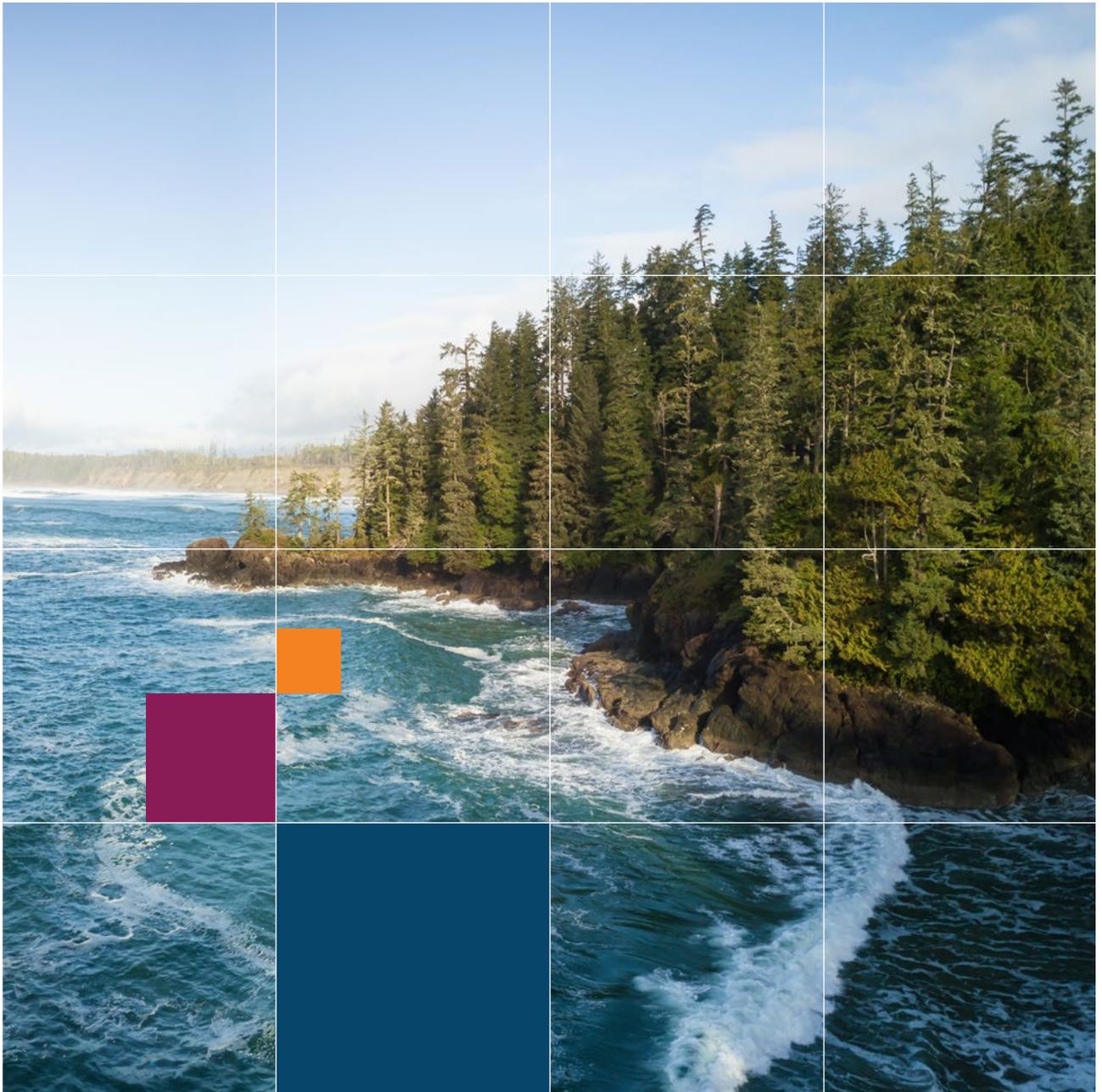




Régie de l'énergie
du Canada

Canada Energy
Regulator

Rapport annuel 2022-2023 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

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.

© Sa Majesté le Roi de droit du Canada représenté
par la Régie de l'énergie du Canada 2023

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
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 2023

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
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	1
Rôle de la Commission	3
Réalisations de la Commission en 2022-2023	4
Ce que l’avenir nous réserve	9
Annexe A : Biographies des commissaires	11
Annexe B : Travaux à la suite de demandes.	14
Annexe C : Résumé des décisions et recommandations publiées par la Commission et demandes d’audience en cours	20
Annexe D : Délais	26
Annexe F : Ordonnances et instructions de la Commission	32
Annexe H : Demandes d’indemnisation.	36
Annexe I : Financement de la cessation d’exploitation et mise de côté de fonds	37
Annexe J : Exigences relatives aux ressources financières	41

Remarque :

Le *Rapport annuel 2022-2023 de la Commission de la Régie de l’énergie du Canada* est l’un des trois rapports qui **résumement les réalisations de la Régie au cours de l’exercice précédent**. Pour en savoir plus sur la Régie en général, veuillez consulter son rapport annuel 2022–2023 et le Rapport sur les résultats ministériels 2022–2023 (à être publié à l’automne 2023).

Message du commissaire en chef

C'est avec plaisir que je présente au ministre des Ressources naturelles, l'honorable Jonathan Wilkinson, le Rapport annuel 2022-2023 de la Commission de la Régie de l'énergie du Canada, au nom de cette dernière et à l'intention des Canadiens.

Le fonctionnement et le mandat de la Commission sont décrits dans la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (« LRCE »). L'indépendance de la Commission dans l'exercice de ses fonctions décisionnelles est l'un des piliers de la structure de gouvernance de la Régie, qui en est à sa quatrième année d'existence. Le rapport présente les activités que la Commission a menées tout au long de l'exercice 2022-2023 pour remplir son mandat en vertu des lois applicables, notamment la LRCE, la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

J'ai été nommé commissaire en chef le 28 août 2022, au milieu de l'exercice visé par le présent rapport. Je tiens à saluer la contribution de mon prédécesseur, Damien Côté, qui a terminé son mandat à la Commission après six années de service, d'abord à l'Office national de l'énergie, puis à la Régie. On ne saurait trop insister sur l'importance du rôle joué par Damien dans l'évolution de la Commission depuis sa création en 2019. Au nom de mes collègues, je remercie le commissaire en chef Côté pour son leadership, son engagement et les services qu'il a rendus à la Régie et au Canada.

La productivité de la Commission et l'étendue de son travail sont attestées par les 738 décisions qu'elle a rendues au cours de la dernière année relativement à un éventail de demandes visant des projets énergétiques et la réglementation des aspects économiques et des activités tout au long du cycle de vie. Bien que le travail accompli soit décrit plus en détail dans le rapport qui suit, je voudrais, en tant que commissaire principal, mettre en lumière quelques faits marquants et réalisations.

Le 25 mai 2022, la Commission a publié son rapport de recommandation pour le projet de livraison parcours ouest en 2023 de NOVA Gas Transmission Ltd., le premier processus d'audience mené entièrement sous le régime de la LRCE pour obtenir un certificat d'utilité publique, que la gouverneure en conseil a approuvé le 20 novembre 2022. La seconde demande de ce type visant des installations d'envergure, soit le projet de raccordement NorthRiver Midstream dans le nord-est de la Colombie-Britannique, est actuellement à l'étude par la Commission.



Lorsque les restrictions liées à la COVID-19 ont commencé à s'assouplir, la Commission a adapté ses processus décisionnels pour reprendre certains travaux en personne, tout en continuant d'offrir aux commissaires, au personnel de la Régie et aux participants aux audiences la possibilité d'utiliser les outils virtuels et hybrides qui avaient été mis à leur disposition pendant la pandémie. Entre les 24 et 27 janvier 2023, la Commission a tenu ses premières audiences en personne et écouté les présentations orales des connaissances autochtones pour le projet de raccordement NorthRiver Midstream dans le nord-est de la Colombie-Britannique, à Fort St. John, en Colombie-Britannique, et elle a organisé en février un atelier technique en personne sur la même audience à Grande Prairie. Plus tôt dans l'année, le retour au bureau a permis aux commissaires et au personnel de la Régie de participer à plusieurs instances sur les droits et tarifs à partir de notre salle d'audience à Calgary. C'était un plaisir d'être de retour et nous attendons avec impatience le retour des parties et du public dans notre salle d'audience au cours de la prochaine année.

Pour rendre ses décisions sur les demandes visant des pipelines, des lignes de transport d'électricité, des droits et tarifs et d'autres questions, la Commission applique des processus transparents et accessibles. Elle entend recourir à l'avenir à diverses technologies et à divers formats d'audience adaptés aux circonstances, en veillant au respect des exigences de la justice naturelle, de l'équité procédurale et de la priorité stratégique de la Régie en matière de Réconciliation avec les peuples autochtones du Canada, ainsi qu'à la sécurité, à l'efficacité et à l'accessibilité de ses audiences.

Outre les demandes visant des installations et les questions relatives aux droits et tarifs, la Commission est chargée de surveiller de façon continue les installations approuvées. La conformité aux conditions relatives aux pipelines en construction, y compris le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, demeure une partie importante de sa charge de travail. De plus, la Commission examine régulièrement l'évaluation des besoins en ressources financières des sociétés pipelinaires, ainsi que les exigences relatives à la mise de côté de fonds pour la cessation d'exploitation future de leurs installations. Dans les mois qui viennent, la Commission informera les Canadiens des travaux entrepris cette année pour mettre à jour les coûts estimatifs de cessation d'exploitation des pipelines réglementés par la Régie.

Dans le cadre de ses procédures d'audience, la Commission entend les collectivités locales, les peuples autochtones et les entreprises réglementées, qui lui font part d'idées, de préoccupations, de suggestions d'amélioration et d'observations qui l'aident à prendre des décisions éclairées sur des questions importantes pour les Canadiens.

Au cours de la dernière année, la Commission a publié de nombreuses mises à jour du Guide de dépôt de la Régie, notamment des lignes directrices pour appuyer l'objectif du gouvernement du Canada consistant à atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Le Guide de dépôt aide les demandeurs à mieux comprendre l'évolution des exigences réglementaires et constitue un outil essentiel pour communiquer l'entrée en vigueur de telles exigences, comme celles liées aux objectifs de carboneutralité. Il est continuellement mis à jour en fonction des commentaires de l'industrie, des groupes consultatifs autochtones, d'Environnement et Changement climatique Canada et d'autres parties intéressées.

Au cours de l'exercice 2022-2023, la Commission a contribué aux priorités stratégiques de la Régie en respectant toutes les normes de service (le délai prévu pour rendre une décision une fois qu'une demande est jugée complète) et les délais prescrits par la loi (le temps maximal alloué pour rendre une décision en vertu de la LRCE). Cette importante réalisation appuie la priorité stratégique visant à améliorer la compétitivité du Canada à l'échelle mondiale en améliorant la transparence, la prévisibilité et l'efficacité à toutes les étapes du cycle de vie réglementaire, et elle est conforme aux priorités énoncées par le ministre des Ressources naturelles du Canada dans une lettre adressée à la présidente du conseil d'administration de la Régie le 1er février 2023.¹

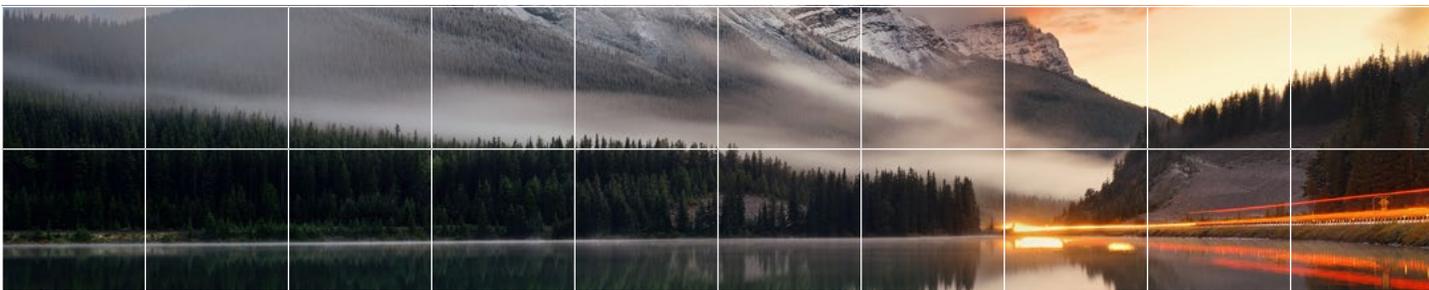
Ce ne sont là que quelques exemples des travaux et des décisions de la Commission au cours de la dernière année. Même si aucune demande visant la construction de nouveaux projets de grande envergure ne retient actuellement l'attention des Canadiens, comme cela a pu être le cas dans le passé, le travail de réglementation accompli par sept (ou parfois six) décideurs n'en demeure pas moins très intense. La priorité de la Commission consiste à maintenir la confiance des Canadiens en s'acquittant de la fonction essentielle de la Régie, à savoir la prise de décisions en matière de réglementation. Grâce à une équipe complète de commissaires, la Commission continuera de respecter les normes de service et les délais prescrits par la loi et s'efforcera d'améliorer les processus afin de réaliser des gains d'efficacité en matière de réglementation.

Je tiens à remercier mes collègues qui continuent de relever de nouveaux défis dans un esprit d'ouverture et d'équité. J'aimerais aussi remercier le personnel et la direction de la Régie pour leur appui indéfectible tout au long de la dernière année. Leurs conseils avisés et leur expertise inestimable constituent une base solide sur laquelle la Commission peut s'appuyer pour remplir ses fonctions décisionnelles. En cette première année à titre de commissaire en chef, je suis fier de ce que nous avons accompli ensemble.

La version originale a été signée par

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

¹ La lettre du ministre se trouve sur le site Web de la Régie à l'adresse <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/regie/salle-presse/quoi-neuf/2023/lettre-du-ministre-a-la-regie-1-fevrier-2023.pdf>



Rôle de la Commission

La Commission rend des décisions en vertu de 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*². Elle se conforme également aux exigences de la partie III de la *Loi sur les langues officielles*³, aux règles de justice naturelle et à la jurisprudence pertinente.

À la Commission incombent les décisions juridictionnelles et son fonctionnement est celui d'un organisme quasi judiciaire, libre de tout lien de dépendance à l'endroit des autres éléments de la structure de gouvernance de la Régie ainsi que 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, dans la mesure du possible, 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 de conseils 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 sont régies par le protocole pour la protection de l'indépendance décisionnelle de la Commission.

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 sept commissaires à temps plein entre avril et août 2022, et six entre août 2022 et mars 2023. 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](#).

2 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.

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



Réalisations de la Commission en 2022-2023

Amélioration des instances réglementaires

En vertu de la LRCE, le commissaire en chef établit des normes de service pour le traitement des demandes présentées aux termes de l'article 214 et fixe les délais pour d'autres types de demandes, qui ne doivent pas dépasser le nombre maximal de jours prévu dans la LRCE. La Régie et la Commission cherchent continuellement à réaliser des gains d'efficacité et à améliorer les processus pour respecter les délais prescrits par la loi. En 2022-2023, la Commission a respecté toutes les normes de service et tous les délais prescrits par la loi, atteignant un taux de réussite de 100 % à cet égard. L'[annexe D](#) fournit de plus amples renseignements sur les demandes assujetties à ces normes et délais.

La Commission a atteint ces objectifs dans un contexte où elle doit rendre ses décisions rapidement pour que le secteur énergétique canadien demeure concurrentiel à l'échelle mondiale, conformément aux priorités stratégiques de la Régie, tout en préservant la réputation de producteur d'énergie responsable et respectueux de la sécurité, de l'environnement et des droits de toutes les parties intéressées, y compris les peuples autochtones et d'autres groupes, que s'est forgée le Canada.

La Commission attribue ce succès au suivi continu des échéanciers des demandes et à son souci de communiquer les attentes réglementaires aux promoteurs tout au long du processus de demande.

En 2022-2023, la Régie a mis en place un tableau de bord des demandes qui offre un portail d'accès rapide que les demandeurs, les participants à l'audience et les parties intéressées peuvent consulter pour connaître les échéanciers, les principales étapes (passées et à venir), les documents, les formulaires connexes et les exigences réglementaires. Ce nouvel outil a été déployé pour certains types de demandes, et d'autres seront ajoutés à l'avenir. Le tableau de bord accroît la transparence et la certitude quant aux attentes de la Régie et de la Commission pendant le processus de demande.

L'un des objectifs de la LRCE, tel qu'il est énoncé à l'article 6, est de régir certaines questions relatives à l'énergie et, comme le précise le paragraphe 6d), de veiller au caractère juste, inclusif, transparent et efficace des audiences réglementaires et des processus décisionnels. Suivant le calendrier d'audience de l'automne 2022, la Commission s'est penchée sur l'évolution des formats d'audience (virtuel, hybride et en personne) depuis la pandémie de COVID-19. Elle a mené des recherches et recueilli des renseignements sur la façon dont d'autres organismes décisionnels ont adapté le format de leurs audiences lorsque les restrictions sanitaires se sont relâchées, et elle continuera de perfectionner ses outils technologiques et de définir les formats qui conviennent le mieux aux audiences, aux ateliers et aux séances d'information.

Les ateliers et les séances d'information sont des outils de choix pour obtenir les commentaires des parties intéressées, des parties prenantes et des peuples autochtones sur les effets d'un projet. La Commission y a recours pour mieux comprendre les enjeux, les stratégies d'atténuation possibles et les effets cumulatifs, et pour recueillir les connaissances locales dans les zones touchées. Tous ces processus ont été utilisés pour le projet de raccordement NorthRiver Midstream dans le nord-est de la Colombie-Britannique, qui comprenait un atelier sur le processus d'audience et la liste des questions, un atelier technique de plusieurs jours sur les effets cumulatifs et un atelier technique sur le plan de compensation révisé.

Le 24 février 2023, la Commission a publié aux fins de commentaires son rapport provisoire sur la phase 1 de l'examen des coûts estimatifs de la cessation d'exploitation et des mécanismes de prélèvement et de mise de côté de fonds. Tous les cinq ans, la Commission procède à un examen des fonds nécessaires à la cessation d'exploitation pour s'assurer que chaque société pipelinière réglementée par la Régie sera en mesure de cesser l'exploitation de ses pipelines en toute sécurité le moment venu et qu'elle pourra en financer la surveillance continue par la suite. Ce cycle d'examen quinquennal a commencé en 2021 par une série de processus et d'ateliers de consultation visant à élaborer une nouvelle méthode de calcul que les sociétés utiliseraient pour mettre de côté des fonds en vue de la cessation d'exploitation de leurs pipelines. Il convient de noter que la liste des participants et des auteurs d'une lettre de commentaires ne se limite pas aux sociétés touchées et inclut aussi les propriétaires fonciers et les peuples autochtones susceptibles d'être touchés.

De plus, pendant la période visée par le rapport, la Cour fédérale du Canada a rejeté une demande d'appel présentée en 2021 relativement à la décision de la Commission sur la mise en œuvre et le suivi des engagements pris dans le cadre du projet de ligne de transmission Manitoba – Minnesota de Manitoba Hydro.⁴ Le 15 novembre 2018, l'Office national de l'énergie a recommandé l'approbation de ce projet par le gouverneur en conseil, qui l'a approuvé le 14 juin 2019. En confirmant la décision de la Commission, la Cour d'appel fédérale a démontré que la Commission prend des décisions rigoureuses et impartiales qui contribuent à la réalisation des attentes énoncées dans le cadre ministériel des résultats de la Régie.

La transparence est l'un des piliers permettant d'assurer l'équité des processus décisionnels. La Commission a amorcé la planification d'un examen exhaustif des Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie (1995), comme l'autorise la LRCE, afin de les harmoniser avec cette loi et d'atteindre les objectifs énoncés dans son préambule. Ces règles encadrent la procédure à suivre pendant les instances de la Commission et établissent les mécanismes de traitement des plaintes, le déroulement des audiences publiques et la façon dont les demandes doivent être évaluées. L'objectif de cette mise à jour est de moderniser judicieusement les pratiques et procédures connexes, notamment pour améliorer la compétitivité au moyen de processus prévisibles et opportuns, et la participation du public en sera l'un des volets clés.

La Commission a également échangé régulièrement avec ses homologues du Canada et du monde entier et a continué à organiser des réunions, des conférences, des webinaires et d'autres offres éducatives, notamment celles offertes par des organismes de réglementation canadiens des secteurs de l'énergie et des services publics, la National Association of Regulatory Utility Commissioners des États-Unis, l'Institut canadien d'administration de la justice et le Conseil des tribunaux administratifs canadiens. De plus, la participation à des organisations comme le Conseil des présidents et des présidentes des tribunaux fédéraux, le Réseau francophone des régulateurs de l'énergie et d'autres réseaux d'organismes de réglementation de l'énergie a procuré à la Commission un cadre propice au dialogue, à l'apprentissage et au partage des pratiques exemplaires. Ces relations permettent également aux commissaires de profiter de l'expertise d'autres membres de la communauté de réglementation et de partager la leur avec ces importants organismes.

4 Manitoba Métis Federation Inc. c. la Régie de l'énergie du Canada et la Régie de l'hydro-électricité du Manitoba, 2023 CAF 24

Points saillants des instances réglementaires

Au cours de l'exercice 2022-2023, les commissaires ont rendu et publié 738 décisions sur des demandes visant des pipelines, des lignes de transport d'électricité, des droits et tarifs, des licences d'exportation et d'importation, des activités d'exploration et de production, des autorisations de mise en service et d'autres questions qui s'appliquent à tout le cycle de vie de l'infrastructure énergétique. L'[annexe B](#) (Travaux à la suite de demandes) et l'[annexe C](#) (Résumé des décisions et recommandations publiées par la Commission et demandes d'audience en cours) fournissent des renseignements supplémentaires.

Voici le résumé des décisions et recommandations publiées par la Commission en 2022-2023 :



Le nombre total de demandes examinées par la Commission a diminué en 2022-2023 (738 décisions comparativement à 771 en 2021-2022). La baisse la plus marquée a été observée dans la catégorie des infrastructures, suivi des catégories des droits et tarifs et des exportations et importations. En revanche, les demandes liées aux infrastructures et aux droits et tarifs se sont révélées plus complexes, et les étapes d'évaluation requises pour mener des consultations approfondies auprès des peuples autochtones, des parties prenantes concernées et des parties touchées se sont multipliées.

Bien que les annexes renferment de plus amples renseignements sur les décisions et recommandations de la Commission, certains points saillants sont présentés ci-dessous.



Au cours de l'exercice 2022-2023, le plus important projet de construction en cours supervisé par la Régie – le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – s'est poursuivi sur tous les chantiers de pose, y compris aux terminaux et aux stations de pompage. La surveillance des activités de construction de trois grands projets de NOVA Gas Transmission Line (« NGTL ») s'est poursuivie pendant cette période, soit le Projet d'agrandissement du réseau de NGTL en 2021 (« NGTL 2021 »), le projet d'agrandissement de la canalisation principale Edson et le projet d'agrandissement du couloir nord. La construction du projet NGTL 2021 et du projet d'agrandissement de la canalisation principale Edson a pris fin au cours de l'exercice 2022-2023.

Pendant les étapes suivant l'approbation et la construction des projets, la Commission rend des décisions sur diverses activités de conformité aux conditions et sur l'ensemble des demandes de modification. Des conditions sont rattachées à la plupart des décisions de la Commission, notamment en lien avec les exigences prévues par la loi, les règlements de la Régie, les conditions de service ou celles énoncées dans une décision ou une ordonnance. Au cours de la période visée par le rapport, la Régie a reçu 1 357 documents de conformité suivant l'approbation, dont certains exigeaient des décisions de la Commission. L'[annexe G](#) fournit des précisions sur ces documents.



En cas de non-respect des conditions, des ordonnances ou des décisions de la Commission, ou de violation d'une loi ou d'un règlement, un agent des sanctions administratives pécuniaires peut signifier un procès-verbal de violation assorti d'une sanction à l'encontre de la société ou de la personne concernée. Si la société ou le particulier demande que la violation ou la sanction soit réévaluée, la Commission est tenue de se pencher sur la question. Le 22 mars 2022, Trans Mountain a demandé la révision du procès-verbal de violation assorti d'une pénalité de 88 000 \$ qui lui avait été signifié le 24 février 2022, ce qui a donné lieu à la première audience de ce type depuis la création de la Régie en 2019. La Commission a tenu une instance pour examiner cette demande et, le 22 décembre 2022, elle a rendu sa décision et maintenu la sanction administrative pécuniaire, mais en a toutefois réduit le montant à 4 000 \$.

Les projets et aménagements proposés peuvent aussi avoir une incidence sur les propriétaires fonciers. Depuis la création de la Régie, la Commission peut, dans les limites de ses compétences, rendre des décisions sur des demandes de règlement de différends en matière d'indemnisation déposées par des parties touchées, y compris des propriétaires fonciers. En 2022-2023, la Régie a reçu quatre demandes de ce type. Au 31 mars 2023, en tenant compte des demandes présentées au cours des années précédentes, deux demandes d'indemnisation avaient été assignées à des formations, deux avaient été ajournées, deux avaient été retirées, deux avaient été mises en suspens à la demande du demandeur, et deux en étaient à l'étape du processus de commentaires préliminaires. Pour un complément d'information sur les différends en matière d'indemnisation, prière de consulter l'[annexe H](#).

La Commission réglemente aussi les droits et tarifs des pipelines relevant de sa compétence afin qu'ils soient justes et raisonnables. Au cours de l'exercice 2022-2023, la Commission a rendu des décisions sur plusieurs plaintes en matière de droits et tarifs, notamment une demande présentée par CNOOC Marketing Canada (« CNOOC ») pour obtenir des droits d'accès à certaines installations du terminal Edmonton de Trans Mountain et pour déterminer si ces droits lui étaient injustement refusés, comme l'explique plus en détail l'[annexe C](#). L'audience et la plaidoirie orale finale ont eu lieu en personne, une première depuis l'assouplissement des restrictions liées à la pandémie. La Commission a choisi un format d'audience hybride où les parties étaient présentes virtuellement et en personne, tandis que ses membres et le personnel de la Régie étaient présents en personne.

Comme la plainte portait sur un refus d'accès présumé, la Commission était consciente de l'incidence que la durée de l'audience aurait sur les participants. Elle a donc choisi d'accélérer les étapes du processus afin de réduire la durée totale de l'audience. Ces types de gains d'efficacité seront pris en compte pour les futures demandes lorsque cela s'avérera opportun.

Les sociétés ne peuvent mettre en service, pour le transport d'hydrocarbures ou d'autres produits, un pipeline ou une section de celui-ci que si elles ont obtenu une autorisation à cette fin de la Commission. Au cours de l'exercice 2022-2023, la Commission a délivré 42 ordonnances d'autorisation de mise en service à neuf sociétés visant 18 projets différents. Une société demande une autorisation de mise en service lorsqu'elle a terminé les travaux de construction approuvés pour une installation donnée et qu'elle peut démontrer que celle-ci peut être mise en service en toute sécurité.

La Commission joue également un rôle important dans les activités de surveillance de la sécurité et de l'environnement de la Régie. Elle peut donner des instructions ou rendre des ordonnances afin d'assurer la sécurité et la sûreté des personnes et des installations ou la protection des biens ou de l'environnement. En 2022-2023, la Commission a rendu une ordonnance relative à la sécurité, tandis que quatre ordonnances rendues au cours des exercices précédents étaient toujours en vigueur et faisaient l'objet d'une surveillance par la Régie. L'[annexe F](#) fournit de plus amples renseignements sur ces ordonnances en date du 31 mars 2023.

Au cours de la période visée par le présent rapport, aucune évaluation visant une demande désignée au sens de la *Loi sur l'évaluation d'impact*, qui nécessite un examen conjoint avec l'Agence d'évaluation d'impact, n'était en cours ou n'a été achevée. La Commission est prête à entreprendre un examen conjoint avec l'Agence si de telles demandes devaient être soumises ultérieurement.





Ce que l'avenir nous réserve

Le rôle de l'énergie est en pleine évolution au Canada et partout dans le monde. La tendance vers le déploiement d'une énergie plus durable et plus verte se poursuivra parallèlement à la mise en œuvre de l'objectif de carboneutralité, défini dans la *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*. La LRCE renferme des dispositions visant à assurer une mise en valeur plus durable des ressources énergétiques. Les paragraphes 183(2) et 262(2) stipulent que lorsqu'elle décide de délivrer un certificat pour un pipeline ou une ligne de transport d'électricité, respectivement, la Commission doit tenir compte de la mesure dans laquelle les effets de ces projets portent atteinte ou contribuent à la capacité du gouvernement du Canada de respecter ses obligations en matière d'environnement et ses engagements à l'égard des changements climatiques.

Les révisions prévues au Guide de dépôt en 2023-2024 définiront et préciseront les critères que la Commission et les demandeurs devront prendre en compte au moment de planifier des projets et de rendre des décisions à leur égard pour appuyer les objectifs de carboneutralité. Au cours de cette transition, la Commission continuera de veiller à la sécurité et à la fiabilité du transport de l'énergie, tout en procurant certitude, transparence et efficacité à l'industrie et aux Canadiens, et en leur fournissant des orientations plus précises.

La transition énergétique vers une économie à faibles émissions de carbone est également modélisée par la Régie dans ses rapports sur l'avenir énergétique. Bien que ce travail soit réalisé par la Régie plutôt que par la Commission, ces modèles aident tous les Canadiens à comprendre les changements qui pourraient toucher le secteur de l'énergie, les technologies qui pourraient voir le jour et les applications énergétiques qui pourraient être utilisées à l'avenir. Ces renseignements prospectifs aident la Commission à recueillir des données de manière proactive à mesure que se développent et évoluent les

processus réglementaires, les pratiques exemplaires et les nouvelles idées. L'information servira également à mettre à jour les lignes directrices du Guide de dépôt.

Il convient de noter qu'au cours de la période visée par le rapport, la Commission n'a reçu aucune demande visant des projets d'énergie renouvelable extracôtière ou de captage du carbone. Les demandes visant des pipelines d'hydrogène qui franchissent des frontières internationales ou interprovinciales relèvent du mandat de surveillance réglementaire de la Régie, mais aucune demande de ce genre n'a été reçue à ce jour. Le rôle de la Commission dans ce domaine devrait s'accroître au fil du temps.

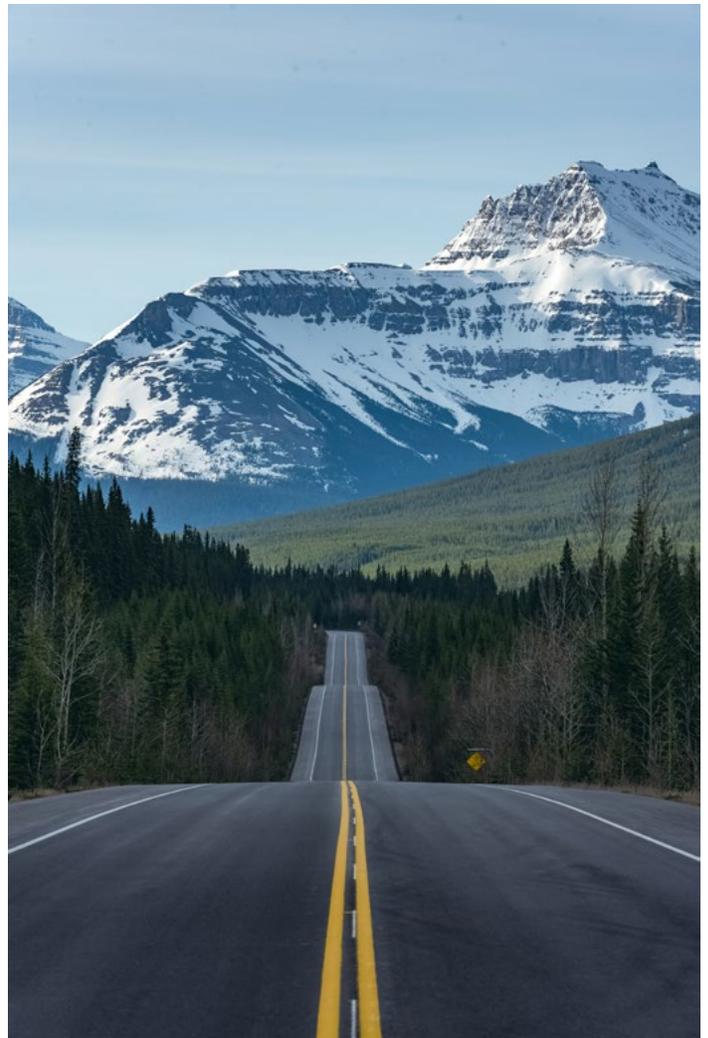
Comme elle le fait systématiquement, la Commission continuera de tirer parti des « leçons apprises » pour améliorer ses systèmes et ses processus, notamment en appliquant les enseignements tirés de son travail avec les peuples autochtones et les parties prenantes, en développant et en renforçant ses relations et en contribuant au processus de Réconciliation du gouvernement du Canada. La Commission proposera des moyens respectueux et efficaces d'entendre et de prendre en compte les connaissances autochtones dans ses instances et ses décisions et mettra à profit les enseignements tirés des processus antérieurs.

À titre de tribunal spécialisé, la Commission continuera aussi de renforcer son expertise en se tenant au courant des principaux développements dans les domaines de l'énergie, de la réglementation et des processus décisionnels, et en assurant la participation à la formation continue annuelle. Elle doit notamment mettre à profit les expériences collectives pour améliorer et affiner le format de ses audiences. Elle s'efforcera également de cerner, de réduire et, dans la mesure du possible, d'éliminer les obstacles à l'accessibilité dans le contexte des audiences en s'inspirant du [Plan sur l'accessibilité](#) de la Régie.

La Commission continuera d'améliorer l'efficacité des processus tout en recherchant de nouveaux moyens d'atteindre cet objectif. Pour ce faire, elle aura recours à certains de ses processus qui offrent la souplesse nécessaire pour réduire considérablement le fardeau administratif. Par exemple, le processus de règlement extrajudiciaire des différends permet au personnel de la Régie d'agir comme médiateur dans certains dossiers, comme ceux liés à l'indemnisation, ce qui donne souvent lieu à un règlement et permet aux parties de trouver une solution avant que la Commission n'ait à statuer sur la demande. La Commission a également examiné plusieurs demandes déposées aux termes des lignes directrices sur les règlements négociés en 2022-2023. Ces lignes directrices fournissent un cadre pour accélérer l'examen des demandes visant des droits qui ont été négociés à l'avance et qui ne sont pas contestés par les parties. Ces gains d'efficacité renforcent la compétitivité et le caractère innovant des processus de la Commission, et cette tendance se poursuivra au cours de la prochaine année.

La Commission continuera également d'utiliser des outils de mobilisation précoce et de règlement, comme les lignes directrices sur les règlements négociés et les ateliers techniques mentionnés précédemment, pour tenter de résoudre les problèmes de manière anticipée et de prendre en compte les commentaires des peuples autochtones et des parties prenantes dans les plans de conception et les mesures d'atténuation, et ainsi simplifier les processus.

Bon nombre des initiatives en cours de la Commission ont été évoquées dans une lettre que le ministre des Ressources naturelles a récemment fait parvenir à la présidente du conseil d'administration de la Régie.⁵ Cette lettre rappelait que la Commission est un modèle en ce qui concerne la conciliation de l'intérêt public et des priorités du gouvernement. La Commission maintiendra ses efforts pour assurer l'acheminement sécuritaire et efficace de l'énergie au Canada ou ailleurs dans le monde, protéger l'environnement, améliorer la compétitivité du Canada à l'échelle mondiale et reconnaître et respecter les droits des propriétaires fonciers, des peuples autochtones et des sociétés réglementées, dans le cadre du mandat défini par le Parlement.



5 La lettre du ministre se trouve sur le site Web de la Régie à l'adresse <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/regie/salle-presse/quoi-neuf/2023/lettre-du-ministre-a-la-regie-1-fevrier-2023.pdf>

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

Avant sa nomination à titre de commissaire à la Régie, Kathy Penney était membre permanente de la Commission canadienne de sûreté nucléaire. Elle 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. Mme Penney 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. 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. Mme Penney est chercheuse-boursière au Collège Pearson et détient un certificat en direction supérieure de l'Université Queen's.



Mélanie Chartier, commissaire

Avocate de formation, Mélanie Chartier 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. Mme 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. Mme 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

Le mandat de Trena Grimoldby a été reconduit en 2022. Ayant qualité d'avocate et d'arbitre, avant sa nomination à titre de commissaire, elle était présidente publique de l'Insurance Councils Appeal Board (ICAB) de l'Alberta. Elle a aussi été avocate à l'interne pour deux sociétés multinationales du secteur de l'énergie (Shell Canada et PETRONAS Canada), une société énergétique du secteur intermédiaire (Pembina Pipelines Ltd.), l'organisme albertain de réglementation du pétrole et du gaz (Alberta Energy Regulator ou AER) 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 et présidente du comité des affaires réglementaires en plus de guider la communauté d'intérêt des femmes dans le secteur de l'énergie. Mme Grimoldby détient un baccalauréat en droit de l'Université de l'Alberta et un baccalauréat en arts avec spécialisation en anglais de cette même université.



Wilma Jacknife, commissaire

Wilma Jacknife a été membre temporaire de l'Office national de l'énergie jusqu'en décembre 2018. 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, 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, Mme 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). Mme 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.

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.

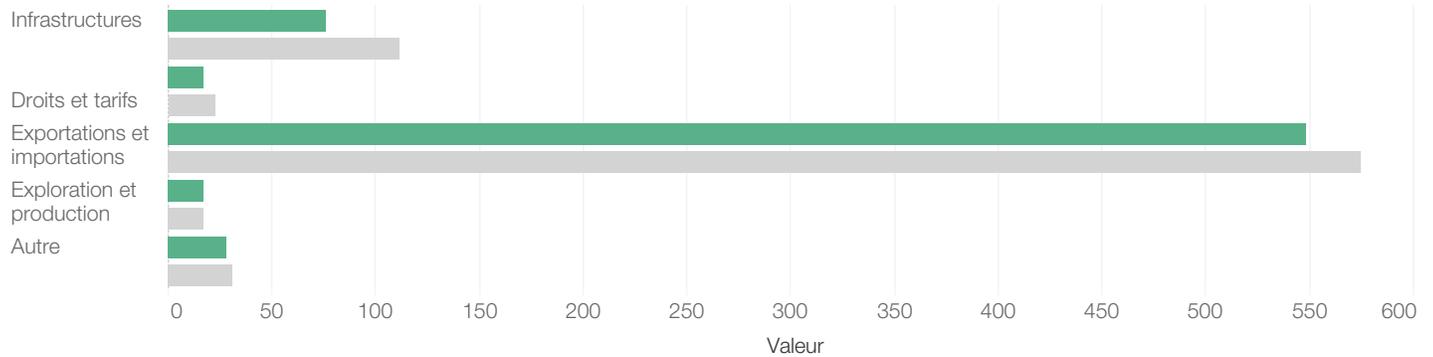
Une demande présentée aux termes de la LRCE peut être accompagnée de demandes en vertu de plusieurs parties de cette même loi ou de ses règlements d'application. Chaque demande déposée n'est comptée qu'une seule fois dans le tableau, telle qu'elle a été reçue, et une seule fois comme ayant fait l'objet 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 2022-2023.

La visualisation B.1 (Résumé des travaux à la suite de demandes en 2022-2023) 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.

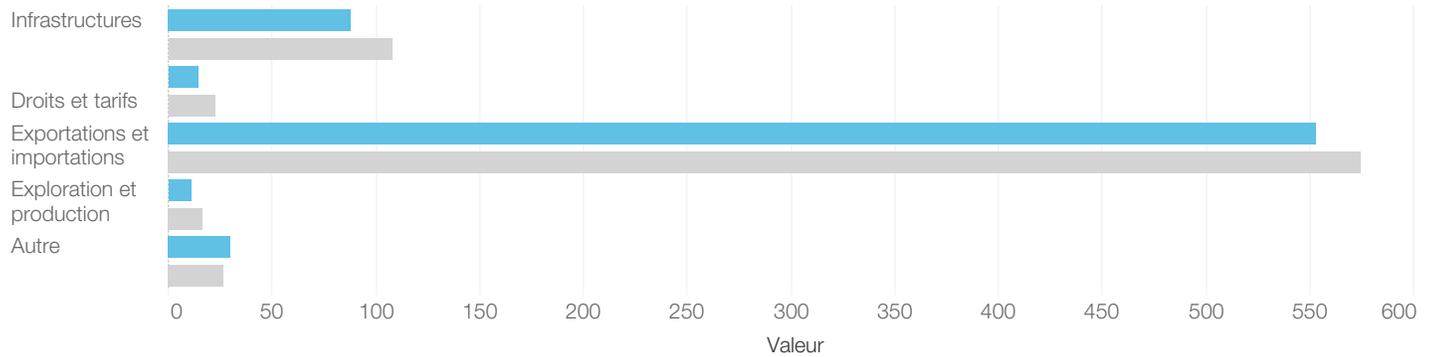
Les visualisations B.2 et B.3 (Détails des travaux à la suite de demandes en 2022-2023 et Détails des travaux en 2022-2023 – Décisions et recommandations) présentent en détail toutes les demandes reçues, ainsi que les décisions rendues et les recommandations formulées en 2022-2023.

Demands reçues durant l'exercice 2022-2023 par rapport à la moyenne sur cinq ans



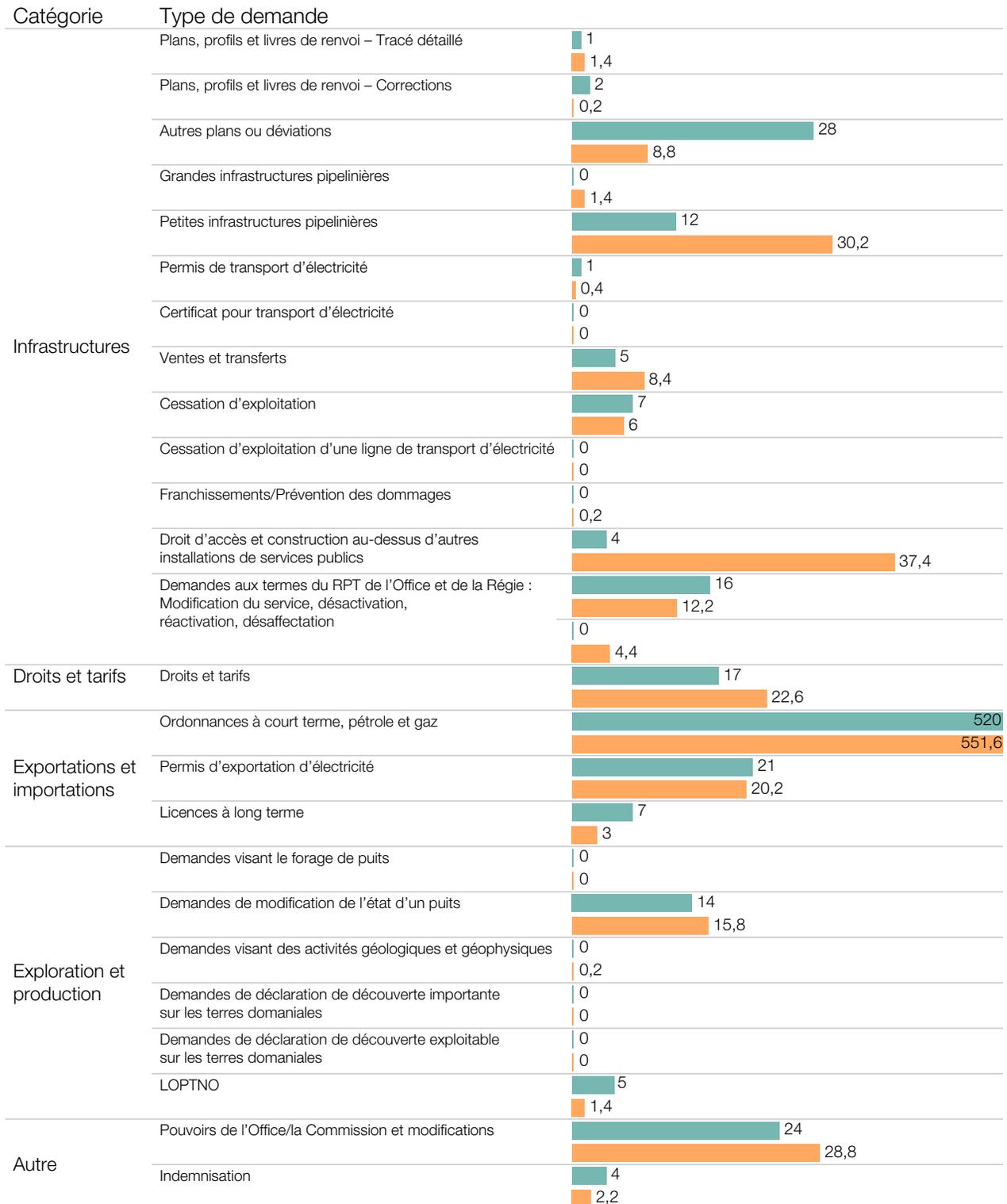
■ Nombres de demandes reçues – Exercice 2022-2023
 ■ Demandes reçues – Moyenne sur cinq ans

Décisions rendues ou recommandations formulées durant l'exercice 2022-2023 par rapport à la moyenne sur cinq ans



■ Nombre moyen de décisions rendues ou de recommandations
 ■ Formulées durant l'exercice 2022-2023

Visualisation B.2 – Détails des travaux à la suite de demandes en 2022-2023



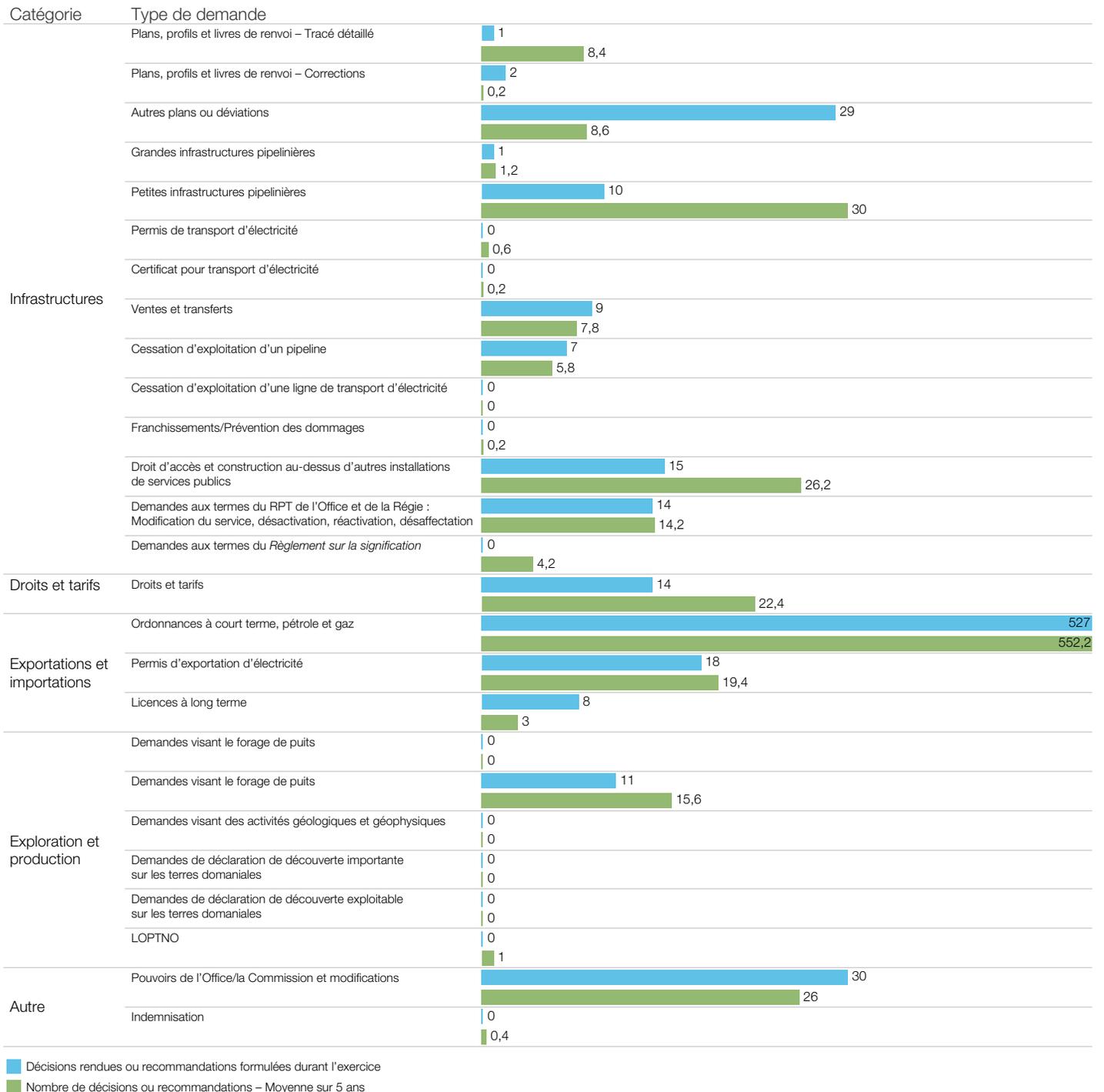
■ Demandes reçues durant l'exercice

■ Nombre de demandes reçues – Moyenne sur 5 ans

Travaux à la suite de demandes en 2022-2023

Catégorie	Type de demande	Nombre de demandes reçues	Moyenne sur 5 ans
Infrastructures	Plans, profils et livres de renvoi/tracé détaillé	1	1,4
	Plans, profils et livres de renvoi – Corrections	2	0,2
	Autres plans ou déviations	28	8,8
	Grandes infrastructures pipelinières	0	1,4
	Petites infrastructures pipelinières	12	30,2
	Permis de transport d'électricité	1	0,4
	Certificat pour transport d'électricité	0	0,0
	Vente et transfert	5	8,4
	Cessation d'exploitation d'un pipeline	7	6,0
	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	4	37,4
	Demandes aux termes du RPT de l'Office et de la Régie : Modification du service, désactivation, réactivation, désaffectation	16	12,2
	Demandes aux termes du Règlement sur la signification	0	4,4
Droits et tarifs	Droits et tarifs	17	22,6
Exportations et importations	Ordonnances à court terme, pétrole et gaz	520	551,6
	Permis d'exportation d'électricité	21	20,2
	Licences à long terme	7	3,0
Exploration et production	Demandes visant le forage de puits	0	0,0
	Demandes de modification de l'état d'un puits	14	15,8
	Demandes visant des activités géologiques et géophysiques	0	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	5	1,4
Autre	Pouvoirs de l'Office/la Commission et modifications	24	28,8
	Indemnisation	4	2,2

Visualisation B.3 – Détails des travaux en 2022-2023 – Décisions et recommandations



Détails des travaux en 2022-2023 – 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	1	8,4
	Plans, profils et livres de renvoi – Corrections	2	0,2
	Autres plans ou déviations	29	8,6
	Grandes infrastructures pipelinières	1	1,2
	Petites infrastructures pipelinières	10	30,0
	Permis de transport d'électricité	0	0,6
	Certificat pour transport d'électricité	0	0,2
	Vente et transfert	9	7,8
	Cessation d'exploitation d'un pipeline	7	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	15	26,2
	Demandes aux termes du RPT de l'Office et de la Régie : Modification du service, désactivation, réactivation, désaffectation	14	14,2
	Demandes aux termes du Règlement sur la signification	0	4,2
Droits et tarifs	Droits et tarifs	14	22,4
Exportations et importations	Ordonnances à court terme, pétrole et gaz	527	552,2
	Permis d'exportation d'électricité	18	19,4
	Licences à long terme	8	3,0
Exploration et production	Demandes visant le forage de puits	0	0,0
	Demandes de modification de l'état d'un puits	11	15,6
	Demandes visant des activités géologiques et géophysiques	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	0	1,0
Autre	Pouvoirs de l'Office/la Commission et modifications	30	26,0
	Indemnisation	0	0,4

Annexe C : Résumé des décisions et recommandations publiées par la Commission et demandes d'audience en cours

La Commission rend des décisions sur de nombreux sujets en vertu de la LRCE. Il peut s'agir de demandes visant de petites installations, comme celles évaluées aux termes de l'article 214 de la LRCE, de plaintes relatives à des questions foncières ou de demandes visant la cessation d'exploitation d'installations devenues inutiles, une indemnisation ou un projet pipelinier de grande envergure évalué aux termes de l'article 183 de la LRCE. Elle peut également être appelée à rendre des décisions sur des plaintes déposées par des expéditeurs, à mener des audiences sur les droits des sociétés, les coûts estimatifs de cessation d'exploitation, les permis d'électricité délivrés en vertu de l'article 248 et les certificats d'électricité délivrés en vertu de l'article 261. Tous ces processus exigent que les décisions soient prises dans l'intérêt public, en s'assurant de prendre en compte les points de vue des peuples autochtones et des parties prenantes, et sont essentiels au maintien de la sécurité et de la compétitivité de l'infrastructure énergétique du Canada.

Décisions et recommandations de la Commission en 2022-2023

Des rapports de décision et de recommandation sont rédigés à l'issue d'instances plus importantes et plus formelles (comme les demandes présentées aux termes de l'article 183 de la LRCE, les plaintes relatives aux droits et tarifs, etc.). Les décisions de ce type qui ont été rendues par la Commission entre le 1er avril 2022 et le 31 mars 2023 comprennent les suivantes.

Décisions visant des droits et tarifs

CNOOC Marketing Canada – Demande d'accès aux installations de raccordement du terminal Edmonton de Trans Mountain selon des modalités raisonnables

Décision : La Commission a ordonné à Pembina de consentir à la réception, au transport et à la livraison du pétrole offert par CNOOC Marketing Canada (« CNOOC ») sur les installations de raccordement si les conditions opérationnelles le permettent et a exigé que PKM Canada North 40 Limited Partnership (« Pembina ») et CNOOC négocient de bonne foi pour établir des modalités raisonnables pour le raccordement souhaité. En outre, elle a déterminé que Trans Mountain Pipeline ULC (« Trans Mountain ») devrait définir plus clairement ses tarifs et lui a demandé de les modifier afin de clarifier son processus de vérification des commandes au terminal Edmonton. (Parties 1 et 3, paragraphes 32, 34, 226, 235 et 239 de la LRCE)

Contexte : Demande de CNOOC datée du 14 avril 2022 relativement à Pembina et l'accès aux installations de raccordement du terminal Edmonton de Trans Mountain selon des modalités raisonnables

Numéro de l'ordonnance d'audience : RH-001-2022

La Commission a publié les motifs de sa décision le 17 janvier 2023.

Numéro de dossier REGDOCS : [\[C22856\]](#)

Formation de commissaires : Stephania Luciuk (commissaire président l'audience), Mark Watton, Mélanie Chartier et Trena Grimoldby (remplaçante)

Décision : La Commission a jugé que les droits découlant d'une interprétation appropriée des ententes de service de transport originales de Keystone seraient justes et raisonnables et qu'il n'y a pas lieu de s'écarter du libellé de ces ententes. La Commission a également conclu que certains coûts liés à l'utilisation d'agents réducteurs de traînée peuvent être assimilés à des coûts servant à l'agrandissement du pipeline ou à l'accroissement de la capacité nominale de celui-ci et que ces coûts ne sont pas tous recouvrables dans les droits variables établis dans les ententes de service de transport. La Commission a aussi indiqué que certains coûts en capital, mais pas tous, sont recouvrables dans les droits variables. Dans le cadre de la phase 1 de l'instance, Keystone a reçu instruction de retrancher certains coûts et de les inclure dans son nouveau dépôt concernant les droits pour 2020 et 2021. La phase 2, qui se déroulera après avoir entendu les commentaires de Keystone et des personnes intéressées, portera sur les droits exigibles en 2022 et par la suite.

Contexte : Phillips 66 Canada Ltd. et Cenovus Energy Inc. ont déposé une plainte portant sur les droits variables proposés par Keystone pour 2020 et 2021. La plainte visait notamment à déterminer si les droits proposés avaient été calculés conformément aux modalités des ententes de service de transport. Les plaignants se sont opposés à la proposition de Keystone de recouvrer certains coûts dans les droits variables, notamment les dépenses liées à l'utilisation d'un agent réducteur de traînée et les coûts en capital permanents.

Numéro de l'ordonnance d'audience : RH-005-2022

La Commission a publié sa décision et l'ordonnance le 17 janvier 2023.

Numéro de l'ordonnance : AO-001-TO-005-2022

Numéro de dossier REGDOCS : [\(C22525\)](#)

Formation de commissaires : Trena Grimoldby (commissaire président l'audience), Wilma Jacknife, Stephania Luciuk et Mélanie Chartier (remplaçante)

Sanctions administratives pécuniaires

Demande de révision (dossier AMP-001-2022)

Décision : Les membres majoritaires de la Commission ont déterminé que Trans Mountain a commis la violation et que le montant de la pénalité applicable n'a pas été établi conformément au *Règlement sur les sanctions administratives pécuniaires*. Le montant a été corrigé pour refléter une cote de gravité de -5, ce qui entraîne une pénalité de 4 000 \$. La dissidence n'aurait pas confirmé la violation.

Contexte : Le 24 février 2022, l'agent des sanctions administratives pécuniaires a délivré le procès-verbal de violation NOV-001-2022 en vertu de l'article 125 de la LRCE. Ce procès-verbal indiquait que Trans Mountain Pipeline ULC (« Trans Mountain ») n'avait pas établi, élaboré, mis en œuvre, maintenu et documenté les processus exigés aux alinéas 6.5(1)k) et 6,5(1)q) du *Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres*. Le montant de la sanction administrative pécuniaire imposée était de 88 000 \$.

Le 22 mars 2022, Trans Mountain a demandé à la Commission de réviser le montant de la pénalité et les faits quant à la violation.

Numéro de l'ordonnance d'audience : MH-001-2022

Décision rendue le 22 décembre 2022

Lien vers le rapport : <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/securite-environnement/rendement-lindustrie/rapports-conformite-lexecution/sanction-administrative-pecuriaire/2022/lettre-decision-trans-mountain-pipeline-ulc-amp-001-2022.html>

Formation de commissaires : Kathy Penney (commissaire président l'audience), Stephania Luciuk, Mélanie Chartier et Wilma Jacknife (remplaçante)

Infrastructures

NOVA Gas Transmission Ltd. – Demande visant le projet de livraison parcours ouest en 2023

Recommandation : Après avoir tenu compte de tous les éléments qui semblent directement reliés et pertinents à la demande, la Commission a jugé que le projet comporte un caractère d'utilité publique, tant pour le présent que pour l'avenir, et a recommandé à la gouverneure en conseil de donner instruction à la Régie de délivrer un certificat assorti de conditions en vertu du sous-alinéa 186(1)a)(i) de la LRCE pour la construction et l'exploitation du projet.

Contexte : NOVA Gas Transmission Ltd. (« NGTL ») a présenté une demande aux termes de l'article 183 en vue de construire et d'exploiter un doublement de gazoduc, en trois sections, d'une longueur totale approximative de 39 kilomètres. Le projet vise l'agrandissement du réseau existant de NGTL dans le but de répondre aux besoins supplémentaires de livraison au point d'exportation frontalier entre l'Alberta et la Colombie-Britannique et de satisfaire à la demande du marché pour relier à long terme l'approvisionnement du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien aux marchés. Situé entièrement en Alberta, il s'étend entre Turner Valley et Lundbreck, au sud de Calgary.

Numéro de l'ordonnance d'audience : GH-002-2020

La Commission a publié son rapport de recommandation le 24 mai 2022. Le 25 novembre 2022, au moyen du décret C.P. 2022-1248, la gouverneure en conseil a donné instruction à la Régie de délivrer un certificat pour le projet.

Numéro du certificat : GC-134

Numéro de dossier REGDOCS : [\[C19229\]](#)

Formation de commissaires : Damien Côté (commissaire président l'audience), Trena Grimoldby, Mark Watton et Stephania Luciuk (remplaçante)

Projet de ligne internationale de transport d'électricité Lake Erie Connector 2021 d'ITC Lake Erie Connector LLC (« ITC ») – Demande de modification des conditions 2 et 5 du certificat d'utilité publique EC-056 de 2021 (« demande de modification de 2021 »)

Décision : La Commission a approuvé la demande de modification de 2021 accordant les modifications demandées aux conditions 2 et 5 du certificat EC-056 (partie 4, paragraphes 280(1)(2)(3) de la LRCE).

Contexte : ITC a déposé une demande visant à proroger de deux ans encore, soit jusqu'au 26 juin 2024, la disposition d'expiration de la condition 2 du certificat ainsi qu'à en modifier la condition 5 de façon à remplacer « ITC Lake Erie LLC » par « LEC GP Inc. au nom de Lake Erie LP » comme propriétaire et exploitant du projet.

La Commission a publié sa lettre de décision et une ordonnance le 25 août 2022.

Numéro de l'ordonnance : AO-002-EC-056

Numéro de dossier REGDOCS : [\[C20667\]](#)

Formation de commissaires : Mélanie Chartier (commissaire président l'audience), Wilma Jackknife, Stephania Luciuk et Trena Grimoldby (remplaçante)

Exportations et importations

AltaGas LPG General Partner Inc., au nom d'AltaGas LPG Limited Partnership – Demande de licence autorisant l'exportation de butane

Décision : En vertu de l'article 344 de la LRCE, la Commission acquiesce à la demande d'AltaGas concernant la délivrance d'une licence d'une durée de 25 ans. La délivrance de la licence exigeait l'approbation du ministre des Ressources naturelles. Le ministre a approuvé la licence le 21 septembre 2022.

Article 344 de la LRCE

Contexte : Le 15 octobre 2021, AltaGas a présenté une demande aux termes de l'article 344 de la LRCE en vue d'obtenir une licence d'exportation de butane.

La Commission a publié sa lettre de décision le 23 juin 2022 et la licence a été délivrée le 23 septembre 2022.

Licence : GL-345

Numéro de dossier REGDOCS : [\[C19687\]](#)

Formation de commissaires : Mark Watton (commissaire président l'audience), Damien Côté, Mélanie Chartier et Kathy Penney (remplaçante)

Ksi Lisims LNG GP Ltd., au nom de Ksi Lisims LNG Limited Partnership – Demande présentée en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel sous forme de gaz naturel liquéfié

Décision : En vertu de l'article 344 de la LRCE, la Commission a acquiescé à la demande de Ksi Lisims LNG concernant la délivrance d'une licence d'une durée de 40 ans, sous réserve de certaines conditions. La délivrance de la licence exigeait l'approbation du ministre des Ressources naturelles. Le ministre a approuvé la licence le 15 mars 2023.

Contexte : Le 25 avril 2022, Ksi Lisims LNG GP Ltd., au nom de Ksi Lisims LNG Limited Partnership, a présenté une demande aux termes de l'article 344 de la LRCE en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel sous forme de gaz naturel liquéfié.

La Commission a publié sa lettre de décision le 14 décembre 2022 et la licence a été délivrée le 15 mars 2023.

Licence GL-346

Numéro de dossier REGDOCS : [\[C22526\]](#)

Formation de commissaires : Trena Grimoldby (commissaire président l'audience), Stephania Luciuk, Mélanie Chartier et Kathy Penney (remplaçante)

Pouvoirs de la Commission et modifications

Kingston Midstream Westspur Limited et Secure Energy Services Inc. – Observations communes relatives à l'arrêt de l'examen de la demande de révision de Kingston et de l'ordonnance MO-020-2021

Décision : La Commission a modifié l'ordonnance MO-020-2021 et a mis fin à la procédure de révision de sorte que Secure, Kingston et leurs sociétés affiliées puissent assurer l'accès de Secure au pipeline Westspur d'une manière conforme à l'esprit de l'ordonnance.

Conditions de service (partie 3, articles 225 à 240 de la LRCE)

Contexte : La Commission a rendu l'ordonnance MO-020-2021 au terme de l'audience RH-003-2020 portant sur une demande de Secure sollicitant une ordonnance qui lui permettrait de recevoir du pétrole brut du pipeline Westspur, propriété de Kingston, et d'en livrer au moyen de celui-ci. À la suite d'une demande de révision de la décision, Secure et Kingston ont négocié une solution et ont déposé une demande correspondante auprès de la Commission.

La Commission a publié sa lettre de décision le 22 septembre 2022.

Numéro de l'ordonnance : AO-001-MO-020-2021

Numéro de dossier REGDOCS : [\[C21030\]](#)

Formation de commissaires : Stephania Luciuk (commissaire président l'audience), Trena Grimoldby, Wilma Jacknife et Kathy Penney (remplaçante)

Demandes d'audience en cours

Les demandes ci-après étaient en cours d'évaluation par la Commission en 2022-2023 et donneront lieu à des décisions ou des recommandations.

Droits et tarifs

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

Partie 3, articles 225 à 240 de la LRCE

Contexte : Trans-Nord sollicite une ou plusieurs ordonnances en vertu des parties 1, 3 et 9 de la LRCE et des Lignes directrices révisées relatives aux règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs de 2002 adoptées par la Régie approuvant l'entente de règlement avec droits incitatifs.

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

Numéro de dossier REGDOCS : [\[C22197\]](#)

Formation de commissaires : Kathy Penney (commissaire président l'audience), Stephania Luciuk, Trena Grimoldby et Mélanie Chartier (remplaçante)

Infrastructures

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

Partie 3, article 183 de la LRCE

Contexte : Demande présentée par NorthRiver Midstream NEBC Connector GP Inc. aux termes de l'article 183 de la LRCE en vue de construire et d'exploiter deux pipelines parallèles d'une longueur de 215 km allant du nord-ouest de Wonowon, en Colombie-Britannique, jusqu'à la région de Gordondale, en Alberta.

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

Numéro de dossier REGDOCS : [\[C16186\]](#)

Formation de commissaires : Kathy Penney (commissaire président l'audience), Mark Watton, Wilma Jacknife, Stephania Luciuk (remplaçante) et Mélanie Chartier (remplaçante)

Cessations d'exploitation

Westcoast Energy Inc. – Projet de cessation d'exploitation du pipeline Pointed Mountain

Partie 3, paragraphe 241(1) de la LRCE

Contexte : Demande de Westcoast sollicitant l'autorisation de cesser l'exploitation du pipeline Pointed Mountain situé près de la frontière entre la Colombie-Britannique, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest

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

Numéro de dossier REGDOCS : [\[C17537\]](#)

Formation de commissaires : Mélanie Chartier (commissaire président l'audience), Wilma Jacknife, Stephania Luciuk et Kathy Penney (remplaçante)

Activités d'exploration et de production

Inuvialuit Energy Security Project Ltd. (« IESPL ») – Demande d'autorisation de travaux préliminaires et de reconditionnement d'un puits

Partie 1, alinéa 10(1)b) de la *Loi sur les opérations pétrolières des Territoires du Nord-Ouest* (« LOPTNO »)

Contexte : Demande d'IESPL visant la réalisation de travaux préliminaires sur le site (construction de routes, installation de ponceaux et d'un pont, construction des plateformes du centre énergétique, installation de pieux à adhérence due au gel) liés au projet de sécurité énergétique des Inuvialuit dans la région désignée des Inuvialuit dans les Territoires du Nord-Ouest.

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

Numéro de dossier REGDOCS : [\[C19712\]](#)

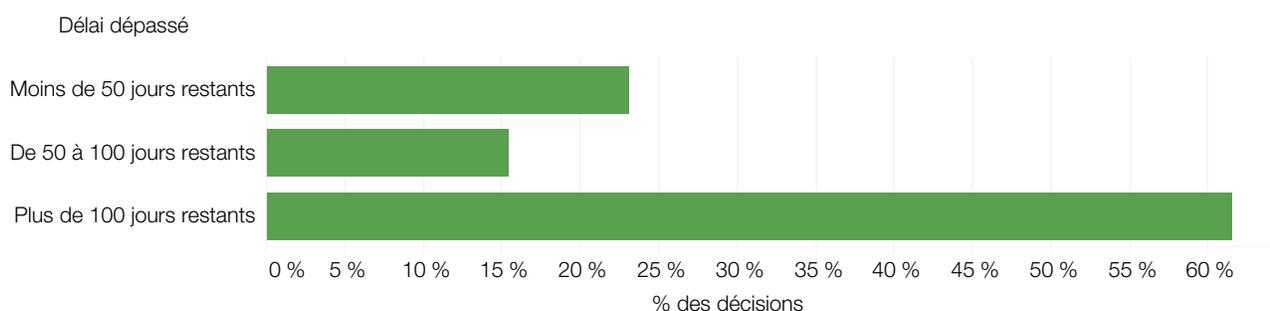
Formation de commissaires : Mark Watton (commissaire président l'audience), Kathy Penney, Wilma Jacknife et Stephania Luciuk (remplaçante)

Annexe D : Délais

Délais en 2022-2023

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 2022-2023.

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	Date de la décision (AAAA-MM-JJ)
Article 214 de la LRCE	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie B	210 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	Westcoast Energy Inc. – Demande visant la construction et l’exploitation du projet de remplacement de la station de comptage 21	62	C18469	2022-04-05

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	Date de la décision (AAAA-MM-JJ)
Article 214 de la LRCE	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie A	130 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	Pipelines Enbridge Inc. - Demande visant la construction et l'exploitation du projet d'amélioration d'un sas de départ au terminal Edmonton	29	C18470	2022-04-06
Article 214 de la LRCE	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie B	210 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	Trans Mountain Pipeline ULC – Demande visant l'installation de deux nouvelles sections de comptage NPS 12 à la rangée de compteurs 4 et de la tuyauterie connexe pour le transfert du produit aux installations de stockage et les activités de vérification	49	C18727	2022-04-22
Article 183 de la LRCE	Grandes infrastructures pipelinières	450 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	NOVA Gas Transmission Ltd. – Demande visant la construction et l'exploitation du projet de livraison parcours ouest en 2023 de NGTL	406	C19229	2022-05-05
Article 214 de la LRCE	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie C	300 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	Steel Reef Pipelines Canada Corp. – Demande visant la construction et l'exploitation du projet de pipeline Sinclair	115	C19189	2022-05-13
Article 344 de la LRCE	Licences d'exportation ou d'importation	Six mois à compter du moment où la demande est jugée complète	AltaGas LPG General Partner Inc., au nom d'AltaGas LPG Limited Partnership – Demande de licence autorisant l'exportation de butane	143	C19687	2022-06-13

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	Date de la décision (AAAA-MM-JJ)
Article 214 de la LRCE	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie B	210 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	Westcoast Energy Inc. – Demande visant la construction et l’exploitation du projet de remplacement de la tuyauterie à la station de compression 08B	61	C20016	2022-07-04
Article 214 de la LRCE	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie B	210 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	Steel Reef Pipelines Canada Corp – Demande visant la construction et l’exploitation du projet de canalisation latérale North Portal	38	C20222	2022-07-22
Article 214 de la LRCE	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie A	130 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	NOVA Gas Transmission Ltd. – Projet de raccordement à l’usine d’extraction d’éthane Leismer	30	C21194	2022-09-29
Article 214 de la LRCE	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie B	210 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	NOVA Gas Transmission Ltd. – Projet de remplacement de l’ouvrage de franchissement par FDH de la canalisation Albersun sous la rivière Horse	55	C21682	2022-10-26
Article 344 de la LRCE	Licences d’exportation ou d’importation	Six mois à compter du moment où la demande est jugée complète	Ksi Lisims LNG GP Ltd. au nom de Ksi Lisims LNG Limited Partnership – Demande visant l’obtention d’une licence d’exportation de gaz d’une durée de 40 ans	152	C22526	2022-12-14

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	Date de la décision (AAAA-MM-JJ)
Article 214 de la LRCE	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie B	210 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	TransCanada PipeLines Limited – Projet d’agrandissement de la station de comptage Gerarldton	47	C23446	2023-02-28
Article 214 de la LRCE	Petites infrastructures pipelinières – Catégorie A	130 jours à compter du moment où la demande est jugée complète	Trans Mountain Pipeline ULC – Demande visant l’agrandissement de la rangée de compteurs 2	37	C23497	2023-03-02

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 2022-2023, selon la société.

Société / Projet	Nombre d'ordonnances d'autorisation de mise en service
Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.	1
Projet visant la section Yahk du doublement n° 2 de la canalisation principale de la Colombie-Britannique (« section Yahk »)	1
NOVA Gas Transmission Ltd.	25
Projet d'agrandissement du réseau de NGTL en 2021	7
Projet d'agrandissement de la canalisation principale Edson	3
Projet de raccordement à l'usine d'extraction d'éthane Leismer	1
Projet d'assainissement du couloir centre-nord	1
Projet d'agrandissement du couloir nord	7
Ajout du motocompresseur C4 à la station Saddle Hills	1
Projet de station de comptage au point de vente Smoky River South	2
Projet de livraison parcours ouest en 2022	3
Steel Reef Pipelines Canada Corp.	1
Projet de pipeline Sinclair	1
Trans Mountain Pipeline ULC	6
Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain	5
Projet de remplacement des ouvrages de franchissement nos 15 et 16 de la rivière Coquihalla	1

Société / Projet	Nombre d'ordonnances d'autorisation de mise en service
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	2
Projet d'acquisition d'actifs et de renforcement	2
TransCanada PipeLines Limited	1
Projet d'ajout de l'unité B3 à la station 802	1
Westover Express Pipeline Limited	5
Projet de l'installation Westover	5
Services d'Énergie de Quartier Zibi	1
Projet de Services d'Énergie de Quartier Zibi	1
Total	42

Annexe F : Ordonnances et instructions de la Commission

Le tableau ci-après résume les ordonnances et les instructions de la Commission qui ont été publiées en 2022-2023. La Commission peut rendre ces ordonnances 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 jusqu'à ce que la Commission juge que la société a corrigé, à sa satisfaction, le problème à l'origine de l'ordonnance.

Une nouvelle ordonnance a été rendue en 2022-2023 en matière de sécurité. Les ordonnances qui ont été modifiées sont présentées ci-après. 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 ».

N° de l'ordonnance	Date de délivrance	Société	Description / Raison de l'ordonnance ou de l'instruction	Mesure à prendre / Statut
Ad-GA-RG-CSA 0101	31 oct. 2022	Toutes les sociétés pétrolières et gazières	Les sociétés du ressort de la Régie doivent se procurer et intégrer à leurs installations uniquement des composantes, canalisations, revêtements et applications de revêtement qui sont conformes aux plus récentes versions de la série de normes CSA Z245.	L'ordonnance reste en vigueur jusqu'à la parution de la prochaine édition de la norme CSA Z662 – <i>Réseau de canalisations de pétrole et de gaz</i> faisant des renvois aux normes Z245 actualisées.
AO-005-SO-T217-03-2010	8 juin 2022	Pipelines Trans-Nord Inc.	Trans-Northern Pipelines Inc. – Demande de modification visant à accroître la pression maximale d'exploitation restreinte pour le pipeline latéral ASIG NPS 8 figurant à la ligne 11 de l'annexe B de l'ordonnance de sécurité modificatrice AO-001-SO-T217-03-2010, dans sa version modifiée.	Ordonnance toujours en vigueur au 31 mars 2023. L'ordonnance accordait à Trans-Nord l'autorisation d'augmenter la pression maximale d'exploitation figurant à la ligne 11, puis de supprimer la ligne en question de l'ordonnance. La société n'a aucune condition à remplir, si ce n'est de clarifier le libellé d'une (ancienne) condition existante (4f).

AO-006-SO-T217-03-2010	6 sept. 2022	Pipelines Trans-Nord Inc.	Pipelines Trans-Nord Inc. – Demande de modification présentée aux termes de la condition 4.f de l’ordonnance de sécurité modificatrice AO-001-SO-T217-03-2010, dans sa version modifiée, visant à accroître la pression maximale d’exploitation restreinte pour le doublement Oakville-Clarkson NPS 16 figurant à la ligne 9 de l’annexe B	Ordonnance toujours en vigueur au 31 mars 2023. L’ordonnance autorisait Trans-Nord à revenir à la pression maximale d’exploitation approuvée indiquée à la ligne 9, puis de supprimer la ligne en question de l’ordonnance. Il reste une condition à remplir en 2023.
AO-007-SO-T217-03-2010	1 ^{er} nov. 2022	Pipelines Trans-Nord Inc.	Pipelines Trans-Nord Inc. – Demande de modification de la fréquence des rapports prévue à la condition 7.D de l’ordonnance de sécurité modificatrice, ordonnances AO-001-SO-T217-03-2010 datée du 20 septembre 2016, AO-002-SO-T217-03-2010 datée du 24 octobre 2016, AO-003-SO-T217-03-2010 datée du 11 avril 2017, AO-004-SO-T217-03-2010 datée du 17 juillet 2020 et AO-005-SO-T217-03-2010 datée du 8 juin 2022	Ordonnance toujours en vigueur au 31 mars 2023. L’ordonnance modifiait les exigences d’une condition existante de l’ordonnance (7d), qui est toujours en vigueur.
AO-008-SO-T217-03-2010	30 nov. 2022	Pipelines Trans-Nord Inc.	Pipelines Trans-Nord Inc. – Demande de modification visant à accroître la pression maximale d’exploitation restreinte pour la canalisation latérale Clarkson NPS 10 figurant à la ligne 7 de l’annexe B de l’ordonnance de sécurité modificatrice pour la ramener à la pression maximale d’exploitation approuvée, et à supprimer la ligne en question de cette même ordonnance. DM 1401345	Ordonnance toujours en vigueur au 31 mars 2023. L’ordonnance autorisait Trans-Nord à revenir à la pression maximale d’exploitation approuvée indiquée à la ligne 10, puis de supprimer la ligne en question de l’ordonnance.

Annexe G : Dépôts et décisions sur la 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.

Le tableau ci-dessous indique le nombre de documents déposés après l'approbation de chaque projet pour l'exercice 2022-2023.

Nom de la société et du projet	Nombre de documents de conformité déposés par la société suivant l'approbation
Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain	828
NOVA Gas Transmission Ltd. – Projet d'agrandissement du couloir nord	181
Pipelines Enbridge Inc. – Programme de remplacement de la canalisation 3	73
NOVA Gas Transmission Ltd. – Projet d'agrandissement du réseau en 2021	64
NOVA Gas Transmission Ltd. – Projet d'agrandissement de la canalisation principale Edson	62
NOVA Gas Transmission Ltd. – Projet de livraison parcours ouest en 2023	45
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. – Acquisition d'actifs et renforcement de TQM	32
Projet de LIT d'ITC Lake Erie Connector LLC	23
Manitoba Hydro – Projet de ligne de transmission Manitoba–Minnesota	17
Milk River Pipeline Ltd. – Transfert de propriété du réseau pipelinier Milk River de Plains Midstream Canada ULC à Milk River Pipeline Ltd.	16
Westcoast Energy Inc. – Programme Spruce Ridge	13
Trans Mountain – Projet de remplacement des ouvrages de franchissement Coquihalla nos 15 et 16	5
Westcoast Energy Inc. – Projet d'agrandissement du pipeline Wyndwood	3
Vantage Pipeline Canada ULC – Projet de pipeline Vantage	3
Westcoast Energy Inc. – Projet d'agrandissement et d'amélioration de la fiabilité sur T-Sud	3
NOVA Gas Transmission Ltd. – Projet d'agrandissement Saddle West	3
Ajout de l'unité C1 à la station 802 de TransCanada PipeLines Limited	2
Trans Mountain – Remplacement du franchissement 6 de la rivière Thompson Nord	2
NOVA Gas Transmission Ltd. – Ordonnance d'exemption visant le projet de remise en état du raccordement Marten Hills NPS 16	2

Nom de la société et du projet	Nombre de documents de conformité déposés par la société suivant l'approbation
Pipelines Enbridge Inc. – Désactivation de la conduite de détente entre les canalisations 5, 78B et 95 dans le réservoir 202 au terminal Sarnia	1
NOVA Gas Transmission Ltd. – Approbation de la cessation d'exploitation de stations de comptage et de pipelines latéraux sur le réseau de NGTL	1
TransCanada PipeLines Limited – Projet d'agrandissement du réseau principal à Vaughan	1
NOVA Gas Transmission Ltd. – Pipeline de croisement Sundre	1
TransCanada PipeLines Limited – Ajout de l'unité E1 à la station 148	1
NOVA Gas Transmission Ltd. – Cessation d'exploitation de la canalisation principale Peace River	1
Lignite Pipeline Canada Corp. – Réactivation du pipeline North Portal	1
NOVA Gas Transmission Ltd. – Station de comptage au point de vente McLeod River	1
TransCanada PipeLines Limited – Projet de pipeline de raccordement King's North	1
Westcoast Energy Inc. – Projet de franchissement de la canalisation principale Grizzly Valley	1
Pipelines Enbridge Inc. – Projet d'amélioration d'un sas de départ au terminal Edmonton	1
NOVA Gas Transmission Ltd. – Station de comptage au point de réception Chambers Creek	1
Kiwetinohk Energy Corp. – Fusion de Distinction Energy Corp. et Kiwetinohk Resources Corp. pour former Kiwetinohk Energy Corp.	1
NOVA Gas Transmission Ltd. – Remise en service des franchissements du ruisseau Brewster et de la rivière Baptiste	1
NOVA Gas Transmission Ltd. – Doublement de la canalisation principale Nord-Ouest (section Boundary Lake North)	1
Milk River Pipeline Ltd. – Autorisation de cessation d'exploitation du gazoduc Red Coulee	1
NOVA Gas Transmission Ltd. – Approbation de la cessation d'exploitation de pipelines et d'installations connexes sur le réseau de NGTL	1
Total	1394

Annexe H : Demandes d'indemnisation

Le tableau ci-dessous présente les demandes d'indemnisation déposées et traitées par la Régie en 2022-2023. Ces demandes peuvent être consultées à partir du [registre public](#).

Date de la demande	Statut au 31 mars 2023
3 janvier 2021	Demande ajournée par la Commission
25 février 2021	Demande retirée
24 septembre 2021	Processus d'audience ajourné à la demande du demandeur
20 octobre 2021	Processus d'audience amorcé
5 novembre 2021	Demande retirée
25 février 2022	Demande mise en suspens sur requête du demandeur
4 mai 2022	Processus d'audience amorcé
2 août 2022	Demande mise en suspens sur requête du demandeur
15 février 2023	Processus de commentaires préliminaires
17 mars 2023	Processus de commentaires préliminaires

Annexe I : Financement de la cessation d'exploitation et mise de côté de fonds

Toutes les sociétés pipelinières sont tenues de respecter le *Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres*, qui prévoit une démarche systématique de gestion des pipelines, notamment pour leur cessation d'exploitation. La Commission rend des décisions sur les demandes de cessation d'exploitation de pipelines (article 241 de la LRCE) et veille à ce que les sociétés disposent des fonds nécessaires pour payer la cessation d'exploitation éventuelle de leurs pipelines (article 242 de la LRCE).

La gestion des sociétés comprend la gestion proactive de leurs obligations relativement au prélèvement et à la mise de côté de fonds. La Commission évalue les coûts estimatifs de cessation d'exploitation des sociétés, qui doivent être présentés tous les cinq ans, et veille à ce que des instruments financiers soient mis en place pour ces fonds.

Les Canadiens peuvent avoir l'assurance que les ressources 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.

Sociétés ayant recours à une lettre de crédit ou un cautionnement

Le tableau I.1 énumère toutes les sociétés réglementées par la Régie qui utilisent une lettre de crédit ou un cautionnement pour financer leurs coûts estimatifs de cessation d'exploitation, ainsi que le montant de chaque instrument financier connexe. La colonne « Montant précisé sur l'instrument financier » présente les plus récents coûts estimatifs de cessation d'exploitation.

Tableau I.1

Société	Instrument financier	Montant précisé sur l'instrument financier
1057533 Alberta Ltd.	Lettre de crédit	855 173
2670568 Ontario Limited	Cautionnement	171 694
6720471 Canada Ltd.	Lettre de crédit	45 000
AltaGas Holdings Inc., pour AltaGas Pipeline Partnership et en son nom	Cautionnement	1 875 849
ARC Resources Ltd.	Lettre de crédit	1 893 204
Astara Energy Corp.	Lettre de crédit	80 156
Bonavista Energy Corporation	Lettre de crédit	18 185
Campus Energy Partners	Cautionnement	17 462 044
Canadian Natural Resources Limited	Cautionnement	1 649 028
Canadian-Montana Pipe Line Company	Cautionnement	300 000
Canlin Energy Corporation	Lettre de crédit	101 557
Cenovus Energy Inc.	Lettre de crédit	1 845 917
Corporation Champion Pipe Line limitée	Lettre de crédit	14 009 422
Cona Resources	Lettre de crédit	1 320 396
Crescent Point Energy Corp.	Lettre de crédit	346 878

Société	Instrument financier	Montant précisé sur l'instrument financier
Enercapita Energy Ltd.	Lettre de crédit	1 527 861
ExxonMobil Canada Properties	Lettre de crédit	7 985 252
FortisBC Huntingdon Inc.	Lettre de crédit	115 754
Gear Energy Ltd.	Lettre de crédit	217 155
Great Lakes Pipeline Canada Ltd.	Lettre de crédit	12 586 000
Husky Oil Operations Limited	Lettre de crédit	8 387 654
Pétrolière Impériale Ressources Limitée	Lettre de crédit	1 414 710
ISH Energy Ltd.	Lettre de crédit	3 046 923
Kiwetinohk Energy Corp.	Lettre de crédit	362 000
LBX Pipeline Ltd.	Lettre de crédit	3 198 336
Leucrotta Exploration Inc.	Lettre de crédit	241 490
Lignite Pipeline Canada Corp.	Cautionnement	1 426 320
NorthRiver Midstream G and P Canada Pipelines Ltd.	Lettre de crédit	1 462 274
Obsidian Energy	Lettre de crédit	922 150
Omimex Canada Ltd.	Lettre de crédit	132 950
Ovintiv Canada ULC (Mid-Tupper et Tupper-Hythe)	Cautionnement	2 063 970
Ovintiv Canada ULC (pipeline Deep Panuke)	Cautionnement	1 850 000
Pembina Energy Services Inc.	Lettre de crédit	6 004 973
Pembina Prairie Facilities Ltd.	Lettre de crédit	31 102 297
Pieridae Alberta Production Ltd.	Lettre de crédit	332 477
Pine Cliff Border Pipelines Limited	Lettre de crédit	704 000
Pine Cliff Energy Ltd.	Lettre de crédit	127 250
Pipestone Energy Corp.	Lettre de crédit	11 600
Pouce Coupé Pipe Line Ltd.	Lettre de crédit	172 343
Prospera Energy Inc.	Lettre de crédit	90 726
Shell Canada Énergie	Lettre de crédit	4 920 047
Shell Canada Products Limited	Lettre de crédit	259 288
Shiha Energy Transmission Ltd.	Lettre de crédit	192 026
Steel Reef Pipelines Canada Corp.	Cautionnement	470 613
Strathcona Resources Ltd.	Lettre de crédit	291 292
Spartan Delta Corp.	Lettre de crédit	54 000
Surge Energy Inc. (canalisation pour le transport de gaz combustible entre Northend et Green Glades)	Lettre de crédit	48 897
Surge Energy Inc. (pipeline Hayter-Eye Hill)	Lettre de crédit	31 795
Sunoco Logistics Partners Operations GP LLC	Cautionnement	1 003 925
Tamarack Acquisition Corp.	Lettre de crédit	43 980
TAQA North Ltd.	Lettre de crédit	1 450 075

Société	Instrument financier	Montant précisé sur l'instrument financier
Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd.	Lettre de crédit	1 857 506
Tundra Oil & Gas Limited, pour Tundra Oil & Gas Partnership et en son nom	Lettre de crédit	72 812
Veresen Energy Pipeline Inc.	Lettre de crédit	3 326 412
Veresen NGL Pipeline Inc.	Lettre de crédit	1 761 889
Vermilion Energy Inc.	Lettre de crédit	242 462
Whitecap Resources Inc.	Lettre de crédit	1 255 752
Yoho Resources Inc.	Lettre de crédit	50 000
Services d'Énergie de Quartier Zibi	Lettre de crédit	268 070

Sociétés ayant recours à une fiducie

Le tableau I.2 énumère toutes les sociétés réglementées par la Régie qui ont recours à une fiducie pour financer leurs coûts estimatifs de cessation d'exploitation, ainsi que les fonds prélevés au 31 décembre 2021.

Note : Les dépôts annuels relatifs aux fiducies des sociétés, qui renferment les soldes de clôture de l'exercice 2022, ont été effectués avant le 30 avril 2023.

Tableau I.2

Société	Coûts estimatifs de la cessation d'exploitation (\$)	Période de prélèvement (années)	Solde à la fin de 2021 (\$) (montant réel)
2193914 Canada Limited	6 689 261	35	1 483 000
Alliance Pipeline Ltd.	364 940 000	40	85 224 000
Aurora Pipeline Company Ltd.	57 840	40	21 029
Centra Transmission Holdings Inc.	22 226 090	40	7 443 000
Emera Brunswick Pipeline Company Ltd.	12 781 000	20	6 700 000
Enbridge Bakken Pipeline Company Inc., au nom d'Enbridge Bakken Pipeline Limited Partnership	22 300 000	25	5 232 000
Enbridge Gas Inc.	103 187	EF	111 000
Enbridge Pipelines (NW) Inc.	45 000 000	12	16 909 000
Pipelines Enbridge Inc.	1 743 200 000	40	322 800 000
Enbridge Southern Lights GP Inc. au nom d'Enbridge Southern Lights LP	177 900 000	40	31 100 000
Express Pipeline Ltd.	99 300 000	40	15 300 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	244 720 000	30	71 700 000

Société	Coûts estimatifs de la cessation d'exploitation (\$)	Période de prélèvement (années)	Solde à la fin de 2021 (\$) (montant réel)
Genesis Pipeline (Canada) Ltd.	3 114 576	40	1 738 074
Kingston Midstream Westspur Limited	51 931 666	25	12 800 000
PKM Cochin ULC	28 000 000	20	12 837 000
Kinder Morgan Utopia Ltd.	1 104 300	21	292 000
Maritimes & Northeast Pipeline Management Limited	166 800 000	20	100 025 000
Milk River Pipeline Ltd.	2 751 021	40	1 004 000
Pipe-Lines Montréal limitée	19 873 239	40	5 445 000
Niagara Gas Transmission Limited	6 871 346	35	1 504 000
NorthRiver Midstream Canada Partner Limited	1 001 761	40	210 000
NOVA Gas Transmission Ltd.	2 535 333 000	30	747 400 000
Plains Midstream Canada ULC	47 596 710	40	15 160 300
Pouce Coupé Pipe Line Ltd.	13 938 676	15	8 337 000
Souris Valley Pipeline Limited	3 309 572	EF	4 096 591
St. Clair Pipelines Management Inc.	1 359 792	35	371 000
Trans Mountain Pipeline Inc.	367 820 000	35	99 837 000
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	115 500 000	25	41 000 000
TransCanada Keystone Pipelines GP Ltd.	268 100 000	25	92 700 000
TransCanada PipeLines Limited	2 904 930 000	25	1 149 600 000
Pipelines Trans-Nord Inc.	87 020 000	40	22 440 000
Vector Pipeline Limited Partnership Credit	8 500 000	35	1 317 000
Westcoast Energy Inc.	809 700 000	40	119 449 000
Westover Express Pipeline Limited	34 588 117	38	4 500 000

EF = entièrement financé

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*, 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 pipelinière, le diamètre de la canalisation et le produit transporté.

Le *Règlement sur les obligations financières relatives aux pipelines* 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 déversement ou d'incident 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 \$	Approbation conditionnelle
2193914 Canada Limited	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
2670568 Ontario Limited (anciennement Resolute FP Ltd)	Produit de base – Catégorie 1	10 000 000 \$	Sans objet
6720471 Canada Ltd.	Gaz – Catégorie 4	10 000 000 \$	Approuvé
Alliance Pipeline Ltd.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
AltaGas Holdings Inc.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Sans objet
ARC Resources Ltd.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Astara	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	En cours d'examen
Aurora Pipeline Company Ltd.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
Bellatrix Exploration Ltd.	Sans objet		
Bonavista Energy Corp.	Sans objet		
Bow River Energy Limited	Sans objet		
Campus Energy Partners Operations Inc. (anciennement 2133151 Alberta Ltd.)	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	En cours d'examen
Agence des services frontaliers du Canada	Gaz – Catégorie 4	10 000 000 \$	Approuvé
Canadian Montana Pipeline Ltd.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Canadian Natural Resources Ltd.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
Canlin Energy Corporation	Sans objet		
Cenovus Energy Inc.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
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	Gaz – Catégorie 4	10 000 000 \$	Approuvé
Commandité gestion energy Windmill DREAM Québec inc.	Sans objet		
Service de distribution de gaz du comté de Vermilion River no 24	Gaz – Catégorie 4	10 000 000 \$	Approuvé
Crescent Point Energy Corp.	Gaz – Catégorie 3	50 000 000 \$	Approuvé

Société	Catégorie	Limite de responsabilité absolue	État du plan déposé
Delphi Energy Corp.	Sans objet		
Emera Brunswick Pipeline Company Ltd.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
Enbridge Bakken Pipeline Company Inc.	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
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.	Gaz – Catégorie 3	50 000 000 \$	En cours d'examen
Genesis Pipeline Canada Ltd.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approbation conditionnelle
Glencoe Resources Ltd.	Sans objet		
Great Lakes Pipeline Canada Ltd.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
Husky Oil Operations Limited	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
ISH Energy Ltd.	Pétrole – Catégorie 3	200 000 000 \$	Approuvé
Kinder Morgan Utopia Ltd.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
Kingston Midstream Westspur Limited (auparavant, TEMPL Westspur Pipelines Limited)	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approbation conditionnelle
LBX Pipeline Ltd.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
Leucrotta Exploration Inc.	Sans objet		
Lignite Pipeline Canada Corp. (anciennement ONEOK)	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approbation conditionnelle
Many Islands Pipe Lines (Canada) Ltd.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé

Société	Catégorie	Limite de responsabilité absolue	État du plan déposé
Maritimes & Northeast Pipeline Management Limited	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
Milk River Pipeline Ltd.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	En cours d'examen
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 Pipelines Inc.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approbation conditionnelle
NorthRiver Midstream G and P Canada Pipelines Inc.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approbation conditionnelle
NOVA Gas Transmission Ltd.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
Obsidian Energy	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Omimex Canada Ltd.	0	- \$	Sans objet
Ovintiv Canada ULC	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Pembina Energy Services Ltd.	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 Energy Ltd. et Pine Cliff Border Pipelines Ltd.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	En cours d'examen
Pipestone Energy Corp.	Sans objet		
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. a/s de SaskEnergy	Gaz – Catégorie 4	10 000 000 \$	Approbation conditionnelle
Pouce Coupé Pipe Line Ltd.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
SCL Pipeline Inc.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Shiha Energy Transmission Ltd.	Sans objet		
Souris Valley Pipeline Limited	Catégorie CO ₂ ou eau	5 000 000 \$	Approuvé

Société	Catégorie	Limite de responsabilité absolue	État du plan déposé
St. Clair Pipelines Management Inc.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
Steel Reef Pipelines Canada Corp.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approbation conditionnelle
Strategic Oil & Gas (Strategic Transmission)	Sans objet		
Strathcona Resources Ltd.	Gaz – Catégorie 3	50 000 000 \$	En cours d'examen
Sunoco Pipeline LP	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Surge Energy Inc.	Gaz – Catégorie 3	50 000 000 \$	Approuvé
Tamarack Acquisition Corp.	Sans objet		
TAQA North Ltd.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	Approuvé
Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd.	Gaz – Catégorie 2	50 000 000 \$	En cours d'examen
TransCanada Pipelines Limited	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (« Keystone »)	Pétrole – Catégorie 1	1 000 000 000 \$	Approuvé
Trans Mountain Pipeline ULC	Pétrole – Catégorie 1	1 000 000 000 \$	Approuvé
Pipelines Trans-Nord Inc.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	En cours d'examen
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
Tundra Oil & Gas Limited	Pétrole – Catégorie 3	200 000 000 \$	En cours d'examen
Twin Rivers Paper Company Inc.	Autre produit – Catégorie 1	10 000 000 \$	En cours d'examen
Vector Pipeline Limited	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approuvé
Veresen Energy Pipeline Inc.	Gaz – Catégorie 1	200 000 000 \$	Approbation conditionnelle
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. (anciennement la canalisation 10 d'Enbridge)	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
Whitecap Resources Inc.	Pétrole – Catégorie 2	300 000 000 \$	Approuvé
Yoho Resources Inc./SanLing	Sans objet		
Services d'Énergie de Quartier Zibi	Catégorie CO ₂ ou eau	5 000 000 \$	Approuvé

Annexe K : Abréviations et définitions

Abréviations

Commission

Commission de la Régie de l'énergie du Canada

CNOOC

CNOOC Marketing Canada

LOPTNO

Loi sur les opérations pétrolières des Territoires du Nord-Ouest

LRCE

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

NGTL

NOVA Gas Transmission Ltd.

Office

Office national de l'énergie

PDG

Président-directeur général

Régie

Régie de l'énergie du Canada

RPT

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

Définitions

Gouverneur en conseil

Le gouverneur en conseil procède à des **nominations** suivant l'avis du Conseil privé de la Reine pour le Canada (c'est-à-dire le cabinet). Ces **nominations**, qu'il s'agisse de dirigeants d'organismes, de premiers dirigeants de sociétés d'État ou de membres de tribunaux quasi judiciaires, sont faites par décret.

Tribunal quasi judiciaire

La Commission de la Régie de l'énergie du Canada est un tribunal quasi judiciaire, c'est-à-dire un tribunal administratif qui a les attributions d'une cour supérieure d'archives pour toute question relevant de sa compétence. Elle traite les demandes et procédures dont elle est saisie dans le délai prévu sous le régime de la LRCE, le cas échéant, mais elle est tenue de le faire le plus rapidement possible, compte tenu des circonstances et des principes d'équité procédurale et de justice naturelle.

REGDOCS

REGDOCS regroupe l'ensemble des dossiers publics qui ont été déposés relativement aux instances réglementaires écrites de la Régie.

Pour en savoir davantage sur la Régie

Bureau principal Calgary	210-517 10 Av SO Calgary AB T2R 0A8	Bureau : 403-292-4800 Téléphone (sans frais) : 1-800-899-1265
Bureau régional de l'Est Montréal	804-1130 rue Sherbrooke O Montréal QC H3A 2M8	Bureau : 514-283-2763 infomontreal@rec-cer.gc.ca
Bureau régional du Pacifique Vancouver	219-800 rue Burrard Vancouver BC V6Z 0B9	Bureau : 604-666-3975 infopacifique@rec-cer.gc.ca
Bureau régional du Nord Yellowknife	115-5101 50 Av Yellowknife NT X1A 2P7	Bureau : 867-766-8408 infnord@rec-cer.gc.ca.

Télécopieur : 403-292-5503

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

www.rec-cer.gc.ca

info@rec-cer.gc.ca



@CER_REC



www.linkedin.com/company/cer-rec



www.youtube.com/c/CanadaEnergyRegulator



www.facebook.com/CER.REC/