la province parallèlement à l'audience de la Commission.

La Commission a établi son processus d'audience pour prendre en compte les observations de diverses communautés autochtones et porter un intérêt particulier aux effets cumulatifs et aux stratégies d'atténuation, ce qui a inclus l'examen des recommandations du coordonnateur des consultations de la Couronne de la Régie. Dans sa recommandation au gouverneur en conseil, la Commission a formulé des conditions novatrices, comme recommander l'établissement d'un fonds de préservation des terres publiques, administré par des Autochtones, en Colombie-Britannique et en Alberta. Elle a également imposé l'obligation pour le demandeur de contribuer à un fonds créé par suite des négociations entre la province et les Premières Nations.

## Lignes internationales de transport d'électricité

L'article 247 de la LRCE confie à la Commission le pouvoir d'autoriser la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité. Durant l'exercice 2023-2024, la Commission a délivré un permis (en vertu de l'article 248 de la LRCE) pour la réalisation de la ligne internationale de transport d'électricité Hertel-New York, une ligne à 400 kilovolts de 58 km allant du poste Hertel à La Prairie, au Québec, jusqu'à un point d'interconnexion à la frontière canado-américaine situé sous la rivière Richelieu. Le projet procurera à l'État de New York, aux États-Unis, jusqu'à 1 250 mégawatts d'électricité et sera détenu conjointement par Hydro-Québec et le conseil des Mohawk de Kahnawà:ke.

## Droits et tarifs

On a enregistré une augmentation du nombre des demandes visant des droits et tarifs et des décisions de la Commission qui en découlent durant l'exercice 2023-2024. Outre celle concernant les droits provisoires pour le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain dont il a été question précédemment, d'autres sont mentionnées ci-dessous. Pipelines Trans-Nord Inc. a présenté une demande visant à actualiser son entente de règlement avec droits incitatifs pour son réseau entre l'Ontario et le Québec. La Commission a tenu une audience orale qui s'est déroulée sur deux jours à Calgary, en Alberta, en septembre 2023. Dans sa décision, rendue le 19 décembre 2023, elle a jugé que la méthode de conception des droits envisagée dans la demande donnerait lieu à des droits justes et raisonnables. Elle a aussi conclu que l'entente de règlement avec droits incitatifs réduirait vraisemblablement l'interfinancement actuel et aiderait davantage les expéditeurs à payer en fonction de leur utilisation plutôt qu'en appliquant une méthode de droits intégraux.

Le 23 mai 2023, NOVA Gas Transmission Ltd. (« NGTL ») a présenté une demande visant à faire approuver la méthode de conception des droits pour sa canalisation principale North Montney de 204 km située dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Cette canalisation rejoindra le pipeline Coastal GasLink au point d'interconnexion Willow Valley, dont l'entrée en service est prévue en avril 2024. Cette canalisation acheminera du gaz jusqu'aux installations d'exportation de LNG Canada Development Inc. La Commission avait précédemment exigé de NGTL qu'elle présente une nouvelle demande en modifiant la conception de la canalisation principale North Montney pour tenir compte d'une éventuelle augmentation importante des volumes sur le marché. La Commission a statué que la méthode de conception des droits proposée par NGTL était juste et raisonnable après le début des livraisons à l'interconnexion Willow Valley.

La Commission a aussi examiné une demande d'Enbridge concernant le calcul des droits qui seront exigés des expéditeurs jusqu'en décembre 2028 dans le cadre du règlement sur les droits visant la canalisation principale de la société. La Commission a jugé que le processus de négociation de deux ans d'Enbridge avait été équitable et robuste et que la société avait véritablement consulté toutes les parties concernées.

3 Arrêt *Yahey v. British Columbia*, 2021 BCSC 1287

Le règlement s'est conclu par un appui unanime de ces parties et satisfait aux exigences des *Lignes directrices révisées relatives aux règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs*. La Commission a aussi jugé que le règlement produira des droits justes et raisonnables, sans distinction injuste concernant les droits et les services.

### Coûts estimatifs de la cessation d'exploitation et mécanismes de prélèvement et de mise de côté de fonds

Dans le cadre de ses fonctions de surveillance, la Régie examine les coûts estimatifs de cessation d'exploitation (« CECE ») des sociétés tous les cinq ans. Cet examen lui permet aussi de s'assurer que les sociétés ont mis en place des instruments financiers qui garantissent la disponibilité de ces fonds (voir l'[annexe I](#)), appelés « mécanismes de prélèvement et de mise de côté de fonds » (« MPF-MMF »). Un examen s'étendant sur cinq ans a été entrepris en 2021. Le 15 juin 2023, la Commission a publié un rapport, dans lequel elle a dévoilé le scénario de référence à jour dont doivent se servir les sociétés pour calculer leurs CECE et expliqué la nouvelle méthode de calcul fondée sur le système d'information géographique. Le 27 mars 2024, elle a rendu public un rapport qui indiquait aux sociétés le montant de leurs CECE définitifs, découlant de l'examen des MPF-MMF pour les CECE. L'examen quinquennal se poursuivra jusque durant l'exercice 2024-2025, au terme duquel la Commission rendra ses décisions sur les MPF-MMF pour les sociétés utilisant des fiducies comme mode de financement de la cessation d'exploitation.

Les Canadiens peuvent avoir la certitude que les ressources financières nécessaires à la cessation d'exploitation des pipelines réglementés par la Régie ont été et continuent d'être évaluées et mises de côté à cette fin.



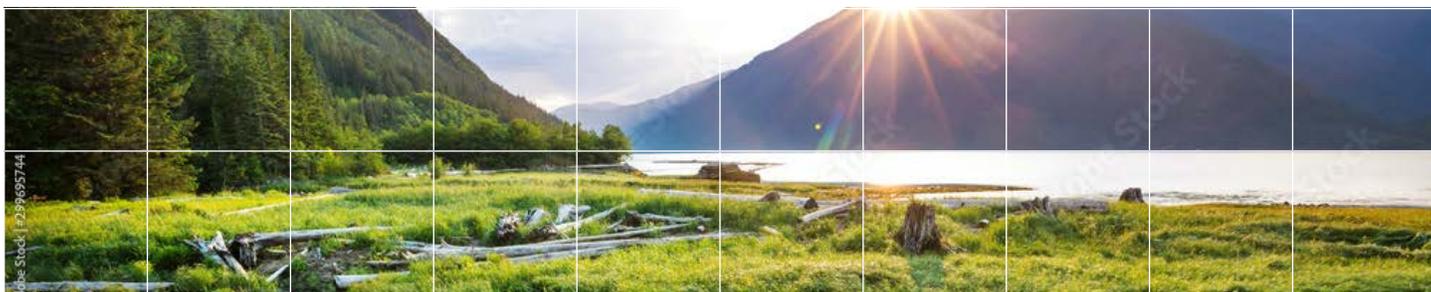
### Exploration et production en régions pionnières

Le 7 mars 2024, la Commission a approuvé la demande finale visant le projet de sécurité énergétique des Inuvialuit. Situé dans la région désignée des Inuvialuit, aux Territoires du Nord-Ouest, le projet convertira le gaz naturel en gaz naturel comprimé, en propane et en diesel synthétique qui pourra être utilisé pour produire de l'électricité et fournir du chauffage. Le projet permettra ainsi de réduire la dépendance de la région sur le combustible importé, qui doit être transporté par camions ou par barges. Il s'agissait de l'une des cinq autorisations accordées par la Commission pour le projet en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières* des Territoires du Nord-Ouest.

La Commission examine actuellement des demandes d'Imperial Oil Resources N.W.T. Ltd. présentées aux termes de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. Imperial a demandé une modification à son autorisation d'exploitation à Norman Wells pour la prolonger de dix ans et pour remplacer certaines sections du pipeline qui se trouvent sous le fleuve Mackenzie (« activités de remplacement du couloir de la canalisation 490 »). Des séances de mobilisation des communautés et de présentation orale du savoir autochtone figureront parmi les étapes prévues pour l'audition de ces demandes.

### Indemnisation

La Commission a continué d'être saisie de nombreux dossiers liés à l'indemnisation foncière. Pour de telles demandes, la Régie offre un processus de règlement extrajudiciaire des différends qui permet aux participants d'arriver à une entente sans passer par un processus décisionnel. Toutefois, si les parties choisissent de ne pas recourir à cette démarche, ou si elles ne parviennent pas à une entente négociée, la Commission statue sur l'indemnisation qui doit être versée par le truchement d'un processus d'audience formelle. Au cours de la période visée par le rapport, huit demandes d'indemnisation ont été déposées auprès de la Régie. Pour plus de détails sur ces demandes, voir l'[annexe H](#).



## Aperçu de ce qui attend la Commission durant l'exercice 2024-2025

Au cours de l'exercice 2024-2025, la Commission poursuivra son examen des demandes relatives aux droits et tarifs dont elle est actuellement saisie, dont les audiences sur les derniers droits provisoires pour Trans Mountain et les documents de conformité déposés par TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.

La Commission s'attend aussi à recevoir des demandes d'agrandissement de l'infrastructure pipelinière existante, dont deux aux termes de l'article 183 de la LRCE. Elle continuera à rendre des décisions dans les dossiers d'indemnisation liée aux aménagements d'infrastructure existants et proposés. La Commission poursuivra son examen des demandes d'Imperial Oil Resources N.W.T. Ltd. aux termes de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

Les travaux entourant l'examen quinquennal des CECE et des MPF-MMF se prolongeront jusque durant l'exercice 2024-2025, moment auquel la Commission rendra ses décisions sur les mécanismes de prélèvement et de mise de côté de fonds pour les sociétés utilisant des fiducies comme mode de financement de la cessation d'exploitation. Ces travaux constitueront la dernière étape de cet examen.

Au cours de l'exercice 2024-2025, la Commission s'emploiera à améliorer davantage l'efficacité de ses processus décisionnels et à mettre à l'essai des mesures pour réduire le délai entre la réception d'une demande présentée aux termes de l'article 214 de la LRCE et le moment où elle juge qu'elle est complète. Elle s'attachera aussi à faire profiter d'autres types de demandes, comme celles présentées aux termes de l'article 183 de la LRCE, de ces gains d'efficacité.

# Annexe A – Biographies des commissaires



## **Mark Watton, commissaire en chef**

Mark Watton a été nommé commissaire en chef en août 2022. Avant d’occuper ce poste, M. Watton était commissaire depuis 2019. Il compte 25 années d’expérience en élaboration de politiques gouvernementales et publiques, en litiges et en droit réglementaire. Il a d’abord été admis au Barreau de l’Ontario et a exercé comme avocat plaidant au bureau de Toronto de Fasken Martineau DuMoulin. Il a déménagé à Calgary pour entrer au service de l’Office national de l’énergie, prédécesseur de la Régie, en qualité de conseiller juridique sur de nombreuses demandes visant des projets d’envergure. Avant sa nomination à titre de commissaire à la Régie, M. Watton a occupé le poste d’avocat-conseil principal à TC Énergie. Il a également occupé des postes de direction et de conseiller en politiques pour de nombreux ministres dans plusieurs ministères fédéraux et au bureau du premier ministre. M. Watton est titulaire d’un baccalauréat en droit de l’Université Dalhousie avec spécialisation en droit maritime et en droit des affaires. Il est également titulaire d’un baccalauréat en sciences sociales (sciences politiques) de l’Université d’Ottawa et membre de la Law Society of Alberta.



## **Kathy Penney, commissaire en chef adjointe**

Le mandat de Kathy Penney a été reconduit en 2023. M<sup>me</sup> Penney cumule plus de 25 années d’expérience dans les domaines de la réglementation, de l’environnement, de la santé et de la sécurité, et ce, tant dans les secteurs public que privé. Elle possède une expertise en évaluation environnementale, processus d’assurance et de conformité en matière de santé, sécurité et environnement, audiences quasi judiciaires et du gouvernement fédéral relativement à des projets, consultation des collectivités et mobilisation des peuples autochtones. Au cours de sa carrière, elle a travaillé à l’entreprise de gestion environnementale Jacques Whitford, à Terre-Neuve-et-Labrador et dans l’Ouest canadien, ainsi qu’à la Royal Dutch Shell, au Canada et en Australie. Avant sa nomination au sein de la Commission de la Régie, elle était membre permanente de la Commission canadienne de sûreté nucléaire. Elle a siégé récemment à la commission de révision de l’évaluation foncière du comté de Rocky View. Elle est titulaire d’une maîtrise ès sciences de l’Université de la Colombie-Britannique et d’un baccalauréat ès sciences de l’Université de Toronto. M<sup>me</sup> Penney est chercheuse-boursière au Collège Pearson et détient un certificat en direction supérieure de l’Université Queen’s.



### **Mélanie Chartier, commissaire**

Mélanie Chartier a été nommée commissaire en 2021. Avocate de formation, elle compte plus de 20 années d'expérience dans divers domaines, dont le droit autochtone, le droit environnemental et le droit administratif. Principalement, elle a pratiqué au sein du ministère de la Justice. M<sup>me</sup> Chartier a également été membre de la Commission de l'immigration et du statut de réfugié du Canada de 2016 à 2019. Plus récemment, elle a agi comme avocate de la Couronne au Service des poursuites pénales du Canada, où elle engageait des poursuites pour infractions réglementaires. Elle est une ardente défenseuse des langues officielles. Elle a occupé différents rôles pour promouvoir les langues officielles au sein de la fonction publique fédérale et dans sa collectivité. M<sup>me</sup> Chartier est titulaire d'un baccalauréat en droit (civil) de l'Université Laval, d'un certificat de compétence en common law du Comité national sur les équivalences des diplômes du droit et d'une maîtrise en droit de l'Université de la Colombie-Britannique portant sur l'obligation de la Couronne de consulter les peuples autochtones.



### **Trena Grimoldby, commissaire**

Trena Grimoldby a été nommée commissaire en 2019. Elle compte 20 années d'expérience en droit réglementaire dans le secteur de l'énergie et en litiges. Elle a travaillé pour des organismes de réglementation provinciaux et fédéraux ainsi que pour des sociétés du secteur de l'énergie. Elle a aussi agi comme avocate auprès de propriétaires fonciers et de municipalités relativement à des questions réglementaires en matière d'énergie. Avant sa nomination à titre de commissaire, M<sup>me</sup> Grimoldby était présidente publique de l'Insurance Councils Appeal Board de l'Alberta. Elle a aussi été avocate à l'interne pour deux sociétés multinationales du secteur de l'énergie, une société énergétique du secteur intermédiaire, l'organisme albertain de réglementation du pétrole et du gaz et un cabinet privé. Elle est la représentante de la Régie à CAMPUT (Les régulateurs en énergie et de services publics du Canada), où elle est membre du comité de direction, en plus d'être coprésidente de la conférence annuelle 2024 de CAMPUT à Calgary. M<sup>me</sup> Grimoldby détient des certificats dans les domaines suivants : arbitrage avancé pour les organismes, commissions et tribunaux administratifs et principes fondamentaux du droit des peuples autochtones et du droit canadien, de l'Osgoode Hall Law School; mise en œuvre de la réglementation, de la Florence School of Regulation de l'Institut Universitaire Européen; cogestion des ressources naturelles, de l'Université de la Colombie-Britannique et du Haida Gwaii Institute. Elle est membre de la Law Society of Alberta, de l'Association du Barreau canadien, du Conseil des tribunaux administratifs canadiens, de l'Institut canadien d'administration de la justice, de l'American Energy Bar Association et de l'Institut des administrateurs de sociétés. Elle est également titulaire d'un baccalauréat en droit et d'un baccalauréat ès arts (anglais) de l'Université de l'Alberta. M<sup>me</sup> Grimoldby est Métisse et descendante de colons et elle maîtrise les deux langues officielles du Canada.



### **Wilma Jacknife, commissaire**

Le mandat de Wilma Jacknife, qui a été membre temporaire de l'Office national de l'énergie jusqu'en décembre 2018, a été reconduit en 2023. Elle exerce le droit depuis plus de 20 ans en cabinet privé et à titre de conseillère juridique de la Première Nation de Cold Lake, en Alberta. Elle se spécialise dans la gouvernance et la confection des lois pour les Premières Nations, la consultation et la négociation d'ententes sur les répercussions et les avantages, l'expansion d'entreprise, le droit administratif ainsi que le droit du travail et le droit successoral. Elle a en outre participé à des groupes de travail mixtes en vue de créer des cadres législatifs pour les Premières Nations au Canada (*Loi sur le Tribunal des revendications particulières*, *Loi sur le pétrole et le gaz des terres indiennes*, règlements d'application). Elle est titulaire d'un doctorat en sciences juridiques sur le droit et les politiques des peuples autochtones et, d'une maîtrise en droit sur le droit et les politiques des peuples autochtones de l'Université de l'Arizona, d'un baccalauréat en droit de l'Université de la Colombie-Britannique et de deux baccalauréats ès arts de l'Université de l'Alberta.



### **Stephania Luciuk, commissaire**

Le mandat de Stephania Luciuk a été reconduit en 2022. Avant sa nomination, M<sup>me</sup> Luciuk a exercé le droit pendant plus de 20 ans et a acquis une vaste expérience dans le secteur de l'énergie. Elle a été conseillère juridique à l'Impériale et à Canadian Oil Sands Limited et dans les cabinets privés Macleod Dixon et Fasken Martineau DuMoulin. Elle a exercé le droit dans les domaines de la réglementation, du commerce et de l'environnement, ainsi que de la mobilisation auprès des peuples autochtones en ce qui a trait à la mise en valeur du pétrole et du gaz classiques et non classiques et à l'exploitation des pipelines connexes. En 2017, elle a été nommée professeure adjointe à la Bissett School of Business de l'Université Mount Royal. Elle a également été commissaire à temps partiel de la Commission d'appel de l'indemnisation des travailleurs de l'Alberta et médiatrice pour la Cour provinciale de l'Alberta. Elle représente actuellement la Régie à la NARUC (National Association of Regulatory Utility Commissioners). M<sup>me</sup> Luciuk est titulaire d'un doctorat en jurisprudence de l'Osgoode Hall Law School de l'Université York et d'une maîtrise en droit international de l'environnement portant sur la protection de l'eau douce de l'Université Dalhousie.



### **Sandor Sajnovics, commissaire**

Sandor Sajnovics a été nommé commissaire en 2023. M. Sajnovics compte plus de 15 ans d'expérience à titre d'avocat et de comptable au gouvernement et dans l'industrie et a notamment exercé des fonctions liées aux audits de conformité et au droit environnemental, réglementaire et autochtone. Il est avocat et comptable (CPA, CGA) et est titulaire d'un baccalauréat en droit, d'un baccalauréat ès arts en économie et d'un baccalauréat en commerce de l'Université du Manitoba. Avant sa nomination, M. Sajnovics était avocat au ministère de la Justice et apportait son soutien au ministère des Relations Couronne-Autochtones et Affaires du Nord Canada. Il a également occupé les fonctions d'avocat général pour le South Calgary Primary Care Network, d'avocat de la commission pour l'Alberta Utilities Commission, de conseiller juridique pour KGHM International Ltd., de conseiller juridique pour Cenovus Energy Inc. et d'analyste de la réglementation et de vérificateur au ministère de l'Énergie du gouvernement de l'Alberta.

## Annexe B – Travaux à la suite de demandes

Les diagrammes ci-après comprennent les demandes ayant fait l'objet d'une évaluation courante (pour lesquelles le demandeur a été la seule partie intéressée) et celles pour lesquelles la Régie a engagé un processus d'audience publique afin de recueillir des renseignements de personnes autres que le demandeur dans le cadre de son évaluation.

Une demande présentée aux termes de la LRCE peut être accompagnée de demandes relevant de plusieurs parties de cette même loi ou de ses règlements d'application. Chaque demande déposée n'est comptée qu'une seule fois dans le tableau, telle qu'elle a été reçue, et une seule fois comme ayant fait l'objet d'une décision ou d'une recommandation.

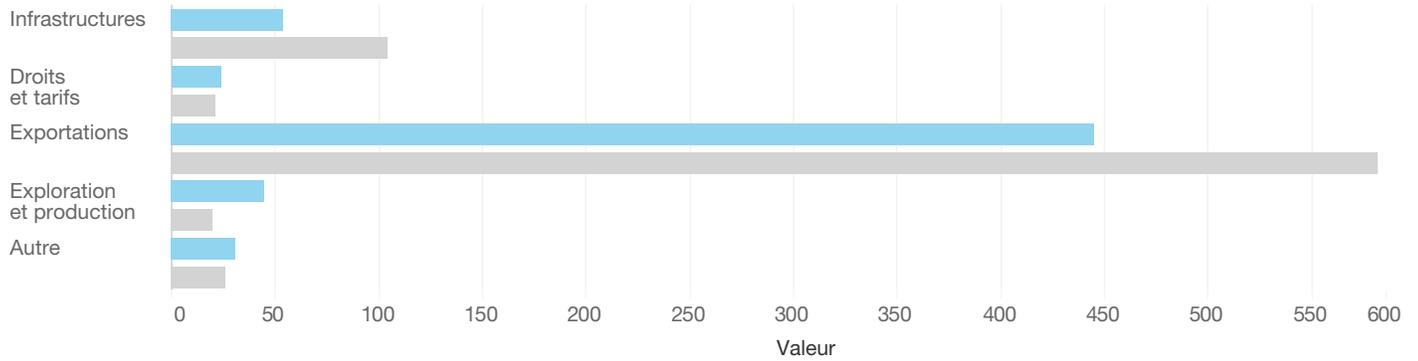
Les deux visualisations ci-dessous présentent les travaux à la suite de demandes déposées auprès de la Régie pour l'exercice 2023-2024.

La visualisation B.1 (Résumé des travaux à la suite de demandes en 2023-2024) résume l'information qui se trouve dans les visualisations B.2 et B.3. Elle présente le total de l'ensemble des travaux liés aux demandes.

Les visualisations B.2 et B.3 (Détails des travaux à la suite de demandes en 2023-2024 et Détails des travaux en 2023-2024 – Décisions et recommandations) présentent en détail toutes les demandes reçues, ainsi que les décisions rendues et les recommandations formulées en 2023-2024.

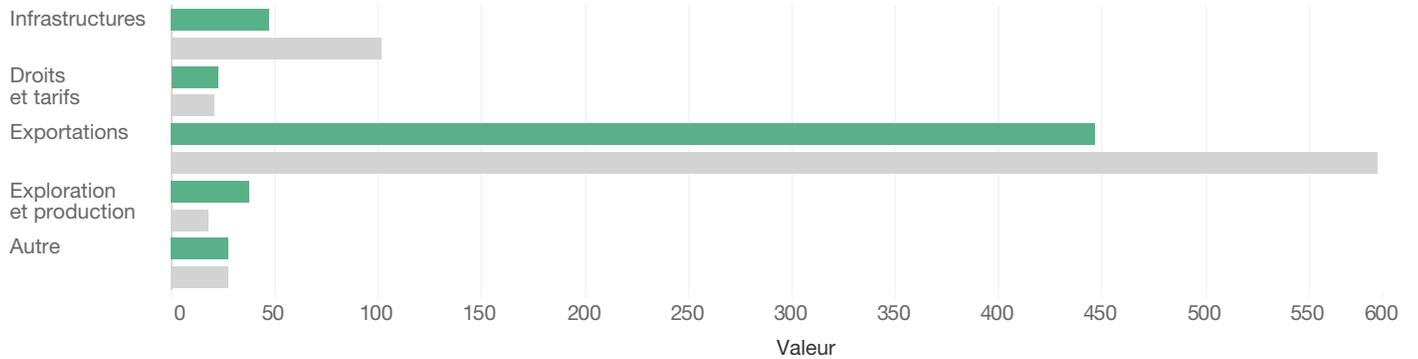
**Note :** Les licences et ordonnances d'importation n'étant plus exigées en vertu de la LRCE, cette catégorie a été renommée « Exportations » dans les visualisations ainsi que dans les détails des travaux à la suite de demandes. Toutefois, la moyenne sur cinq ans inclut toujours les données sur les importations et les exportations des années précédentes.

### Demands reçues durant l'exercice 2023-2024 par rapport à la moyenne sur cinq ans



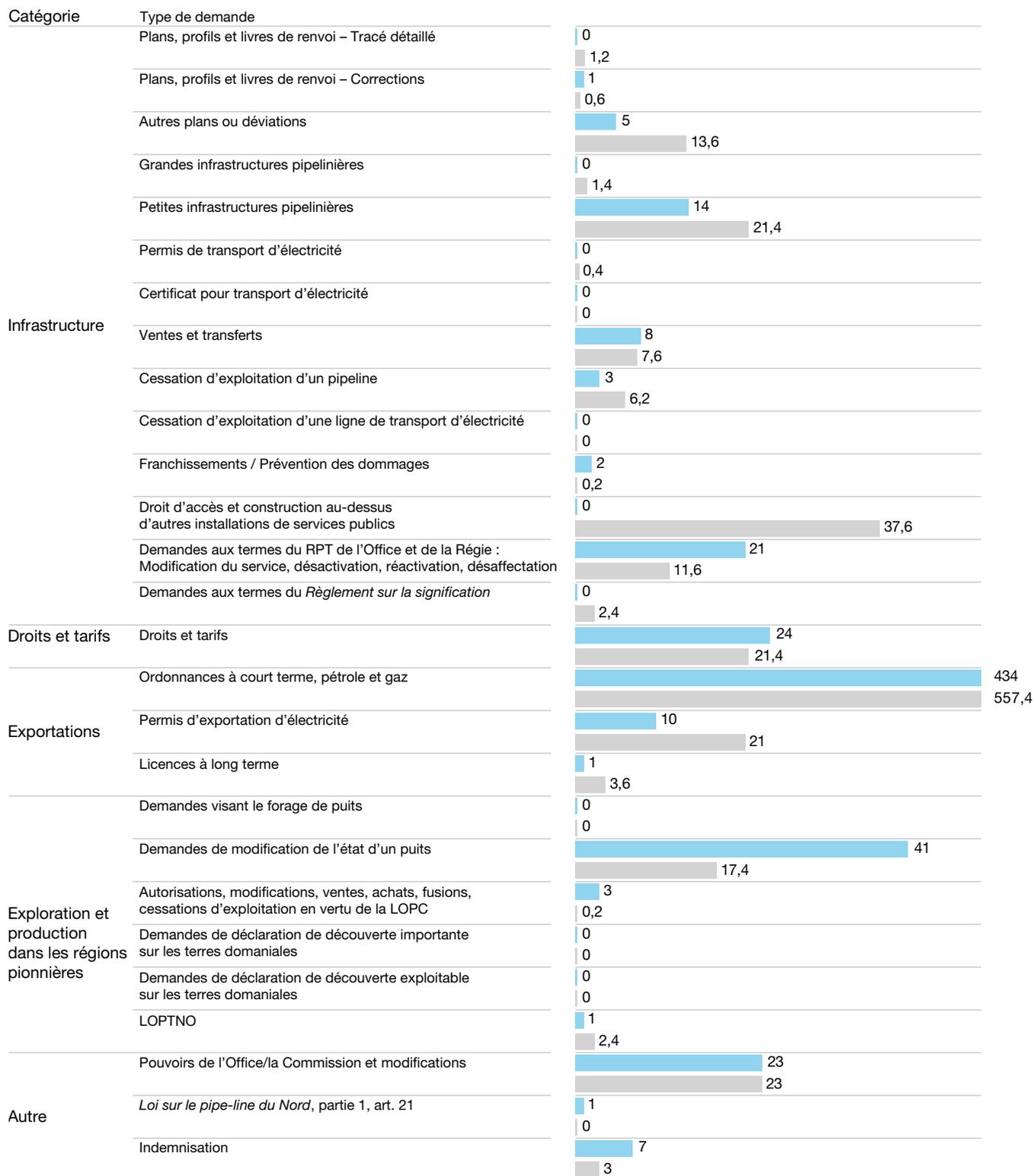
■ Nombre de demandes reçues – Exercice 2023-2024  
 ■ Demands reçues – Moyenne sur cinq ans

### Décisions rendues ou recommandations formulées durant l'exercice 2023-2024 par rapport à la moyenne sur cinq ans



■ Nombre de décisions rendues ou de recommandations formulées – Exercice 2023-2024  
 ■ Décisions rendues ou recommandations formulées – Moyenne sur cinq ans

## Visualisation B.2 – Détails des travaux à la suite de demandes en 2023-2024



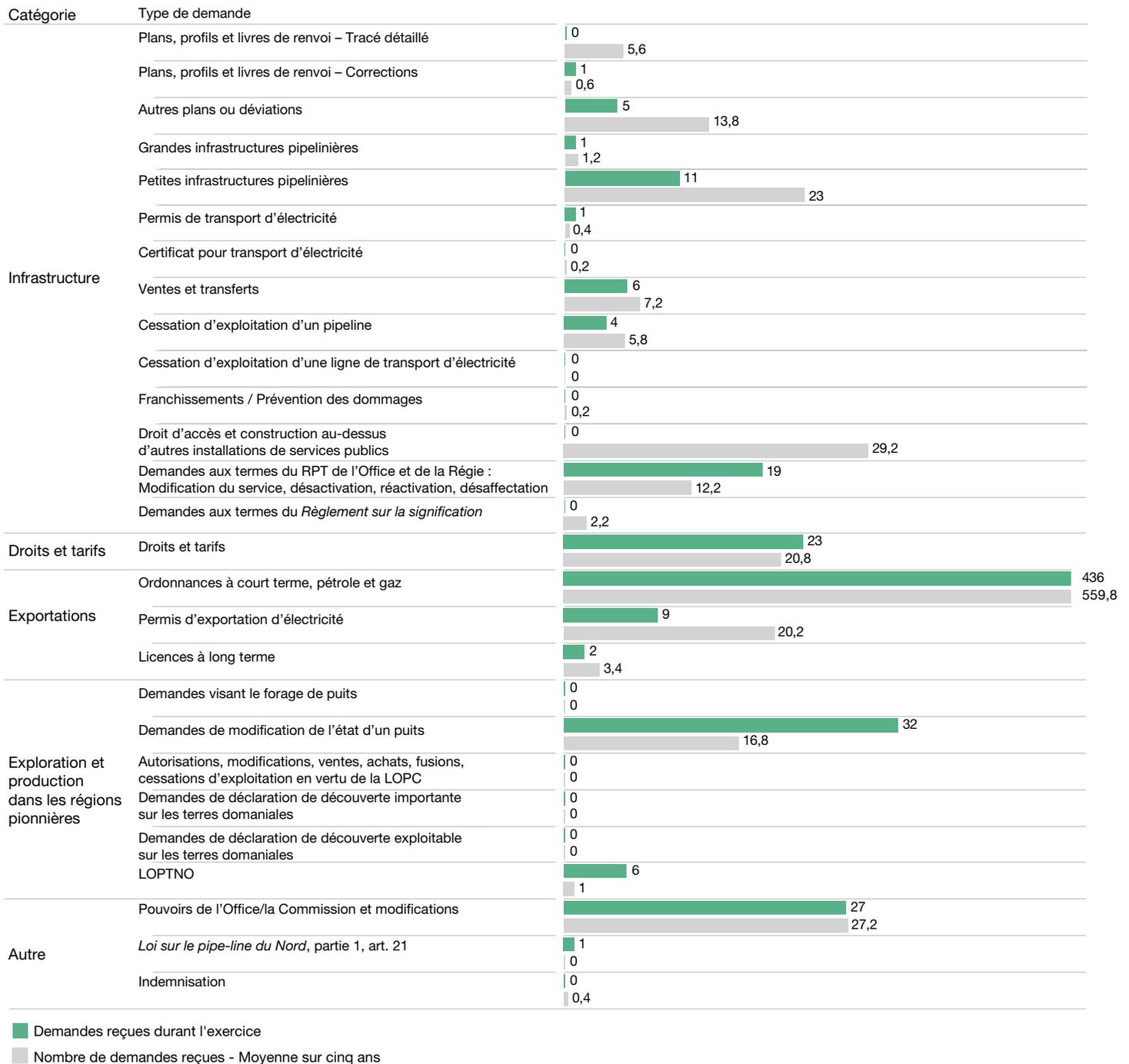
■ Demandes reçues durant l'exercice

■ Nombre de demandes reçues - Moyenne sur cinq ans

## Travaux à la suite de demandes en 2023-2024

Catégorie	Type de demande	Nombre de demandes reçues	Moyenne sur 5 ans
Infrastructures	Plans, profils et livres de renvoi – Tracé détaillé	0	1,2
	Plans, profils et livres de renvoi – Corrections	1	0,6
	Autres plans ou déviations	5	13,6
	Grandes infrastructures pipelinières	0	1,4
	Petites infrastructures pipelinières	14	21,4
	Permis de transport d'électricité	0	0,4
	Certificat pour transport d'électricité	0	0,0
	Ventes et transferts	8	7,6
	Cessation d'exploitation d'un pipeline	3	6,2
	Cessation d'exploitation d'une ligne de transport d'électricité	0	0,0
	Franchissements / Prévention des dommages	2	0,2
	Droit d'accès et construction au-dessus d'autres installations de services publics	0	37,6
	Demandes aux termes du RPT de l'Office et de la Régie : Modification du service, désactivation, réactivation, désaffectation	21	11,6
	Demandes aux termes du <i>Règlement sur la signification</i>	0	2,4
Droits et tarifs	Droits et tarifs	24	21,4
Exportations	Ordonnances à court terme, pétrole et gaz	434	557,4
	Permis d'exportation d'électricité	10	21,0
	Licences à long terme	1	3,6
Exploration et production dans les régions pionnières	Demandes visant le forage de puits	0	0,0
	Demandes de modification de l'état d'un puits	41	17,4
	Autorisations, modifications, ventes, achats, fusions, cessations d'exploitation en vertu de la LOPC	3	0,2
	Demandes de déclaration de découverte importante sur les terres domaniales	0	0,0
	Demandes de déclaration de découverte exploitable sur les terres domaniales	0	0,0
	LOPTNO	1	2,4
Autre	Pouvoirs de l'Office/la Commission et modifications	23	23,0
	<i>Loi sur le pipe-line du Nord</i> , partie 1, art. 21	1	0,0
	Indemnisation	7	3,0

## Visualisation B.3 – Détails des travaux en 2023-2024 – Décisions et recommandations



## Détails des travaux en 2023-2024 – Décisions et recommandations

Catégorie	Type de demande	Nombre de décisions ou recommandations	Moyenne sur 5 ans
Infrastructures	Plans, profils et livres de renvoi – Tracé détaillé	0	5,6
	Plans, profils et livres de renvoi – Corrections	1	0,6
	Autres plans ou déviations	5	13,8
	Grandes infrastructures pipelinières	1	1,2
	Petites infrastructures pipelinières	11	23,0
	Permis de transport d'électricité	1	0,4
	Certificat pour transport d'électricité	0	0,2
	Ventes et transferts	6	7,2
	Cessation d'exploitation d'un pipeline	4	5,8
	Cessation d'exploitation d'une ligne de transport d'électricité	0	0,0
	Franchissements / Prévention des dommages	0	0,2
	Droit d'accès et construction au-dessus d'autres installations de services publics	0	29,2
	Demandes aux termes du RPT de l'Office et de la Régie : Modification du service, désactivation, réactivation, désaffectation	19	12,2
	Demandes aux termes du <i>Règlement sur la signification</i>	0	2,2
Droits et tarifs	Droits et tarifs	23	20,8
Exportations	Ordonnances à court terme, pétrole et gaz	436	559,8
	Permis d'exportation d'électricité	9	20,2
	Licences à long terme	2	3,4
Exploration et production dans les régions pionnières	Demandes visant le forage de puits	0	0,0
	Demandes de modification de l'état d'un puits	32	16,8
	Autorisations, modifications, ventes, achats, fusions, cessations d'exploitation en vertu de la LOPC	0	0,0
	Demandes de déclaration de découverte importante sur les terres domaniales	0	0,0
	Demandes de déclaration de découverte exploitable sur les terres domaniales	0	0,0
	LOPTNO	6	1,0
Autre	Pouvoirs de l'Office/la Commission et modifications	27	27,2
	<i>Loi sur le pipe-line du Nord</i> , partie 1, art. 21	1	0,0
	Indemnisation	0	0,4

# Annexe C – Résumé des décisions et recommandations publiées par la Commission et des demandes d’audience en cours d’examen

La Commission rend des décisions sur de nombreuses questions en vertu de la LRCE. Elles peuvent viser, par exemple, des demandes concernant de petites installations, comme celles évaluées aux termes de l’article 214 de la LRCE, des demandes de cessation d’exploitation d’installations devenues inutiles, des plaintes sur des questions foncières, des questions touchant l’indemnisation ainsi que des demandes relatives à de grands projets pipeliniers, examinées aux termes de l’article 183 de cette même loi. Elle peut aussi être appelée à rendre des décisions sur des plaintes des expéditeurs, à mener des audiences sur les droits des sociétés ou les coûts estimatifs de cessation d’exploitation ou encore à l’égard de demandes de permis et de certificats pour le transport d’électricité.

Les processus de la Commission sont justes, inclusifs, transparents et efficaces. La Commission exerce ses attributions de manière à respecter les engagements du gouvernement du Canada à l’égard des droits des peuples autochtones et offre aux parties prenantes des occasions véritables de participer à ses processus. Elle assure ainsi la sécurité de l’infrastructure énergétique du Canada, protège la population et l’environnement et améliore la compétitivité du Canada à l’échelle mondiale.

## Décisions et recommandations de la Commission durant l’exercice 2023-2024

Des rapports de décision et de recommandation sont rédigés à l’issue des instances plus importantes et plus formelles (comme pour les demandes présentées aux termes de l’article 183 de la LRCE, les plaintes relatives aux droits et tarifs, etc.). Les décisions rendues et les recommandations formulées par la Commission du 1<sup>er</sup> avril 2023 au 31 mars 2024 sont décrites ci-dessous.

### Infrastructure pipelinère

*NorthRiver Midstream de NEBC Connector GP Inc. – Projet de raccordement dans le nord-est de la Colombie-Britannique*

**Recommandation :** La Commission a jugé que le projet comporte un caractère d’utilité publique, tant pour le présent que pour l’avenir, et a recommandé son approbation au gouverneur en conseil. Elle a assorti cette approbation de 49 conditions, dont plusieurs visant à réduire l’apport du projet aux effets cumulatifs dans la zone d’aménagement, notamment sur le poisson et son habitat, la faune et son habitat, les terres et les ressources traditionnelles, qui sont tous touchés par les effets cumulatifs existants. Le gouverneur en conseil a agréé la délivrance d’un certificat d’utilité publique le 21 décembre 2023, sans modifier les conditions recommandées.

**Renseignements généraux :** Le projet de raccordement dans le nord-est de la Colombie-Britannique consiste en deux pipelines parallèles de petit diamètre de 215 km de long destinés à transporter des liquides de gaz naturel et des condensats d’une installation existante située à 25 km au nord-ouest de Wonowon, en Colombie-Britannique, jusqu’à une colonne montante dans la région de Gordondale, en Alberta. Sur environ 91 %, le tracé proposé longe des perturbations linéaires existantes. Durant le processus d’audience, trois ateliers sur la conception du processus, l’évaluation des effets cumulatifs et l’élaboration du plan de compensation de NorthRiver ont été tenus. Des audiences orales ont été menées pour faire l’audition du savoir autochtone et ont donné lieu à des contre-interrogatoires et des

plaidoiries. Vingt-six intervenants ont participé à l'audience, dont 21 communautés autochtones, quatre ministères et un propriétaire de terrains. Le coordonnateur des consultations de la Couronne de la Régie a aussi pris une part active au processus d'audience, durant lequel il a formulé des recommandations à la Commission, qui ont presque toutes été reprises dans le rapport de recommandation de la Commission adressé au gouverneur en conseil. Dans son approbation, cette dernière n'a fait aucun ajout ni aucun changement aux conditions.

**Numéro de l'ordonnance d'audience :** OH-001-2022

La Commission a publié son rapport de recommandation le 18 octobre 2023.

**Approbation du gouverneur en conseil :** Le 21 décembre 2023

**Numéro de l'ordonnance :** Certificat OC-067 et ordonnance XO-003-2023

**Numéro de dossier REGDOCS :** [Dossier [C26744](#)]

**Formation de commissaires :** K. Penney (présidant l'audience), M. Watton et W. Jacknife

### **Modifications de pipelines**

*Trans Mountain Pipeline ULC – Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Certificat d'utilité publique OC-065 – Demande de déviation aux termes de l'article 211 de la feuille M002-PM03011-014 des plan, profil et livre de renvoi (« PPLR »)*

**Décision :** La Commission a approuvé une déviation de 1,3 km du tracé du pipeline dans la région de Pípsell (lac Jacko), en Colombie-Britannique.

**Renseignements généraux :** Trans Mountain a présenté une demande de modification du tracé après avoir rencontré de sérieuses difficultés techniques lors du microtunnelage le long d'une partie du tracé approuvé. Pour contourner ces difficultés géotechniques, la société a proposé de remplacer la méthode de construction par microtunnelage par une combinaison de tranchée à ciel ouvert classique et de forage directionnel horizontal, d'où la nécessité de modifier le tracé sur un tronçon de 1,3 km. Le nouveau tracé et l'emplacement des travaux proposés se trouvent dans une région qui est importante sur les plans spirituel et culturel pour la Nation Stk'emlupsemc te Secwepemc, qui s'est opposée à la demande. Le caucus autochtone du comité consultatif et de surveillance autochtone du projet d'agrandissement et du pipeline de Trans Mountain en place a déposé une lettre de commentaires relativement à la demande. Pour examiner celle-ci, la Commission a mené un processus accéléré qui a consisté à demander des observations écrites et à solliciter des étapes au processus auprès de la Nation et de Trans Mountain, ainsi que des demandes de renseignements entre les deux parties et de la part de la Commission. Une audience orale de trois jours s'est tenue à Calgary, en Alberta, au cours de laquelle la Commission a entendu la présentation orale du savoir autochtone de la Nation ainsi que le contre-interrogatoire et la plaidoirie des parties. La Commission a tiré un certain nombre de conclusions sur la faisabilité technique du microtunnelage, a mis en balance les intérêts de la société, a pris en compte les droits et les intérêts de la Nation et l'incidence de la Déclaration des Nations Unies pour finalement conclure, au vu de la preuve déposée, que la déviation était nécessaire.

**Numéro de l'ordonnance d'audience :** s.o.

La Commission a publié sa lettre de décision le 25 septembre 2023 et ses motifs de décision le 20 octobre 2023.

**Numéro de l'ordonnance :** AO-003-OPL-003-2020

**Numéro de dossier REGDOCS :** [Dossier [C26807](#)]

**Formation de commissaires :** K. Penney (présidant l'audience), S. Luciuk et M. Watton

*Trans Mountain Pipeline ULC – Demande de modification du diamètre, du revêtement et de l'épaisseur de la paroi de la conduite – Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Forage directionnel horizontal au tronçon Mountain 3, article 69 de la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*

**Décision :** La Commission a rejeté la demande de Trans Mountain visant à modifier l'annexe A du certificat OC-065 en ce qui concerne le diamètre, l'épaisseur de paroi et le revêtement d'une section d'environ 2,3 km du pipeline entre Hope et Chilliwack, en Colombie-Britannique, sur le tronçon du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain allant de Black Pines à Burnaby.

**Renseignements généraux :** Dans sa demande de modification et dans sa plaidoirie qui a suivi, Trans Mountain a demandé qu'une décision soit rendue au plus tard le 30 novembre 2023 pour permettre l'achèvement rapide du forage directionnel horizontal au tronçon Mountain 3 et du projet lui-même. La Commission a mené un processus accéléré et a tenu une audience orale d'une journée. Trans Mountain a proposé comme solution de rechange d'installer une conduite NPS 30 sur le tronçon de 2,3 km de long visé par le forage directionnel horizontal (plutôt que la conduite NPS 36 approuvée), car ce dernier s'avérait très difficile en raison de la dureté du roc et de la complexité d'un tel forage sur une telle distance. La société a fait valoir qu'elle ne pouvait pas prévoir comment se dérouleraient les activités d'alésage jusqu'à un diamètre de 48 pouces, qui risquait d'entraîner la perte d'appareils et un autre retard, et que le tronçon Mountain 3 était essentiel pour respecter la date de mise en service du projet. La Commission a jugé que Trans Mountain n'avait pas démontré qu'elle avait respecté son plan de gestion de la qualité, déposé aux termes de la condition 9 du certificat, ni qu'elle aurait la capacité nécessaire pour mener une inspection interne complète au début de l'exploitation.

**Numéro de l'ordonnance d'audience :** s.o.

La Commission a publié sa lettre de décision le 5 décembre 2023 et ses motifs de décision le 20 décembre 2023.

**Numéro de l'ordonnance :** s.o.

**Numéro de dossier REGDOCS :** [\[Dossier C27768\]](#)

**Formation de commissaires :** K. Penney (présidant l'audience), T. Grimoldby et S. Sajnovics

*Trans Mountain Pipeline ULC – Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain –  
Certificat d'utilité publique OC-065 – Demande de modification et d'exemption d'une condition du certificat*

**Décision :** La Commission a approuvé la demande de Trans Mountain présentée aux termes de l'article 190 visant à modifier l'annexe A du certificat OC-065 en ce qui concerne le diamètre, l'épaisseur de paroi et le revêtement d'une section d'environ 2,3 km du pipeline entre Hope et Chilliwack, en Colombie-Britannique, sur le tronçon du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain allant de Black Pines au terminal de réservoirs Burnaby. Elle a aussi accédé à la demande de la société d'être soustraite à l'exigence de respecter le plan de gestion de la qualité déposé en application de la condition 9 du certificat.

**Renseignements généraux :** Dans sa demande de modification du 14 décembre 2023, Trans Mountain a sollicité une décision au plus tard le 9 janvier 2024 afin d'éviter des retards dans le projet et de tenir compte des conséquences importantes qu'ils entraîneraient pour elle-même et les tierces parties. Pour donner suite à la demande, la Commission a mené un processus accéléré et a tenu une audience orale d'une journée. Trans Mountain a proposé une nouvelle fois comme solution de rechange d'installer une conduite NPS 30 sur le tronçon de 2,3 km visé par le forage directionnel horizontal (plutôt que la conduite NPS 36 approuvée) et a réitéré qu'au cours des opérations de forage du tronçon Mountain 3, elle avait rencontré plusieurs difficultés complexes, dont la dureté du roc (qui a causé une usure prématurée de l'outillage) et la présence de multiples zones fracturées dans le substratum rocheux (qui a occasionné une forte infiltration d'eau). Elle a fait valoir que s'il fallait poursuivre les travaux prévus et installer une conduite NPS 36, il y aurait un risque important que le trou de forage soit compromis ou que le forage directionnel horizontal échoue complètement, ce qui se traduirait par un retard d'environ deux ans dans le calendrier des travaux. Dans sa demande

de modification de décembre, Trans Mountain a présenté d'autres éléments de preuve sur les difficultés techniques rencontrées, l'incidence sur la conception et l'exploitation et ses processus de gestion de la qualité. La Commission a jugé que la demande de modification et les pièces déposées par la suite répondaient de façon satisfaisante à ses préoccupations à l'égard de la capacité de la société de mener une inspection interne et de la qualité des matériaux.

**Numéro de l'ordonnance d'audience :** s.o.

La Commission a publié sa lettre de décision le 12 janvier 2024 et ses motifs de décision le 31 janvier 2024.

**Numéro de l'ordonnance :** AO-012-OC-065

**Numéro de dossier REGDOCS :** [Dossier [C28265](#)]

**Formation de commissaires :** K. Penney (présidant l'audience), T. Grimoldby et S. Sajnovics

### **Lignes internationales de transport d'électricité**

*Demande de permis pour la ligne d'interconnexion Hertel-New York présentée par Hydro-Québec (aux termes de l'article 248 de la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie)*

**Décision :** La Commission a accédé à la demande d'Hydro-Québec et a délivré le permis EP-306 en vertu de l'article 248 de la LRCE. Le permis était assorti de 23 conditions.

**Renseignements généraux :** Le 8 juillet 2022, Hydro-Québec a présenté une demande de permis pour la construction et l'exploitation d'une ligne de transport souterraine à courant continu de 400 kV d'une longueur d'environ 58 km, allant du poste Hertel à La Prairie, au Québec, jusqu'à un point d'interconnexion à la frontière canado-américaine, sous la rivière Richelieu. Le projet est situé au Québec, et la plus grande partie du réseau d'Hydro-Québec est sous réglementation provinciale. Le gouvernement du Québec a approuvé le projet en juin 2023. La Régie a compétence sur les lignes de transport d'électricité qui franchissent une frontière internationale. La Commission a délivré le permis EP-306 pour le projet en juillet 2023, lequel était assorti de 23 conditions. Le projet est soutenu par le conseil des Mohawks de Kahnawà:ke, avec qui Hydro-Québec a signé un protocole d'entente prévoyant la négociation d'un accord final aux termes duquel le conseil des Mohawks de Kahnawà:ke deviendrait copropriétaire avec Hydro-Québec de la partie de la ligne de transport en sol québécois. Une fois le projet terminé, il fournira de l'électricité à l'État de New York.

**Numéro de l'ordonnance d'audience :** s.o.

**Numéro de permis :** EP-306

**Numéro de dossier REGDOCS :** [Dossier [C25602](#)]

**Formation de commissaires :** M. Chartier (présidant l'audience), T. Grimoldby et S. Luciuk

### **Décisions visant des droits et tarifs**

*Pipelines Trans-Nord Inc. (« Trans-Nord ») – Demande d'approbation de l'entente de règlement avec droits incitatifs*

**Décision :** L'entente de règlement avec droits incitatifs a été approuvée le 19 décembre 2023. Elle tenait compte de la configuration du pipeline de Trans-Nord entre l'Ontario et le Québec, qui est constitué de deux tronçons : un premier de Montréal, au Québec, à Toronto, en Ontario, et un second, Nanticoke à Toronto, toutes deux en Ontario.

**Renseignements généraux :** Trans-Nord a d'abord tenté de conclure un accord avec ses expéditeurs, en se guidant sur les *Lignes directrices révisées relatives aux règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs* de la Régie. Aucun accord n'ayant été conclu, elle a présenté la demande. Deux expéditeurs de Trans-Nord ont participé

à l'audience à titre d'intervenants : la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée, qui soutenait l'entente de règlement, et Produits Suncor Énergie, qui s'y opposait. Deux autres expéditeurs n'ont pas participé à l'audience comme intervenants, mais Shell a tout de même déposé une lettre soutenant l'entente. La Commission a jugé que l'entente de règlement donnerait lieu à des droits justes et raisonnables. La conception des droits selon deux tronçons permettrait vraisemblablement de réduire l'interfinancement actuel et est plus conforme au principe fondamental de conception des droits voulant que les expéditeurs paient en fonction de leur utilisation plutôt qu'en appliquant une méthode de droits intégraux. Les droits seront désormais établis pour chaque tronçon du réseau plutôt que selon la méthode actuelle, selon laquelle tous les expéditeurs sont facturés en fonction des coûts de l'ensemble du réseau de Trans-Nord. La Commission a aussi jugé que les droits visés par l'entente de règlement sont généralement concurrentiels par rapport aux options de transport ferroviaire et maritime.

**Numéro de l'ordonnance d'audience :** RH-001-2023

La Commission a publié sa décision, ses motifs de décision et une ordonnance le 19 décembre 2023.

**Numéro de l'ordonnance :** TO-002-2023

**Numéro de dossier REGDOCS :** [Dossier [C27751](#)]

**Formation de commissaires :** K. Penney (présidant l'audience), T. Grimoldby et S. Luciuk

*NOVA Gas Transmission Ltd. (« NGTL ») – Demande visant à confirmer la méthode de conception des droits pour la canalisation principale North Montney*

**Décision :** Le 27 mars 2024, la Commission a approuvé la demande de NGTL relative aux droits sur la canalisation principale North Montney de la société.

**Renseignements généraux :** Le 23 mai 2023, NGTL a présenté une demande visant à confirmer la méthode de conception des droits pour la canalisation principale North Montney déposée en application de la condition 2 de l'ordonnance TG-002-2020 du 20 mars 2020. Cette condition exigeait de NGTL qu'elle présente une nouvelle demande à la Commission pour faire approuver une méthode de conception des droits pour la canalisation principale North Montney si, pendant la durée d'exploitation de celle-ci, le gaz transporté est livré, en tout ou en partie, à de nouveaux marchés d'importance, comme le marché du gaz naturel liquéfié sur la côte du Pacifique. La proposition de NGTL consistait à raccorder la canalisation principale North Montney au pipeline Coastal GasLink au point d'interconnexion Willow Valley et en une mise en service en avril 2024. Puisque le pipeline Coastal GasLink devait transporter du gaz jusqu'aux installations d'exportation de LNG Canada Development Inc. sur la côte Ouest, NGTL devait présenter une demande. Les plaidoiries finales ont eu lieu à Calgary, en Alberta, le 9 janvier 2024. La Commission a statué que la méthode de conception des droits proposée par NGTL était juste et raisonnable après le début des livraisons à l'interconnexion Willow Valley. Elle a aussi imposé d'autres conditions de consultation à NGTL.

**Numéro de l'ordonnance d'audience :** RH-003-2023

La Commission a publié sa décision le 27 mars 2024.

**Numéro de l'ordonnance :** TG-002-2024

**Numéro de dossier REGDOCS :** [Dossier [C29055](#)]

**Formation de commissaires :** S. Luciuk (présidant l'audience), T. Grimoldby et S. Sajnovics

*Demande de révision et de modification de TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (« Keystone ») concernant la décision dans l'audience RH-005-2020*

**Décision :** Le 26 juillet 2023, la Commission a rejeté la demande, concluant que Keystone n'avait pas, *prima facie*, soulevé de doute quant au bien-fondé de la décision RH-005-2020.

**Renseignements généraux :** Le 23 janvier 2023, Keystone a présenté une demande de révision et de modification de la décision de la Commission sur le volet 1 de l'instance RH-005-2020. Dans la demande, Keystone alléguait que la Commission avait commis une erreur dans sa décision sur la question du recouvrement de certains frais. Cette décision exigeait de Keystone qu'elle retire des coûts de ses droits variables, notamment ceux afférents à l'utilisation d'un agent réducteur de traînée. Dans sa demande du 23 janvier 2023, Keystone a allégué qu'il y avait un doute quant au bien-fondé de la décision RH-005-2020 et a déposé la demande de révision et de modification. Dans le cadre du processus décisionnel, la Commission a sollicité les commentaires des personnes intéressées et a reçu des lettres de Phillips 66 Canada Ltd., de Cenovus Energy Inc., de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée et de HF Sinclair Refining Marketing LLC, qui se sont toutes opposées à la demande de révision et de modification de Keystone.

**Numéro de l'ordonnance d'audience :** AO-001-RH-005-2020

La Commission a publié ses motifs de décision le 26 juillet 2023.

**Numéro de dossier REGDOCS :** [Dossier [C25670](#)]

**Formation de commissaires :** T. Grimoldby (présidant l'audience), S. Luciuk et M. Chartier

### **Exploration et production en régions pionnières**

*Projet de sécurité énergétique des Inuvialuit – Demandes présentée aux termes de l'ordonnance d'audience MH-002-2022*

- Demande d'autorisation de travaux préliminaires déposée le 24 juin 2022
- Demande relative au reconditionnement d'un puits déposée le 29 juillet 2022
- Demande relative au centre énergétique (installation et exploitation) déposée le 30 septembre 2022

**Décisions :** Trois autorisations ont été accordées au terme de l'ordonnance d'audience MH-002-2022, dont l'approbation par la Commission, le 28 juin 2023, de la demande visant à réaliser des travaux préliminaires sur le site et celle de reconditionnement d'un puits pour le projet de sécurité énergétique des Inuvialuit, ainsi que l'approbation de la demande relative au centre énergétique (installation et exploitation), le 7 mars 2024.

D'autres décisions ont été rendues au cours de l'exercice dans ce dossier, dont la modification du plan de mise en valeur (passant de gaz naturel liquéfié à du gaz naturel comprimé), approuvée le 22 juin 2023, et l'autorisation relative au puits TUK M-18, le 23 février 2024.

**Renseignements généraux :** Le projet de sécurité énergétique des Inuvialuit comprend la construction d'une usine à gaz (centre énergétique) où l'on convertira du gaz naturel en gaz naturel comprimé et en diesel synthétique pour une utilisation régionale dans la ville d'Inuvik et le hameau de Tuktoyaktuk. Ce projet réduira ainsi la dépendance de cette région sur le combustible qui doit être transporté par camions ou par barges à partir de régions du Canada situées plus au sud. Le projet se trouve à environ 16 km au sud de Tuktoyaktuk, dans les Territoires du Nord-Ouest, dans la région désignée des Inuvialuit, sur des terres privées inuvialuit. Les Inuvialuit détiennent et administrent les intérêts de surface et souterrains sur les terres privées pour le projet, et les communautés autochtones ont appuyé unanimement le projet. Relevant de la *Loi sur les opérations pétrolières* des Territoires du Nord-Ouest et de ses règlements d'application, le projet a donné lieu à la première audience publique tenue par la Commission en vertu de cette loi. Il s'est aussi traduit

par des décisions sur le plan de mise en valeur et a fait l'objet d'un examen du Comité d'étude des répercussions environnementales des Inuvialuit en vertu de la *Convention définitive des Inuvialuit*, qui a rendu ses décisions en 2021, soit avant que les demandes soient présentées à la Commission.

**Numéro de l'ordonnance d'audience :** MH-002-2022

La Commission a rendu ses décisions le 28 juin 2023 et le 7 mars 2024.

**Numéros d'ordonnances :** OA-1414-001, OA-1414-002, OA-1414-003

**Numéro de dossier REGDOCS :** [Dossiers [C25240](#), [C25800](#), [C28698](#)]

**Formation de commissaires :** M. Watton (présidant l'audience), K. Penney et W. Jacknife

## Demandes d'audience en cours

Les demandes qui suivent étaient en cours d'examen par la Commission durant l'exercice 2023-2024 et donneront lieu à des décisions ou à des recommandations de celle-ci.

### Droits et tarifs

*TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. – Dépôt pour se conformer à la décision RH-005-2020*

**Disposition :** Partie 3, article 230 de la LRCE

**Renseignements généraux :** Le 14 décembre 2022, la Commission a rendu sa décision sur le volet 1 de l'instance RH-005-2020, qui portait sur une plainte de Phillips 66 Canada Ltd. et de Cenovus Energy Inc. concernant les droits proposés par Keystone. L'ordonnance sur les droits TO-005-2022 qui a suivi ordonnait à Keystone de recalculer et de déposer de nouveau les droits pour les années 2020 et 2021 après y avoir retranché certains coûts afférents à l'utilisation d'un agent réducteur de traînée, certains coûts liés au capital et certains frais financiers. Keystone a déposé le document exigé dans l'ordonnance TO-005-2022 le 14 avril 2023, qui proposait une méthode pour comptabiliser les coûts afférents à l'utilisation d'un agent réducteur de traînée. La Commission a établi un processus pour examiner le document en question, qui comprend un contre-interrogatoire et une plaidoirie orale qui doivent se dérouler à l'été 2024.

**Numéro de l'ordonnance d'audience :** AO-001-RH-005-2020

**Numéro de dossier REGDOCS :** [Dossier [C24055](#)]

**Formation de commissaires :** T. Grimoldby (présidant l'audience), S. Luciuk et M. Chartier

*Trans Mountain Pipeline ULC – Demande visant à faire approuver les droits provisoires exigibles à compter de la mise en service du réseau pipelinier agrandi de Trans Mountain et d'autres questions associées au transport d'hydrocarbures*

**Disposition :** Partie 1, article 67, et partie 3, article 230, de la LRCE

**Renseignements généraux :** Le 1<sup>er</sup> juin 2023, Trans Mountain a présenté une demande visant à faire approuver les droits provisoires exigibles sur son réseau pipelinier agrandi et d'autres questions associées au transport d'hydrocarbures. Les droits provisoires s'appliqueront au réseau pipelinier de Trans Mountain à compter de la mise en service du réseau agrandi. Le 30 novembre 2023, la Commission a rendu une décision préliminaire qui s'attachait à un ensemble de questions plus circonscrit et a institué un processus pour examiner des observations plus détaillées et des questions plus larges liées à l'établissement des derniers droits provisoires. L'audience sur ces derniers se poursuit et devrait se terminer en 2025.

**Numéro de l'ordonnance d'audience :** RH-002-2023

**Numéro de dossier REGDOCS :** [Dossier [C24695](#)]

**Formation de commissaires :** M. Watton (président l'audience), K. Penney et S. Luciuk

### **Cessations d'exploitation**

*Westcoast Energy Inc. – Demande visant le projet de cessation d'exploitation du pipeline Pointed Mountain*

**Disposition :** Partie 3, article 241 de la LRCE

**Renseignements généraux :** Westcoast souhaite cesser l'exploitation du pipeline Pointed Mountain, qui consiste en une conduite d'environ 55 km de longueur et de 508 millimètres (20 pouces) de diamètre qui franchit les limites territoriales du Yukon, des Territoires du Nord-Ouest et de la Colombie-Britannique.

**Numéro de l'ordonnance d'audience :** MH-004-2022

**Numéro de dossier REGDOCS :** [Dossier [C17537](#)]

**Formation de commissaires :** M. Chartier (président l'audience), T. Grimoldby et S. Luciuk

### **Exploration et production en régions pionnières**

*Imperial Oil Resources N.W.T. Limited – Demande de modification de l'autorisation d'opérations OA-1210-001 au site Norman Wells*

**Disposition :** Article 5 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*

**Renseignements généraux :** Dans sa demande de modification de l'autorisation d'opérations, Imperial a demandé que celle-ci soit prolongée de 10 ans (jusqu'à la fin de 2034) pour pouvoir poursuivre ses activités au site Norman Wells.

**Numéro de l'ordonnance d'audience :** OH-001-2023

**Numéro de dossier REGDOCS :** [Dossier [C27037](#)]

**Formation de commissaires :** S. Luciuk (président l'audience), M. Watton, K. Penney et S. Sajnovics

*Imperial Oil Resources N.W.T. Limited – Demande concernant des activités de remplacement dans le couloir de la canalisation 490 – Opérations au site Norman Wells – Autorisation OA-1210-001*

**Disposition :** Article 5 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*

**Renseignements généraux :** Imperial a demandé l'autorisation de remplacer, au moyen d'un forage directionnel horizontal, cinq conduites reliant les îles Goose et Bear. Les travaux de remplacement comprennent le forage d'un seul trou entre l'île Goose et l'île Bear d'environ 610 à 762 millimètres de diamètre (de 24 à 30 pouces) sur une distance d'environ 1,0 à 1,5 km. Le trou de forage unique sous le fleuve Mackenzie s'étend sur environ 0,6 km et se trouve entre les deux îles.

**Numéro de l'ordonnance d'audience :** OH-001-2023

**Numéro de dossier REGDOCS :** [Dossier [C28320](#)]

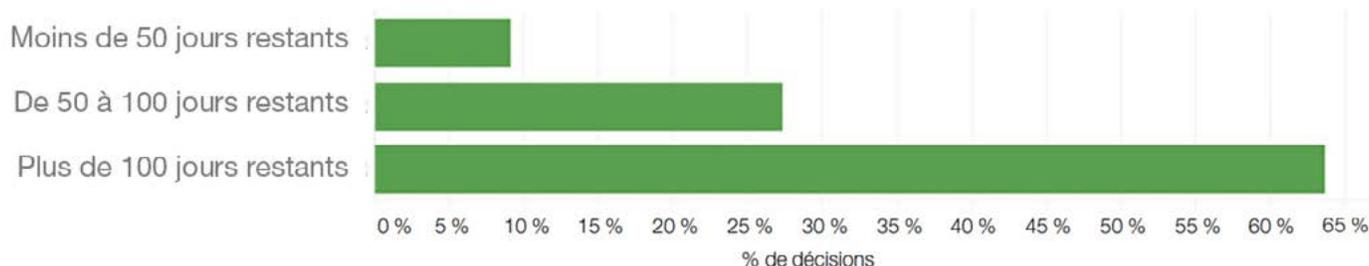
**Formation de commissaires :** S. Luciuk (président l'audience), M. Watton, K. Penney et S. Sajnovics

# Annexe D – Délais

## Délais en 2023-2024

Les graphiques et les tableaux qui suivent montrent les demandes assujetties à des délais de traitement selon la LRCE. Tous les délais ont été respectés en 2023-2024.

### Pourcentage des décisions regroupées selon le nombre de jours restants au délai fixé



Aux termes de la LRCE, le commissaire en chef doit fixer un délai pour certains types de demandes. Le délai ne doit pas dépasser le nombre maximal de jours prévu dans la LRCE. La Commission doit faire une évaluation puis formuler une recommandation ou rendre une décision dans le délai imparti. Les délais standard fixés par le commissaire en chef se trouvent sur le [site Web](#) de la Régie.

### Demandes traitées qui étaient assujetties à un délai

Loi	Type de demande	Délai	Demande	Nombre de jours entre le moment où la demande est jugée complète et celui où la décision est rendue	Décision
LRCE art. 214	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie C	300 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	Westcoast Energy Inc. – Projet de remplacement du tube de forage directionnel horizontal Upper South Taylor Hill	106	<a href="#">C23949</a>
LRCE art. 214	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie B	210 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	Twin Rivers Paper Company Inc. – Demande visant le déplacement de conduites de pâte et d’eau blanche	85	<a href="#">C24451</a>
LRCE art. 214	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie B	210 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	NOVA Gas Transmission Ltd. – Interconnexion Willow Valley	44	<a href="#">C24537</a>

Loi	Type de demande	Délai	Demande	Nombre de jours entre le moment où la demande est jugée complète et celui où la décision est rendue	Décision
LRCE art. 214	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie C	300 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	Trans Mountain Pipeline ULC – Projet de remplacement de l’ouvrage de franchissement n° 10 de la rivière Coquihalla	58	<a href="#">C24788</a>
LRCE art. 214	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie B	210 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	NOVA Gas Transmission Ltd. – Projet de station de comptage au point de vente Mildred Lake West	70	<a href="#">C25451</a>
LRCE art. 214	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie B	210 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	Westcoast Energy Inc. – Projet de remplacement d’une section de pipeline par forage directionnel horizontal au ruisseau Trutch	84	<a href="#">C25609</a>
LRCE art. 183	Grandes infrastructures pipelinières	450 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	NorthRiver Midstream de NEBC Connector GP Inc. – Projet de raccordement NorthRiver Midstream dans le nord-est de la Colombie-Britannique	413	<a href="#">C26744</a>
LRCE art. 214	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie A	130 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	NOVA Gas Transmission Ltd. – Projet de station de comptage au point de réception Wilkin Lake	37	<a href="#">C27689</a>
LRCE art. 214	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie C	300 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	NOVA Gas Transmission Ltd. – Projet de doublement de la canalisation principale Grande Prairie n° 4 (section Valhalla North) et d’ajout du motocompresseur C3 à la station de compression Berland River	115	<a href="#">C27795</a>
LRCE art. 214	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie A	130 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	TransCanada PipeLines Limited – Projet de station de comptage Regina Sud	42	<a href="#">C28060</a>
LRCE art. 214	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie A	130 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	NOVA Gas Transmission Ltd. – Projet de station de comptage au point de vente Iosegun	35	<a href="#">C28407</a>

# Annexe E – Ordonnances d’autorisation de mise en service rendues

Selon la LRCE, une société ne peut mettre en service, pour le transport d’hydrocarbures ou d’autres produits, un pipeline ou une section de celui-ci que si elle a obtenu une autorisation à cette fin de la Commission. Celle-ci ne délivre l’autorisation prévue à l’article 213 de la LRCE (auparavant l’article 47 de la *Loi sur l’Office national de l’énergie*) que si elle est convaincue que le pipeline peut être mis en service en toute sécurité pour le transport. Une société demande une autorisation de mise en service lorsqu’elle a terminé les travaux de construction approuvés et qu’elle peut démontrer que l’installation peut être mise en service en toute sécurité. Il est à noter que les sociétés peuvent demander une autorisation de mise en service partielle si, par exemple, le pipeline est construit en plusieurs phases ou sections. En vertu de l’article 214 de la LRCE, la Commission peut également, par ordonnance, exempter une société de l’obligation de déposer une demande d’autorisation de mise en service.

Le tableau ci-dessous indique le nombre d’ordonnances d’autorisation de mise en service rendues au cours de l’exercice 2023-2024, selon la société.

Société	Nombre d’ordonnances d’autorisation de mise en service
Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.	2
NOVA Gas Transmission Ltd.	11
Trans Mountain Pipeline ULC	18
TransCanada PipeLines Limited	1
Twin Rivers Paper Company Inc.	1
Services d’Énergie de Quartier Zibi	1
<b>Total</b>	<b>34</b>

# Annexe F – Ordonnances et instructions de la Commission liées à la surveillance de la sécurité et de l’environnement

Le tableau ci-après résume les ordonnances, parfois appelées ordonnances de sécurité, et les instructions de la Commission qui ont été délivrées en 2023-2024. La Commission peut rendre ces ordonnances en vertu de l’article 95 de la LRCE, afin d’assurer la sécurité et la sûreté des personnes et des installations ou la protection des biens ou de l’environnement.

De nombreuses ordonnances demeurent en vigueur pendant plusieurs années et, en pareil cas, le personnel de la Régie continue de surveiller la conformité à l’ordonnance. Ces restrictions doivent être maintenues en place jusqu’à ce que la Commission juge que la société a corrigé, à sa satisfaction, le problème à l’origine de l’ordonnance.

Deux modifications ont été apportées à une ordonnance existante et une ordonnance s’adressant à toutes les sociétés a été rendue en 2023-2024. Toutes les ordonnances et instructions de la Commission se trouvent à la page [Rapports sur la conformité et l’exécution](#) du site Web de la Régie, sous « Ordonnances et instructions de la Commission ».

No de l’ordonnance	Date de délivrance	Société	Description / Raison de l’ordonnance ou de l’instruction	Mesure à prendre / Statut
AO-010-SO-T217-03-2010	2024-03-12	Pipelines Trans-Nord Inc.	Ordonnance modificatrice. Pipelines Trans-Nord Inc. – Demande visant accroître la pression maximale d’exploitation (« PME ») restreinte, présentée aux termes de la condition 4.f de l’ordonnance	La Commission a acquiescé à la demande d’accroissement de la PME restreinte du doublement Clarkson Junction-Aéroport de Toronto NPS 20 présentée par Trans-Nord au motif que les exigences de la condition ont été satisfaites.
AO-009-SO-T217-03-2010	2023-09-06	Pipelines Trans-Nord Inc.	Ordonnance modificatrice. Pipelines Trans-Nord Inc. – Demande visant à reporter la réparation de l’anomalie de soudure jusqu’à la fin de 2023.	Il est peu probable que le report des travaux compromette l’intégrité du pipeline. Par conséquent, la Régie a annulé l’ordonnance AO-006-SO-T217-03-2010 et l’a remplacée par l’ordonnance AO-009-SO-T217-03-2010 pour permettre à Trans-Nord de reporter les réparations jusqu’à la fin de 2023. Le 4 décembre 2023, Trans-Nord a confirmé la réalisation des réparations et la conformité à la condition de l’ordonnance AO-009-SO-T217-03-2010. Il ne reste aucune condition à remplir liée à cette ordonnance.

MO-015-2023	2023-06-28	Tous les titulaires d'autorisations de construire et d'exploiter des pipelines	<p>Une nouvelle version de la norme CSA Z662 de l'Association canadienne de normalisation intitulée <i>Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz (Z662)</i> est parue en juin 2023. La Régie est d'avis que cette version de la norme, dans son introduction du système de classes de sécurité facultatives, contient des changements eu égard auxquels des niveaux de sécurité constants et appropriés n'ont pas encore été démontrés pour certaines activités qui pourraient survenir pendant l'exploitation du pipeline.</p>	<p>D'ici à ce qu'il soit démontré que le système de classes de sécurité permet d'assurer des niveaux de sécurité constants et appropriés, la Commission devra surveiller son utilisation et exigera certains renseignements pour déterminer si une utilisation particulière prévue du système de classes de sécurité procurera un niveau de sécurité approprié.</p>
-------------	------------	--	---	---

# Annexe G – Dépôts de conformité aux conditions après l’approbation

La Régie s’attend à ce que les sociétés cernent et atténuent les risques avant d’entreprendre un projet. Lorsqu’un risque est relevé pendant l’évaluation d’une demande, la Commission peut imposer des conditions propres au projet pour réduire les risques, prévenir les dommages, promouvoir la sécurité et protéger l’environnement.

Si un projet est approuvé, la Régie assure la surveillance de la construction et de l’exploitation en fonction de différentes questions postérieures à l’approbation, dans le but d’orienter la surveillance de la sécurité et de l’environnement. Les décisions de la Commission renferment habituellement une liste de conditions. Celles-ci peuvent exiger, à des fins d’archivage, que les sociétés déposent des documents qui seront évalués par le personnel de la Régie. Elles peuvent également exiger ces dépôts à des fins d’approbation, auquel cas la Commission les approuve ou les rejette au moyen d’une décision réglementaire. La Commission a rendu plus de 130 décisions sur des questions postérieures à l’approbation en 2023-2024. Il est à noter qu’une décision peut comprendre de nombreux dépôts relatifs aux conditions, de sorte que le nombre de dépôts approuvés sera supérieur au nombre de décisions.

Le tableau ci-dessous indique le nombre de documents déposés après l’approbation de chaque projet pour l’exercice 2023-2024.

Nom du projet	Nombre de documents de conformité déposés par la société suivant l’approbation
Projet d’agrandissement du réseau de Trans Mountain (OH-001-2014)	826
Projet d’agrandissement du réseau de NGTL en 2021 (GH-003-2018)	70
Autorisation de travaux préliminaires sur le site, reconditionnement et installation d’un puits, exploitation du centre énergétique du projet de sécurité énergétique des Inuvialuit (MH-002-2022)	56
Projet de livraison parcours ouest en 2023 de NGTL (GH-002-2020)	39
Construction du projet d’agrandissement du couloir nord (GH-002-2019)	35
Projet de raccordement sous le lac Érié (EH-001-2015)	22
Projet de ligne de transport d’électricité Manitoba-Minnesota (EH-001-2017)	20
Programme de remplacement de la canalisation 3 (OH-002-2015)	13
Projet d’agrandissement du réseau de NGTL en 2017 (GH-002-2015)	12
Construction du projet d’agrandissement de la canalisation principale Edson (GH-001-2019)	11
Acquisition d’actifs et renforcement de TQM (GH-002-2020)	8
Projet de cessation d’exploitation de la canalisation principale Peace River (MH-002-2017)	6
Projet de pipeline Vantage (OH-3-2011)	5
Projet d’agrandissement et d’amélioration de la fiabilité sur T-Sud (GHW-002-2018)	4
Projet d’agrandissement du pipeline Wyndwood (GH-001-2017)	3

Nom du projet	Nombre de documents de conformité déposés par la société suivant l'approbation
Pipeline Keystone XL (OH-1-2009)	3
Projet de remplacement de l'ouvrage de franchissement n° 10 de la rivière Coquihalla	3
Projet de l'installation Westover	2
Projet North Montney (GH-001-2014)	2
Projet de remplacement d'un tronçon de la canalisation 21 (MH-001-2017)	2
Remise en service de la conduite de détente reliant les canalisations 5, 78B et 95 au réservoir 202 du terminal Sarnia	1
Réactivation du raccordement du pipeline Nipisi de Pembina au terminal Edmonton	1
Désaffectation de la section Deep Valley North du projet d'agrandissement du réseau de NGTL en 2021	1
Cessation d'exploitation du pipeline Cypress Merryflat (MHW-008-2019)	1
Pipeline de croisement Sundre (GH-002-2017)	1
Station de comptage au point de vente Smoky River South	1
Projet d'assainissement du couloir centre-nord	1
Projet de livraison parcours ouest en 2022 de NGTL	1
Projet de raccordement dans le nord-est de la Colombie-Britannique (OH-001-2022)	1
Projet de raccordement à l'usine d'extraction d'éthane Leismer	1
Projet de désactivation de la canalisation latérale Kaybob South	1
Projet d'agrandissement de la station de comptage Geraldton	1
Projet de livraison parcours ouest dans la zone 8 de Foothills en 2023	1
Projet de livraison parcours ouest dans la zone 8 de Foothills en 2022	1
Construction du doublement de la canalisation principale Groundbirch (section Sunrise)	1
Remplacement de l'ouvrage de franchissement par forage directionnel horizontal de la canalisation Albersun sous la rivière Horse	1
Station de compression Macklin de Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited	1
Projet d'ajout de refroidisseurs aux stations Hidden Lake et Hidden Lake North	1
Ordonnance d'exemption visant le projet de remise en état du raccordement Marten Hills NPS 16	1
<b>Total</b>	<b>1161</b>

## Annexe H – Demandes d’indemnisation

Le tableau ci-dessous présente les demandes d’audience sur l’indemnisation qui ont été déposées et qui sont en cours d’examen par la Commission durant l’exercice 2023-2024. Ces demandes peuvent être consultées à partir du [registre public](#) de la Régie.

État d’avancement au 31 mars 2024	Nombre de demandes
Processus d’audience amorcé	2
Reprise du processus d’audience après une suspension	2
Suspendue à la demande du demandeur	6
Demande retirée	2
Processus d’audience ajourné à la demande du demandeur	1
Sollicitation préalable de commentaires	3
<b>Total</b>	<b>16</b>

# Annexe I – Financement des activités de cessation d’exploitation

Toutes les sociétés pipelinières réglementées par la Régie sont tenues de respecter le *Règlement de la Régie canadienne de l’énergie sur les pipelines terrestres*. Ce règlement prévoit une approche systématique de la gestion des pipelines, notamment des dispositions relatives à la cessation d’exploitation. De plus, la Régie supervise les demandes de cessation d’exploitation de pipelines présentées aux termes de l’article 241 de la LRCE et veille à ce que les sociétés mettent de côté les fonds nécessaires pour couvrir les coûts futurs liés à la cessation d’exploitation (article 242 de la LRCE). Il incombe aux sociétés de gérer de façon proactive leurs obligations quant au prélèvement et à la mise de côté de fonds.

Dans le cadre de la surveillance qu’elle exerce, la Régie examine périodiquement, soit habituellement tous les cinq ans, les coûts estimatifs de cessation d’exploitation des sociétés pour s’assurer que les instruments financiers appropriés sont en place pour assurer la disponibilité des fonds nécessaires.

## Sociétés ayant recours à une lettre de crédit ou un cautionnement

Le tableau I.1 énumère les sociétés qui utilisent une lettre de crédit ou un cautionnement pour financer les coûts estimatifs de la cessation d’exploitation de leurs installations ou qui ont été exemptées de l’exigence de mettre de côté des fonds à cette fin<sup>4</sup>. Le tableau indique le montant et le type de chaque instrument financier connexe, les coûts estimatifs de cessation d’exploitation antérieurs et les nouveaux qui ont été publiés le 27 mars 2024. La Commission a accordé aux sociétés jusqu’au 8 mai 2024 pour déposer une lettre de crédit ou un cautionnement modifié ou de remplacement selon les nouveaux coûts estimatifs de cessation d’exploitation, en dollars de 2028<sup>5</sup>.

Tableau I.1

Société	Finances Instrument	Coûts estimatifs de la cessation d’exploitation antérieurs (\$)	Valeur de l’instrument financier (\$)	Coûts estimatifs de cessation d’exploitation publiés le 27 mars 2024 (\$)
1057533 Alberta Ltd.	Lettre de crédit	855 173	855 173	9 051 590
2670568 Ontario Ltd.	Cautionnement	171 694	171 694	420 153
6720471 Canada Ltd.	Lettre de crédit	45 000	45 000	983 805
AltaGas Holdings Inc., pour le compte et au nom d’AltaGas Pipeline Partnership	Cautionnement	1 875 849	1 875 849	3 443 563
ARC Resources Ltd.	Lettre de crédit	1 893 204	1 893 204	4 702 652

4 La Commission ou l’Office national de l’énergie avait précédemment accordé des exemptions à certaines sociétés pour ce qui est de la mise de côté de fonds. Lorsqu’elle a publié les nouveaux coûts estimatifs de cessation d’exploitation le 27 mars 2024, elle a maintenu certaines de ces exemptions, mais pas d’autres. Dans le tableau I.1, celles-ci sont indiquées par la mention « Exemption » ou « Exemption antérieure ».

5 La partie 1 du rapport de la Commission sur l’examen quinquennal des coûts estimatifs de la cessation d’exploitation et des mécanismes de prélèvement et de mise de côté de fonds de 2021 (C24949) a modifié l’exigence pour les sociétés qui utilisent des lettres de crédit ou des cautionnements. Auparavant, la Commission autorisait les sociétés à conserver une lettre de crédit ou un cautionnement d’un montant correspondant aux coûts estimatifs de la cessation d’exploitation. À compter de mai 2024, les lettres de crédit et les cautionnements doivent couvrir 10,4 % de plus que la valeur des nouveaux coûts estimatifs de cessation d’exploitation (l’incidence d’un taux d’inflation annuel de 2 % de 2023 à 2028).

Astara Energy Corp.	Lettre de crédit	80 156	80 156	367 799
Bonavista Energy Corporation	Lettre de crédit	18 185	18 185	132 435
Campus Energy Partners Operations Inc.	Cautionnement	17 462 044	17 462 044	36 555 125
Agence des services frontaliers du Canada	Exemption	4 417	s.o.	231 307
Canadian Natural Resources Limited	Cautionnement	1 649 028	1 649 028	17 904 070
Canadian-Montana Pipe Line Company	Cautionnement	293 740	300 000	503 051
Canlin Energy Corporation	Lettre de crédit	101 557	101 557	1 661 771
Cenovus Energy Inc.	Lettre de crédit	10 233 571	10 233 571	12 163 422
Corporation Champion Pipe Line limitée	Lettre de crédit	14 009 422	14 009 422	15 558 872
Chief Mountain Gas Co-op Ltd.	Exemption antérieure	2 764	s.o.	105 915
Service de distribution de gaz du comté de Vermilion River n° 24	Exemption antérieure	8 288	s.o.	153 743
Crescent Point Energy Corp.	Lettre de crédit	346 878	346 878	945 835
Enercapita Energy Ltd.	Lettre de crédit	1 527 861	1 527 861	1 604 276
Energy Transfer Operations GP LLC au nom de Sunoco Pipeline L.P.	Cautionnement	1 003 925	1 003 925	1 227 668
ExxonMobil Canada Properties <sup>6</sup>	Lettre de crédit	15 719 000	15 719 000	12 876 056
FortisBC Huntingdon Inc.	Lettre de crédit	115 754	115 754	140 321
Gear Energy Ltd.	Lettre de crédit	217 155	217 155	416 262
Great Lakes Pipeline Canada Ltd.	Lettre de crédit	12 586 000	12 586 000	18 513 363
ISH Energy Ltd.	Lettre de crédit	3 046 924	3 046 924	10 709 332
Kiwetinohk Energy Corp.	Lettre de crédit	362 000	362 000	559 876
LBX Pipeline Ltd.	Lettre de crédit	3 198 336	3 198 336	3 478 042
Lignite Pipeline Canada Corp.	Cautionnement	1 426 320	1 426 320	632 046
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited	Exemption antérieure	116 675 433	s.o.	72 322 991
Minell Pipeline Limited	Exemption antérieure	880 000	s.o.	6 904 292
NorthRiver Midstream G and P Canada Pipelines Inc., à titre de commandité et au nom de NorthRiver Midstream G and P Canada Pipelines Limited Partnership	Lettre de crédit	1 462 274	1 462 274	2 683 698

6 Le montant indiqué pour ExxonMobil Canada Properties comprend des liquidités de 78 595 \$ détenues par la Régie en raison de l'encaissement de la lettre de crédit de Mosbacher Operating Ltd., l'un des partenaires de la coentreprise pour les actifs réglementés par la Régie.

Obsidian Energy Ltd.	Lettre de crédit	922 150	922 150	450 019
Omimex Canada Ltd.	Lettre de crédit	146 743	132 950	46 958
Ovintiv Canada ULC	Cautionnement	5 977 940	5 977 940	14 099 354
Pembina Energy Services Inc.	Lettre de crédit	6 004 973	6 004 973	9 025 817
Pembina Prairie Facilities Ltd.	Lettre de crédit	31 102 297	31 102 297	62 504 286
Pieridae Alberta Production Ltd.	Lettre de crédit	332 477	332 477	565 257
Pine Cliff Border Pipelines Limited	Lettre de crédit	704 000	704 000	5 591 726
Pine Cliff Energy Ltd.	Lettre de crédit	127 250	127 250	410 312
Pipestone Energy Corp.	Lettre de crédit	11 600	11 600	s.o. <sup>7</sup>
Portal Municipal Gas Company Canada Inc.	Exemption	760	s.o.	333
Pouce Coupé Pipe Line Ltd. (Réseau Nord-Ouest)	Lettre de crédit	172 343	172 343	469 667
Prospera Energy Inc.	Lettre de crédit	90 726	90 726	196 209
SCL Pipeline Inc.	Lettre de crédit	259 288	259 288	430 330
Shiha Energy Transmission Ltd.	Lettre de crédit	192 026	192 026	2 482 597
Spartan Delta Corp.	Lettre de crédit	54 000	54 000	221 543
Steel Reef Infrastructure Corp.	Cautionnement	2 906 136	2 906 136	7 525 318
Strathcona Resources Ltd.	Lettre de crédit	291 292	291 292	752 868
Surge Energy Inc.	Lettre de crédit	31 795	31 795	1 603 781
Tamarack Acquisition Corp.	Lettre de crédit	43 980	43 980	374 008
TAQA NORTH, par son associé directeur TAQA NORTH Ltd.	Lettre de crédit	1 450 075	1 450 075	1 515 511
Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd.	Lettre de crédit	2 176 365	2 176 365	3 446 936
Tundra Oil & Gas Limited, pour Tundra Oil & Gas Partnership et en son nom	Lettre de crédit	72 812	72 812	290 790
Twin Rivers Pulp Ltd.	Exemption antérieure	0	0	2 875 261
Veresen Energy Pipeline Inc.	Lettre de crédit	3 326 412	3 326 412	4 937 088
Veresen NGL Pipeline Inc.	Lettre de crédit	1 761 889	1 761 889	2 662 203
Vermilion Energy Inc.	Lettre de crédit	241 490	242 000	551 811
Whitecap Resources Inc.	Lettre de crédit	1 255 752	1 255 752	1 951 439
Yoho Resources Inc.	Lettre de crédit	50 000	50 000	205 026
Services d'Énergie de Quartier Zibi	Lettre de crédit	268 070	268 070	214 200

7 En raison de la fusion confirmée de Strathcona Resources Ltd. et de Pipestone Energy Corp. (C28035), la Commission n'a pas publié de nouveaux coûts estimatifs de cessation d'exploitation à l'intention de Pipestone Energy Corp. Elle a plutôt inclus les actifs de celle-ci dans les nouveaux coûts estimatifs de cessation d'exploitation de Strathcona Resources Ltd. publiés le 27 mars 2024.

## Sociétés ayant recours à une fiducie

Le tableau I.2 énumère les sociétés qui ont recours à une fiducie pour financer les coûts estimatifs de la cessation d'exploitation de leurs installations. Pour chaque société sont indiqués les coûts estimatifs de cessation d'exploitation antérieurs, la période de prélèvement, le solde de la fiducie au 31 décembre 2022<sup>8</sup> et les nouveaux coûts estimatifs de cessation d'exploitation au 27 mars 2024. Les périodes de prélèvement indiquées étaient en cours de révision au 31 mars 2024. La Commission rendra sa décision définitive sur les périodes de prélèvement mises à jour au cours de l'exercice 2024-2025 dans la partie 2 de l'examen quinquennal des coûts estimatifs de la cessation d'exploitation et des mécanismes de prélèvement et de mise de côté de fonds de 2021. Les sociétés devront alors mettre à jour le montant annuel qu'elles versent dans leur fiducie, en fonction des nouveaux coûts estimatifs de cessation d'exploitation et des nouvelles périodes de prélèvement.

Tableau I.2

Société	Coûts estimatifs de la cessation d'exploitation antérieurs (\$)	Période de prélèvement (années) <sup>9</sup>	Solde à la fin de 2022 (\$) (montant réel)	Coûts estimatifs de cessation d'exploitation publiés le 27 mars 2024 (\$)
2193914 Canada Limited	6 689 261	35	1 369 000	12 860 075
Alliance Pipeline Ltd., à titre de commandité et au nom d'Alliance Pipeline Limited Partnership	364 940 000	40	78 996 739	587 731 326
Aurora Pipe Line Company Ltd.	57 840	40	15 360	349 413
Centra Transmission Holdings Inc.	22 226 090	40	7 315 000	30 803 647
Emera Brunswick Pipeline Company Ltd.	12 781 000	20	6 607 000	36 252 444
Enbridge Bakken Pipeline Company Inc., au nom d'Enbridge Bakken Pipeline Limited Partnership	22 300 000	25	5 226 000	31 367 962
Enbridge Gas Inc.	103 187	EC	90 434	235 799
Enbridge Pipelines (NW) Inc.	45 000 000	12	20 485 000	98 945 130
Pipelines Enbridge Inc.	1 743 200 000	40	331 536 000	2 446 585 854
Enbridge Southern Lights GP Inc., au nom d'Enbridge Southern Lights LP	177 900 000	40	30 455 000	261 845 974
Express Pipeline Ltd.	99 300 000	40	16 498 007	86 891 525
Foothills Pipe Lines Ltd.	244 720 000	30	72 604 000	380 687 059
Genesis Pipeline Canada Ltd.	3 114 576	40	2 093 285	9 662 436
Kinder Morgan Utopia Ltd.	1 104 300	21	259 135	1 311 608

8 Les dépôts annuels relatifs aux fiducies des sociétés, qui renferment les soldes de clôture de l'exercice 2023, sont exigibles au plus tard le 30 avril 2024.

9 Avant l'examen quinquennal des coûts estimatifs de la cessation d'exploitation et des mécanismes de prélèvement et de mise de côté de fonds de 2021, trois fiducies étaient entièrement capitalisées en fonction des coûts estimatifs de cessation d'exploitation antérieurs. Par conséquent, la mention « EC » (c.-à-d. « Entièrement capitalisée ») figure à la colonne de la période de prélèvement pour les sociétés concernées. La Commission a accordé à ces sociétés jusqu'au 8 mai 2024 pour confirmer que le solde de leur fiducie est égal ou supérieur aux nouveaux coûts estimatifs de cessation d'exploitation ou, subsidiairement, pour soumettre des renseignements sur les contributions annuelles futures (p. ex., période de prélèvement).

Kingston Midstream Virden Limited	3 169 331	40	1 121 000	10 507 662
Kingston Midstream Westspur Limited	51 931 666	25	10 994 000	76 222 688
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.	166 800 000	20	97 804 800	187 467 344
Milk River Pipeline Ltd.	2 751 021	40	901 332	7 379 616
Pipe-Lines Montréal limitée	19 873 239	40	5 471 756	61 371 755
Niagara Gas Transmission Limited	6 871 346	35	1 393 000	7 890 583
NorthRiver Midstream Canada Partner Limited, à titre de commandité et au nom de NorthRiver Midstream Canada LP	1 001 761	40	205 359	2 593 319
NOVA Gas Transmission Ltd.	2 535 333 000	30	707 019 000	5 203 697 226
PKM Cochin ULC	28 000 000	20	12 265 350	105 855 977
Plains Midstream Canada ULC	47 596 710	40	12 267 546	210 402 113
Pouce Coupé Pipe Line Ltd. (Réseau Nord)	13 750 779	15	6 128 864	20 913 245
Pouce Coupé Pipe Line Ltd. (Réseau de Pouce Coupé)	4 014 587	15	1 890 316	7 183 125
Souris Valley Pipeline Limited	3 309 572	EC	3 925 708	5 944 404
St. Clair Pipelines Ltd.	1 359 792	35	368 109	1 094 243
Trans Mountain Pipeline ULC	367 820 000	35	92 266 304	À venir <sup>10</sup>
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	115 494 596	25	36 445 000	162 399 840
TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.	268 100 000	25	83 192 000	412 604 118
TransCanada PipeLines Limited	2 904 930 000	25	1 148 560 000	4 133 159 254
Pipelines Trans-Nord Inc.	87 020 000	40	25 302 245	160 818 666
Vector Pipeline Limited, au nom de Vector Pipeline Limited Partnership	8 500 000	35	1 270 000	7 702 872
Westcoast Energy Inc. (Réseau de transport)	363 600 000	40	73 399 315	854 191 998
Westcoast Energy Inc. (Réseau de collecte et de traitement)	446 100 000	EC	42 348 649	18 520 357
Westover Express Pipeline Limited	34 588 117	38	5 732 000	49 821 242

Pour la période de prélèvement, EC = Entièrement capitalisée

10 Le processus d'établissement des nouveaux coûts estimatifs de cessation d'exploitation de Trans Mountain Pipeline ULC se poursuivra au cours de l'exercice 2024-2025, dans le cadre de la partie 2 de l'examen quinquennal des coûts estimatifs de la cessation d'exploitation et des mécanismes de prélèvement et de mise de côté de fonds de 2021.

# Annexe J – Exigences relatives aux ressources financières

La LRCE oblige les sociétés qui exploitent des oléoducs et des gazoducs à mettre de côté des ressources financières pour couvrir les coûts liés à un déversement non intentionnel ou non contrôlé d'un pipeline. Les articles de la LRCE portant sur les ressources financières renforcent le principe du pollueur-payeur. Les sociétés sont tenues de disposer de ressources financières qui, au minimum, correspondent à la limite de responsabilité absolue applicable. Le *Règlement sur les obligations financières relatives aux pipelines* (« *Règlement* »), entré en vigueur en juillet 2019, établit les limites de responsabilité absolue pour les sociétés réglementées par la Régie. Les limites de responsabilité en question vont de 200 millions à 1 milliard de dollars pour les oléoducs, de 10 à 200 millions de dollars pour les gazoducs et de 5 à 10 millions pour les autres productoducs, selon différents facteurs comme la capacité pipelinère, le diamètre de la canalisation et le produit transporté.

Le *Règlement* établit les types d'instruments financiers particuliers que la Commission peut ordonner aux sociétés de disposer et précise le montant minimum des ressources financières auquel les sociétés doivent avoir accès à court terme. Ils sont énumérés ci-après :

- police d'assurance;
- convention d'entiercement;
- lettre de crédit;
- marge de crédit;
- participation à un fonds commun visé par le paragraphe 139(1) de la LRCE;
- garanties d'une société mère;
- contrat de cautionnement ou de gage;
- espèces ou quasi-espèces.

Le *Règlement* précise également que seuls les pipelines autorisés en service seront pris en considération dans la détermination de la catégorie de responsabilité absolue d'une société. Par conséquent, l'obligation liée à la limite de responsabilité absolue et à un plan relatif aux ressources financières ne s'applique actuellement pas aux autres pipelines.

Afin d'assurer la conformité au *Règlement*, la Régie a élaboré des lignes directrices pour le dépôt des documents voulus et exigé que toutes les sociétés déposent des plans relatifs aux ressources financières aux fins d'évaluation. Ces plans énoncent les ressources financières dont dispose chaque société pour intervenir en cas de rejets et démontrent comment chacune satisfait aux exigences en la matière, prévues dans la LRCE et ses règlements d'application. Si les plans sont insatisfaisants, la Commission a le pouvoir d'ordonner aux sociétés de disposer de ressources financières supplémentaires.

État d'avancement de l'évaluation des plans relatifs aux ressources financières des sociétés réglementées par la Régie

Société	Catégorie	Limite de responsabilité absolue	État du plan déposé
1057533 Alberta Ltd.	Pétrole – Catégorie 3	200 000 000 \$	Approuvé conditionnellement
2193914 Canada Limited	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
2670568 Ontario Limited	Sans objet		
6720471 Canada Ltd.	Gaz – Catégorie 4	10 000 000 \$	Approuvé
Alliance Pipeline Ltd., au nom d'Alliance Pipeline Limited Partnership	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
AltaGas Holdings Inc., pour le compte et au nom d'AltaGas Pipeline Partnership	Sans objet		
ARC Resources Ltd.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Astara Energy Corp.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Aurora Pipeline Company Ltd.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
Bonavista Energy Corp.	Sans objet		
Campus Energy Partners Operations Inc.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	En cours d'examen
Agence des services frontaliers du Canada	Gaz – Catégorie 4	10 000 000 \$	Approuvé
Canadian Natural Resources Ltd.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
Canadian-Montana Pipe Line Corporation	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Canlin Energy Corporation	Sans objet		
Cenovus Energy Inc.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé conditionnellement
Centra Transmission Holdings Inc.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Corporation Champion Pipe Line limitée	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Chief Mountain Gas Co-op Ltd.	Gaz – Catégorie 4	10 000 000 \$	Approuvé
Service de distribution de gaz du comté de Vermillion River n° 24	Gaz – Catégorie 4	10 000 000 \$	Approuvé
Crescent Point Energy Corp.	Gaz – Catégorie 3	50 000 000 \$	Approuvé
DR Four Beat Energy Corp.	Sans objet		
Emera Brunswick Pipeline Company Ltd.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
Enbridge Bakken Pipeline Company Inc., au nom d'Enbridge Bakken Pipeline Limited Partnership	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
Enbridge Gas Inc.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé

Enbridge Pipelines (NW) Inc.	Pétrole – Catégorie 3	200 000 000 \$	Approuvé
Pipelines Enbridge Inc.	Pétrole – Catégorie 1	1 000 000 000 \$	Approuvé
Enbridge Southern Lights GP Inc., au nom d'Enbridge Southern Lights LP	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
Enercapita Energy Ltd.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Energy Transfer Operations GP LLC au nom de Sunoco Pipeline L.P.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Express Pipeline Ltd.	Pétrole – Catégorie 1	1 000 000 000 \$	Approuvé
ExxonMobil Canada Ltd.	Sans objet		
Foothills Pipe Lines Ltd.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
FortisBC Huntingdon Inc.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	En cours d'examen
Forty Mile Gas Co-op	Sans objet		
Gear Energy Ltd.	Sans objet		
Genesis Pipeline Canada Ltd.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé conditionnellement
Glencoe Resources Ltd.	Sans objet		
Great Lakes Pipeline Canada Ltd.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
ISH Energy Ltd.	Pétrole – Catégorie 3	200 000 000 \$	Approuvé
Kinder Morgan Utopia Ltd.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
Kingston Midstream Virden Limited	Sans objet		
Kingston Midstream Westspur Limited	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé conditionnellement
Kiwetinohk Energy Corp.	Sans objet		
LBX Pipeline Ltd.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
Lignite Pipeline Canada Corp.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Many Islands Pipe Lines (Canada) Ltd.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
Maritimes & Northeast Pipeline Management Limited	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
Milk River Pipeline Ltd.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
Minell Pipeline Ltd.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Pipe-Lines Montréal limitée	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
Niagara Gas Transmission Limited	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
NorthRiver Midstream Canada Partner Limited, à titre de commandité et au nom de NorthRiver Midstream Canada LP	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé

NorthRiver Midstream G and P Canada Pipelines Inc., à titre de commandité et au nom de NorthRiver Midstream G and P Canada Pipelines Limited Partnership	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
NOVA Gas Transmission Ltd.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
Obsidian Energy Ltd.	Sans objet		
Omimex Canada Ltd.	Sans objet		
Ovintiv Canada ULC	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Pembina Energy Services Inc.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Pembina Prairie Facilities Ltd.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Pieridae Alberta Production Ltd.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	En cours d'examen
Pine Cliff Border Pipelines Ltd.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	En cours d'examen
Pine Cliff Energy Ltd.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	En cours d'examen
PKM Cochin ULC	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
Plains Midstream Canada ULC	Pétrole – Catégorie 1	1 000 000 000 \$	Approuvé
Portal Municipal Gas Company Canada Inc.	Gaz – Catégorie 4	10 000 000 \$	Approuvé
Pouce Coupé Pipe Line Ltd.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
Prospera Energy Inc.	Sans objet		
SanLing Energy Ltd.	Sans objet		
SCL Pipeline Inc.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Shiha Energy Transmission Ltd.	Sans objet		
Souris Valley Pipeline Limited	Catégorie CO <sub>2</sub> ou eau	5 000 000 \$	Approuvé
Spartan Delta Corp.	Sans objet		
St. Clair Pipelines Management Inc., au nom de St. Clair Pipelines L.P.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
Steel Reef Pipelines Canada Corp.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Strategic Oil & Gas (Strategic Transmission)	Sans objet		
Strathcona Resources Ltd.	Gaz – Catégorie 3	50 000 000 \$	Approuvé
Surge Energy Inc.	Gaz – Catégorie 3	50 000 000 \$	Approuvé
Tamarack Acquisition Corp.	Sans objet		
TAQA North Ltd.	Sans objet		
Terra Energy Corp.	Sans objet		
Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	En cours d'examen
Trans Mountain Pipeline ULC	Pétrole – Catégorie 1	1 000 000 000 \$	Approuvé

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.	Pétrole – Catégorie 1	1 000 000 000 \$	Approuvé
TransCanada PipeLines Limited	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
Pipelines Trans-Nord Inc.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	En cours d'examen
Tundra Oil & Gas Limited	Pétrole – Catégorie 3	200 000 000 \$	Approuvé
Twin Rivers Pulp Ltd.	Autre produit – Catégorie 1	10 000 000 \$	En cours d'examen
Vector Pipeline Limited, au nom de Vector Pipeline Limited Partnership	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
Veresen Energy Pipeline Inc.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
Veresen NGL Pipeline Inc.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Vermilion Energy Inc.	Sans objet		
Westcoast Energy Inc.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
Westover Express Pipeline Ltd.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
Whitecap Resources Inc.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
Yoho Resources Inc.	Sans objet		
Services d'Énergie de Quartier Zibi	Catégorie CO <sub>2</sub> ou eau	5 000 000 \$	Approuvé

# Annexe K – Formes abrégées

## **CECE et MPF-MMF**

Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et mécanismes de prélèvement et de mise de côté de fonds

## **Régie**

Régie de l'énergie du Canada

## **LRCE**

*Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, L.C. 2019, ch. 28, art. 10

## **LOPC**

*Loi sur les opérations pétrolières au Canada*

## **Commission**

Commission de la Régie de l'énergie du Canada

## **FDH**

Forage directionnel horizontal

## **PME**

Pression maximale d'exploitation

## **Office**

Office national de l'énergie

## **NGTL**

NOVA Gas Transmission Ltd.

## **LOPTNO**

*Loi sur les opérations pétrolières des Territoires du Nord-Ouest*

## **RPT**

*Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres*

## **Loi sur la Déclaration des Nations Unies**

*Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*

## Pour en savoir davantage sur la Régie

Bureau principal Calgary	517, Dixième Avenue S.-O., bureau 210 Calgary (Alberta) T2R 0A8	Téléphone : 403-292-4800 Numéro sans frais : 1-800-899-1265 info@rec-cer.gc.ca
Bureau régional de l'Est Montréal	1130, rue Sherbrooke Ouest, bureau 804 Montréal (Québec) H3A 2M8	Téléphone : 514-283-2763 infomontreal@rec-cer.gc.ca
Bureau régional du Pacifique Vancouver	800, rue Burrard, bureau 219 Vancouver (Colombie-Britannique) V6Z 0B9	Téléphone : 604-666-3975 infopacifique@rec-cer.gc.ca
Bureau régional du Nord Yellowknife	5101, 50e Avenue, bureau 115 C.P. 2213 Yellowknife (Territoires du Nord-Ouest) X1A 2P7	Téléphone : 867-766-8408 infonorth@rec-cer.gc.ca

Télécopieur : 403-292-5503

Télécopieur (sans frais) : 1-877-288-8803

[www.rec-cer.gc.ca](http://www.rec-cer.gc.ca)

[info@rec-cer.gc.ca](mailto:info@rec-cer.gc.ca)



 [www.linkedin.com/company/cer-rec](http://www.linkedin.com/company/cer-rec)

 [www.youtube.com/c/CanadaEnergyRegulator](http://www.youtube.com/c/CanadaEnergyRegulator)

 [www.facebook.com/CER.REC/](http://www.facebook.com/CER.REC/)