

L'allocution fait foi

Observations préliminaires

PRÉSENTATIONS

- Bonjour,
- Je m'appelle Tracy Sletto et je suis présidente-directrice générale de la Régie de l'énergie du Canada.
- Je suis accompagnée par madame Geneviève Carr, docteure en biologie, première vice-présidente de la transparence et de la mobilisation stratégique, et par monsieur Chris Loewen, premier vice-président de la réglementation.

RECONNAISSANCE DU TERRITOIRE AUTOCHTONE

- Je veux commencer par souligner que nous nous trouvons sur le territoire ancestral et traditionnel non cédé de la Nation algonquine Anishinaabe [Ah-nish-Naw-bae], qui vit sur les terres que nous appelons maintenant Ottawa et en prend soin depuis des temps immémoriaux.

APERÇU

- Je vous remercie de me donner l'occasion de vous parler du travail de la Régie dans le cadre de votre étude du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, ou pour faire plus court, le projet de Trans Mountain.
- Je donnerai un bref aperçu du mandat de la Régie, de la façon dont elle évalue les projets d'infrastructure énergétique comme celui de Trans Mountain, de la situation actuelle du projet sur le plan réglementaire ainsi que de notre rôle soutenu aux côtés d'un Comité consultatif et de surveillance autochtone.

MANDAT DE LA RÉGIE

- Le mandat de la Régie est clair, soit de réglementer les infrastructures énergétiques de manière à prévenir les préjudices et à s'assurer que l'énergie est acheminée de manière sécuritaire, fiable, concurrentielle et durable sur le plan de l'environnement partout au Canada comme ailleurs dans le monde.
- L'organisme supervise environ 71 000 kilomètres de pipelines de ressort fédéral et des lignes de transport d'électricité sur quelque 1 500 kilomètres.
- Nous jouons un rôle économique important en ce qui concerne les droits et tarifs pipeliniers, ainsi que les exportations d'énergie.
- La Régie a aussi un mandat d'information sur l'énergie. Nous fournissons des données et des analyses qui éclairent la prise de décisions et le dialogue sur l'énergie au Canada. Notre série de rapports sur l'avenir énergétique explore divers scénarios auxquels les Canadiens pourraient faire face à long terme dans un monde carboneutre.

ÉVALUATION PAR LA RÉGIE DE PROJETS D'INFRASTRUCTURE ÉNERGÉTIQUE DONT CELUI DE TRANS MOUNTAIN

- Lorsque la Commission de la Régie de l'énergie du Canada fait une recommandation quant à la délivrance d'un certificat par le gouverneur en conseil pour un pipeline, elle doit tenir compte de plusieurs facteurs, relatifs à la sécurité, l'économie, l'environnement et la société. Cela était aussi le cas pour le projet de Trans Mountain.
- Le projet de Trans Mountain est un projet particulièrement vaste et complexe pour lequel la Régie s'est efforcée de démontrer, en tout temps, son engagement à l'égard de pratiques et de processus réglementaires solides, souples et inclusifs.
- Le gouverneur en conseil a approuvé le projet en juin 2019, sous réserve de 156 conditions juridiquement contraignantes, en plus des exigences réglementaires qui s'appliquent à toutes les sociétés réglementées par la Régie. Depuis, cette dernière s'est concentrée sur la sécurité des travaux de construction du projet et sur la vérification de la conformité de la société aux exigences réglementaires.
- La Commission a délivré l'autorisation définitive d'exploiter le projet le 30 avril 2024, ce qui a permis à la société de commencer à acheminer des produits dans sa nouvelle canalisation, d'Edmonton au terminal maritime Westridge.
- Notre rôle ne s'arrête pas maintenant que la construction est terminée. En tant qu'organisme de réglementation pendant tout le cycle de vie des installations, nous continuerons de veiller à ce que la société respecte les conditions, les règlements, les codes et les normes établis.

DROITS ET TARIFS

- La Régie est aussi en partie un organisme de réglementation économique qui surveille les droits pipeliniers. Il s'agit des frais qu'une société pipelinère exige de ses clients pour le transport d'un produit comme le pétrole. Ces droits doivent nécessairement avoir été déposés auprès de la Régie pour approbation.
- La Commission a approuvé les tout premiers droits provisoires s'appliquant au réseau pipelinier agrandi de Trans Mountain en novembre 2023.
- L'étape suivante pour la Commission est l'audience sur les derniers droits provisoires qui se poursuivra tout au long de 2024 jusqu'en 2025 et qui comprendra un examen détaillé des coûts du projet.

COMITÉS CONSULTATIFS ET DE SURVEILLANCE AUTOCHTONE

- J'aimerais profiter de l'occasion pour souligner un autre élément clé de la surveillance réglementaire du projet de Trans Mountain.
- Lorsque le gouvernement du Canada a approuvé le projet en 2016, il s'est aussi engagé à mettre sur pied un comité consultatif et de surveillance autochtone pour le projet.
- Ce comité comprend des représentants autochtones choisis parmi les 129 communautés susceptibles d'être touchées par le projet.
- De concert avec la Régie et cinq différents ministères fédéraux, le comité a élaboré des approches novatrices en matière de surveillance autochtone, d'avis de projet, de protection des sites d'importance pour les Autochtones et de nouveaux processus ou protocoles de gestion des urgences. Plusieurs de ces améliorations ont depuis été intégrées aux pratiques de la Régie et aux exigences réglementaires qui s'appliquent à toutes les sociétés.
- La Régie continuera de collaborer avec le comité consultatif et de surveillance autochtone tout au long du cycle de vie du pipeline.

CONCLUSION

- Dans un esprit d'amélioration continue en tant qu'organisme national de réglementation de l'énergie, la Régie vise à susciter un sentiment de confiance et maintenir élevée celle manifestée à l'endroit de son travail, faire progresser la Réconciliation tout en mettant en œuvre la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones et améliorer la compétitivité du Canada, à l'échelle mondiale, en faisant preuve de leadership en matière d'innovation et de pratiques exemplaires en matière de réglementation en plus de se préparer pour l'avenir qui s'annonce sur le plan énergétique.
- Je tiens à vous remercier de nouveau de m'avoir donné l'occasion de vous parler du travail de la Régie et de notre rôle à l'égard du projet de Trans Mountain. Je suis prête à répondre à vos questions.

Trousse d'information

Documents préparatoires à la comparution de la Régie de l'énergie du
Canada devant le
**Comité permanent des ressources naturelles de la Chambre des
communes**

Sujet : Projet d'agrandissement du réseau pipelinier de Trans Mountain et raisons
qui ont fait que les coûts pour les contribuables ont grimpé en flèche, en plus de
précisions sur les plans de cession et de vente du pipeline une fois les travaux
terminés ainsi que sur les répercussions financières pour les Canadiens, avec
examen de l'incidence de l'augmentation de capacité d'exportation sur les
émissions de gaz à effet de serre à venir.

*Le lundi 16 septembre 2024
De 12 h à 13 h, heure de l'Est*

Endroit : Édifice de l'Ouest, salle 125-B

Réunion du Comité du lundi 16 septembre (de 11 h à 13 h, heure de l'Est)

De 11 h à 12 h, heure de l'Est

- Environmental Defence
- Directeur parlementaire du budget

De 12 h à 13 h, heure de l'Est

- Régie de l'énergie du Canada

Représentants de la Régie

Témoin principal : Tracy Sletto, présidente-directrice générale

Témoin : Genevieve Carr, première vice-présidente de la transparence et de la mobilisation
stratégique

Témoïn : Chris Loewen, premier vice-président de la réglementation

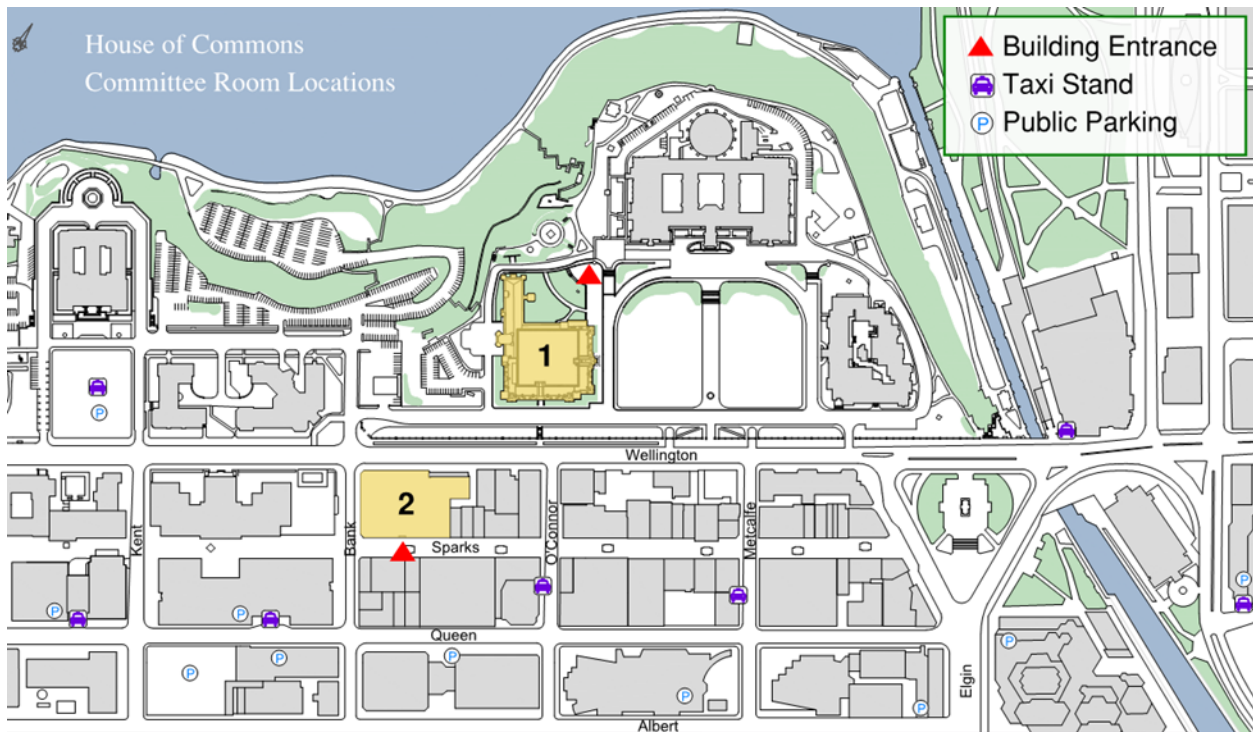
Lieu de comparution

La réunion aura lieu dans la salle **025-B** de l'édifice de l'Ouest (Colline du Parlement, Ottawa); voir la carte (en anglais) ci-dessous.

Les témoins qui se présentent en personne sont priés d'être là **30 minutes** avant l'heure prévue et de disposer d'une **pièce d'identité avec photo** pour passer le contrôle de sécurité du type de ceux qu'on voit aux aéroports.

Si vous êtes malade, veuillez en informer le greffier du Comité.

La Régie comparaît de 12 h à 13 h, heure de l'Est.



- 1 - West Block (Visitor Welcome Centre)
- 2 - Wellington Building, 197 Sparks Street

Table des matières

SCÉNARIO.....	8
Profil des membres du Comité.....	10
Messages clés	28
Rôle de la Régie dans l'établissement des droits et tarifs	28
Rôle de la Régie à l'égard de la transition énergétique	28
Rôle des comités consultatifs et de surveillance autochtone	28
Rôle de la Régie au chapitre des émissions de gaz à effet de serre	29
Exigences relatives à la carboneutralité	29
Rôle de la Régie dans l'évaluation de la faisabilité économique du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain	29
Rôle de la Régie quant à l'évaluation du degré d'utilisation du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain	30
Achat du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain par le gouvernement du Canada	30
Rôle de la Régie quant à la vente éventuelle du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain	30
Émissions de GES du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain	31
Respect des délais réglementaires par Trans Mountain.....	31
Grandes lignes	33
Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Aperçu du processus d'examen	33
Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Faits saillants	34
Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – État actuel du projet.....	34
Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Achat / Vente au Canada	36
Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Vente éventuelle et rôle de la Régie.....	37
Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Éléments uniques	38
Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Exigences réglementaires et échéancier	40
Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Augmentation des coûts	44
Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Faisabilité économique du projet examiné par l'Office et la Commission	45
Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Augmentation des coûts et droits en rapport avec l'utilisation du pipeline	46

Incidences sur le marché du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (Que s'est-il passé avec le transport de pétrole ou de produits raffinés et les marchés depuis l'entrée en service du projet?)	48
Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Prix de l'essence	49
Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Capacité d'exportation et cibles de réduction des émissions.....	50
Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Consultation de la Couronne	52
Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Droits de résiliation des expéditeurs.....	53
Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Conditions financières.....	53
Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Plainte concernant le tarif et la pression de vapeur	55
Rôle de la Régie dans la réglementation des GES	57
Évaluation d'un exercice non annoncé d'intervention en cas d'incendie sur le réseau de Trans Mountain	58
Rôle de la Régie dans la réglementation financière	63
Résumé des droits, des coûts et de la capacité.....	64
CCSA et <i>Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones</i>	65
Consultation de la Couronne – Messages généraux	70
Rôle de la Commission de la Régie de l'énergie du Canada	71
Statistiques de la Régie de l'énergie du Canada	72
Document d'information	78
Audiences sur les droits et tarifs (pourquoi une audience sur les droits provisoires et déroulement habituel)	78
Réglementation des émissions de gaz à effet de serre.....	80
Réglementation sur le méthane (modification réglementaire visant une réduction de 75 % d'ici 2030)	82
Plafonnement des émissions du secteur pétrolier et gazier	85
Comptabilisation des émissions de GES	87
Déviation du tracé dans la région de Pípsell (lac Jacko)	95
Analyse environnementale	97
Résumé du récent débat parlementaire à ce sujet.....	97
Analyse environnementale – Extraits des déclarations publiques des premiers témoins devant le comité d'audience sur le projet.....	99
Analyse de l'environnement – Revue des médias	101

SCÉNARIO

COMPARUTION DEVANT LE COMITÉ PERMANENT DES RESSOURCES NATURELLES DE LA CHAMBRE DES COMMUNES

**LE LUNDI 16 SEPTEMBRE 2024
DE 12 h À 13 h, HEURE DE L'EST**

Description : Le Comité permanent des ressources naturelles de la Chambre des communes a invité la Régie de l'énergie du Canada à se présenter dans le cadre de l'étude qu'il mène du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain.

Endroit : Édifice de l'Ouest, salle 125-B

Heure : De 11 h à 13 h, heure de l'Est

Contexte

- Le Comité entreprend l'étude du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, plus particulièrement des dépassements de coûts, des plans pour sa cession et des répercussions sur les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») à venir. La Régie a été invitée à assister à une réunion du Comité en juin 2024, mais celle-ci avait été annulée.
- Les discussions préliminaires ont démontré un intérêt pour l'examen de l'accroissement de la capacité de production et de son incidence sur les émissions de GES, la viabilité économique du projet, les droits exigibles et la façon dont le cadre de réglementation du Canada quant aux projets de ressources naturelles influe sur la compétitivité du pays à l'échelle mondiale ainsi que sur son économie.
- Il s'agira de la première réunion du Comité sur toute cette question. Pour les réunions ultérieures, le Comité prévoit inviter le directeur parlementaire du budget, la vice-première ministre et ministre des Finances, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, de même que d'autres spécialistes de l'économie et de l'environnement (l'acceptation de telles invitations n'a pas encore été confirmée).
- Un rapport sera déposé à la fin de l'étude, probablement à l'automne 2024, alors qu'une réponse du gouvernement sera demandée.

Jour de la comparution devant le Comité

Première heure : De 11 h à 12 h, heure de l'Est

Environmental Defence Canada

- Julia Levin, responsable du programme climat et énergie (par vidéoconférence)

Bureau du directeur parlementaire du budget

- Yves Giroux, directeur parlementaire du budget
- Jason Stanton, conseiller et analyste

Deuxième heure : De 12 h à 13 h, heure de l'Est

Régie de l'énergie du Canada

- Tracy Sletto, présidente-directrice générale
- Genevieve Carr, première vice-présidente de la transparence et de la mobilisation stratégique
- Chris Loewen, premier vice-président de la réglementation

Procédure

- Chaque organisation fera d'abord un exposé de cinq minutes, puis le comité posera ses questions auxquelles elle devra répondre. À la Chambre des communes, les questions ont tendance à suivre un format plus officiel qu'au Sénat. Les délais sont rigoureusement respectés et les députés se livrent à des échanges de nature hautement politique.
- La Chambre des communes tient toujours des séances hybrides, mais les députés sont fortement encouragés à se présenter sur place. Donc, même si cela est peu probable, il est toujours possible qu'un ou deux d'entre eux participent virtuellement.

Composition du Comité et teneur des échanges

- Le Comité est composé de 12 députés en tout : 6 libéraux (dont le président), 4 conservateurs, 1 bloquiste et 1 néo-démocrate. Un profil du comité, avec biographie de chaque député et renseignements pertinents à chacun, a été fourni.
- En raison de la nature très politique du sujet examiné, le ton du débat sur cette motion a été très partisan.

Profil des membres du Comité

Comité permanent des ressources naturelles de la Chambre des communes

44^e législature – 1^{re} session

Président – George Chahal (Libéral)

Vice-présidents – Shannon Stubbs (Conservateur), Mario Simard (Bloc Québécois)

CONSERVATEUR (4)	Shannon Stubbs (Lakeland, Alberta) Ted Falk (Provencher, Manitoba) Earl Dreeshen (Red Deer—Mountain View, Alberta) Jeremy Patzer (Cypress Hills—Grasslands, Saskatchewan)
BLOC QUÉBÉCOIS (1)	Mario Simard (Jonquière, Québec)
NPD (1)	Charlie Angus (Timmins – Baie James, Ontario)
LIBÉRAL (6)	George Chahal (Calgary Skyview, Alberta) Majid Jowhari (Richmond Hill, Ontario) Julie Dabrusin (Toronto – Danforth, Ontario) Yvonne Jones (Labrador, Terre-Neuve-et-Labrador) Viviane Lapointe (Sudbury, Ontario) Peter Schiefke (Vaudreuil-Soulanges, Québec)



Shannon Stubbs

Circonscription : Lakeland, Alberta

Parti politique : [Conservateur](#)

Profession : Fonctionnaire, député

Élue au Parlement : Octobre 2015

[Ministre du cabinet fantôme pour les ressources naturelles \(porte-parole\)](#)

Renseignements généraux –

M^{me} Stubbs est titulaire d'un baccalauréat spécialisé en sciences politiques et en anglais de l'Université de l'Alberta. Elle a fait un stage à Ottawa pour le chef de l'opposition officielle, Preston Manning, et a travaillé au bureau de circonscription de la députée Deborah Grey. M^{me} Stubbs a travaillé dans le domaine des relations publiques, où elle a défendu les intérêts d'organismes sans but lucratif, d'organisations caritatives, d'établissements d'enseignement, de sociétés pharmaceutiques et du secteur pétrolier et gazier. Elle a travaillé dans le secteur des sables bitumineux du ministère de l'Énergie de l'Alberta, puis elle est passée aux bureaux internationaux et à la division du commerce du ministère du Développement économique. Elle a fourni un soutien en matière d'élaboration de politiques, de recherche et de communications. Elle a dirigé l'organisation d'une série d'ateliers réunissant des acteurs des secteurs publics et privés sur l'infrastructure de transport, les besoins en main-d'œuvre, les redevances et les impôts, les relations avec les Premières Nations, la gestion de l'environnement dans les régions de sables bitumineux de l'Alberta et la valorisation d'hydrocarbures. De plus, elle a codirigé un projet de promotion et de commercialisation à l'échelle internationale de la technologie, de l'approvisionnement et des services liés aux sables bitumineux et au pétrole lourd.

M^{me} Stubbs s'est présentée sans succès comme candidate pour le parti Wildrose aux élections de 2004 et de 2011 en Alberta. Elle a été chef du personnel de Danielle Smith de 2010 à 2012 et directrice des affaires législatives du parti de 2012 à 2014. M^{me} Stubbs est députée fédérale de Lakehead depuis octobre 2015. Elle a été ministre du cabinet fantôme et porte-parole adjointe en matière de ressources naturelles de 2015 à 2019. Avant d'être reconduite dans ses fonctions de porte-parole en matière de ressources naturelles, elle a occupé les postes de porte-parole du PCC pour le développement économique rural et la large bande en milieu rural ainsi que pour la sécurité publique et la préparation aux situations d'urgence. M^{me} Stubbs a siégé à de nombreux comités parlementaires et a été vice-présidente du Comité permanent des ressources naturelles, de la sécurité publique et nationale et du Comité permanent spécial sur l'équité salariale.

Déclarations publiques pertinentes sur le projet d'agrandissement du réseau pipelinier de Trans Mountain :

Pendant la période de questions, M^{me} Stubbs a surtout posé des questions sur les emplois dans le secteur de l'énergie. Au sein du Comité, elle s'est **beaucoup concentrée sur le système de réglementation du Canada et a perçu des retards dans la réalisation de projets énergétiques**. Elle est une ardente défenseuse de la construction d'un plus grand nombre de pipelines et du soutien à l'industrie pétrolière et gazière au Canada. Elle a soutenu que le secteur pétrolier et gazier joue un rôle de premier plan dans la mise au point de technologies de remplacement et d'énergie renouvelable ainsi que des combustibles de l'avenir.

M^{me} Stubbs s'est fortement opposée au projet de loi C-69 lorsqu'il était à l'étude au Parlement. Elle a demandé au gouvernement de laisser tomber le projet de loi et d'utiliser son pouvoir pour faire construire des pipelines, y compris le projet d'agrandissement du réseau pipelinier de Trans Mountain. Elle continue de critiquer la *Loi sur*

l'évaluation d'impact et la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, qui sont entrées en vigueur après la sanction royale du projet de loi C-69, pour les mêmes raisons.

Principaux enjeux : efficacité de la réglementation, approbation de projets énergétiques, soutien au secteur pétrolier et gazier, soutien au GNL canadien, emplois dans le secteur de l'énergie, abordabilité de l'énergie, sécurité énergétique.



Ted Falk

Circonscription : Provencher

Parti politique : **Conservateur**

Profession : Homme d'affaires

Élu au Parlement : Novembre 2013

Renseignements généraux –

Avant d'entrer en politique, Ted Falk était le propriétaire d'une société de construction lourde qui emploie plus de 75 personnes. Il a également été président et président du conseil d'administration de la Steinbach Credit Union, la plus grande coopérative de crédit au Manitoba, dont l'actif s'élève à plus de 4 milliards de dollars.

M. Falk a été élu pour la première fois en 2013 et a siégé à plusieurs comités parlementaires, dont ceux des ressources naturelles, de la sécurité publique et de la sécurité nationale, de la justice et des droits de la personne et des finances. Il a également été ministre adjoint du cabinet fantôme pour l'Emploi, le Développement de la main-d'œuvre et le Travail du Parti conservateur et membre du Comité des parlementaires sur la sécurité nationale et le renseignement. À l'heure actuelle, Ted siège au comité fantôme pour l'agriculture.

Déclarations publiques pertinentes sur le projet d'agrandissement du réseau pipelinier de Trans Mountain :

Au comité, M. Falk s'est déjà concentré sur l'exportation de produits (produits forestiers, électricité, etc.), la transformation à valeur ajoutée au Canada et les effets négatifs de la réglementation et des codes du bâtiment. M. Falk s'est dit préoccupé par les répercussions que les nouveaux règlements et politiques, comme la taxe sur le carbone, auront sur les producteurs de pétrole et de gaz. De plus, il a soutenu que ces règlements et politiques ont fait en sorte que les investisseurs et les sociétés quittent le Canada pour les marchés américains.

M. Falk appuie l'infrastructure pipelinrière et s'est opposé fermement au projet de loi C-69 avant qu'il ne reçoive la sanction royale. Il a soutenu que le projet de loi manque de clarté, de prévisibilité et de transparence et qu'il aura une incidence sur la compétitivité du Canada à l'échelle mondiale. Il a ajouté que le projet de loi ouvrirait la porte à une ingérence politique dans le processus de consultation au moment d'approuver de nouveaux projets et permettrait à des entités étrangères de participer aux audiences publiques. Plus récemment, il s'est interrogé sur l'incidence du projet de loi C-69 sur la mise en valeur de l'infrastructure et de l'énergie nécessaires pour atteindre les objectifs de carboneutralité du gouvernement.

Principaux enjeux : efficacité de la réglementation, approbations de projets, infrastructure énergétique, compétitivité du Canada



Earl Dreeshen

Circonscription : Red Deer—Mountain View

Parti politique : **Conservateur**

Profession : Agriculteur, enseignant

Élu au Parlement : 2008

Renseignements généraux –

Avant d’entrer en politique, M. Dreeshen était agriculteur de quatrième génération et professeur de mathématiques à la retraite au secondaire. Lui et sa femme gèrent toujours leur ferme familiale. Il a été élu au conseil d’administration de l’hôpital Elnora, dont il a été président pendant de nombreuses années. Il a aussi été président du comité consultatif sur la santé d’Eltrohills, travaillant à l’amélioration des normes de soins de santé dans les collectivités de Three Hills, de Trochu et d’Elnora.

M. Dreeshen a été élu pour la première fois en 2008 et a été membre de plusieurs comités, dont ceux de la santé, des comptes publics, de l’éthique, des affaires autochtones, du commerce international et de l’agriculture. Il a aussi été délégué canadien pour ParlAmericas et porte-parole adjoint pour l’industrie et le développement économique. Il a été vice-président du Comité de l’industrie, des sciences et de la technologie et du Comité sur l’environnement et le développement durable.

Déclarations publiques pertinentes sur le projet d’agrandissement du réseau pipelinier de Trans Mountain :

En comité, M. Dreeshen pose souvent des questions sur les effets et les émissions du « cycle de vie » de diverses ressources énergétiques, en particulier pour l’énergie éolienne et solaire, et soutient que nous devons mesurer l’incidence à partir « de la première pelletée de terre » par rapport aux sources d’énergie que nous utilisons actuellement. Il a comparé l’impact environnemental de la production de batteries à celui de l’extraction de pétrole et de gaz et s’est demandé si le Canada et les sociétés canadiennes avaient des plans de désaffectation et de remise en état pour traiter les matériaux en fin de vie utile. M. Dreeshen a demandé aux ministères responsables de réaliser une analyse du cycle de vie complet de tous les types de technologies énergétiques.

« Nous devons parler des lignes de transport d’électricité et des oléoducs, ainsi que des vallées inondées pour les barrages hydroélectriques, des puits de pétrole abandonnés et de l’approvisionnement, tant au moyen de l’exploration minière dans notre propre cour que de l’importation de produits à partir de pays peu respectueux de l’environnement ou des droits de la personne. »

Au cours de l’étude du Comité permanent de l’environnement et du développement durable de la Chambre des communes sur les subventions aux combustibles fossiles, M. Dreeshen a soulevé la question de la compétence provinciale en matière de ressources naturelles et s’est demandé si le gouvernement fédéral faisait participer les provinces comme il se doit. Il a qualifié l’engagement du gouvernement à mettre fin aux subventions aux combustibles fossiles d’« agressif » comparativement à d’autres pays du G20 et a remis en question la définition de « subvention ».

Principaux enjeux : secteur agricole, taxe sur le carbone, sécurité énergétique mondiale, répercussions des projets énergétiques tout au long du cycle de vie



Jeremy Patzer

Circonscription : Cypress Hills—Grasslands

Parti politique : **Conservateur**

Profession : Télécommunications

Élu au Parlement : Octobre 2019

Renseignements généraux –

Jeremy Patzer est né et a grandi sur une ferme céréalière à Frontier, en Saskatchewan. Il a travaillé dans l'industrie des télécommunications pendant 10 ans pour des entreprises et des résidences de régions rurales et urbaines. Pendant cette période, il est demeuré actif en politique et a siégé au conseil d'administration de l'association de circonscription du Parti conservateur depuis 2015.

M. Patzer a été élu pour la première fois en 2019 et a siégé à plusieurs comités, dont ceux des ressources naturelles, de l'industrie, des sciences et de la technologie, du commerce international et des comptes publics.

Déclarations publiques pertinentes sur le projet d'agrandissement du réseau pipelinier de Trans Mountain :

Au sein du Comité, M. Patzer a concentré bon nombre de ses questions sur l'incidence des politiques environnementales sur les collectivités rurales et a soutenu que des politiques comme la taxe sur le carbone ou la norme sur les combustibles propres ont une incidence disproportionnée sur les Canadiens des régions rurales et les personnes âgées. Il discute régulièrement de la question de la capacité du réseau et de la possibilité pour le Canada de « doubler sa capacité » pour répondre à la demande accrue d'électricité alors que le pays vise l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2030.

Principaux enjeux : transition équitable, collectivités rurales, capacité du réseau, taxe sur le carbone, simplification de la réglementation, accessibilité de l'énergie

[\[Retour à la table de matières\]](#)



Mario Simard

Circonscription : Jonquière (Québec)

Parti politique : Bloc Québécois

Profession : Chargé de cours à l'université

Élu au Parlement : Octobre 2019

Porte-parole en matière de Ressources naturelles

Renseignements généraux –

Mario Simard est conférencier en sciences politiques et en travail social à l'Université du Québec à Chicoutimi depuis 2005. Il est titulaire d'un baccalauréat et d'une maîtrise en sciences politiques. M. Simard a été attaché politique de 2011 à 2015 pour l'ancien député de Jonquière-Alma, Claude Patry, qui a été élu au sein du NPD avant de rejoindre les rangs du Bloc québécois au cours de son mandat. M. Simard a été élu à la Chambre des communes en 2019.

M. Simard est porte-parole du Bloc en matière de ressources naturelles et membre du Comité permanent des ressources naturelles depuis le début de la 43^e législature. Il est vice-président du Comité depuis 2020.

Déclarations publiques pertinentes sur le projet d'agrandissement du réseau pipelinier de Trans Mountain :

M. Simard a exhorté le gouvernement à se départir de ses combustibles fossiles et à appuyer l'énergie verte et la transition écologique au moyen de la finance verte. L'une des questions dont il a le plus discuté à la Chambre et au Comité est l'élimination progressive des subventions aux combustibles fossiles et du secteur pétrolier et gazier. Il a souvent mis en doute les progrès réalisés par le gouvernement relativement à son engagement d'éliminer les subventions aux combustibles fossiles d'ici 2023 et a insisté pour qu'il définisse officiellement le terme « subvention ». Il croit que le financement fédéral continu et les subventions octroyées à l'industrie des combustibles fossiles témoignent d'un alignement manifeste sur les intérêts de l'Ouest canadien et donnent lieu à un « écoblanchiment » des engagements fédéraux en matière de climat.

Les récentes interventions de M. Simard à la Chambre comprennent des critiques à l'endroit des investissements fédéraux dans le secteur pétrolier et gazier, en particulier en ce qui a trait à l'oléoduc de Trans Mountain et aux investissements dans la technologie du CCUS, ainsi que des appels plus vigoureux au gouvernement pour qu'il mette fin à toutes les subventions aux combustibles fossiles pour plutôt « financer les victimes des prix des combustibles et de la transition énergétique ».

Principaux enjeux : subventions aux combustibles fossiles, soutien au secteur forestier, élimination progressive du pétrole et du gaz, soutien à la tarification du carbone, soutien à l'industrie de l'aluminium, intérêts de l'Ouest, hydrogène vert, énergie propre du Québec

[\[Retour à la table de matières\]](#)



Charlie Angus

Circonscription : Timmins—Baie James (Ontario)

Parti politique : **Nouveau Parti démocratique**

Profession : Auteur, militant, musicien

Élu au Parlement : Juin 2004

Porte-parole en matière de ressources naturelles, d'emplois et de transition équitable

Renseignements généraux –

Né à Timmins en Ontario, M. Angus a commencé à faire de l'activisme politique par la musique au sein du groupe punk rock L'Étranger. M. Angus a été un activiste communautaire à Toronto au sein de diverses organisations catholiques œuvrant à la lutte contre la pauvreté dans les années 1980, puis il est retourné dans le Nord de l'Ontario dans les années 1990. Il est l'auteur de plusieurs livres et a été membre du conseil scolaire du district catholique du Nord-Est en 2000, avant d'être élu à la Chambre en 2004. En 2017, M. Angus s'est présenté à la direction du NPD fédéral et est arrivé deuxième.

Au cours de sa longue carrière en politique fédérale, M. Angus a occupé de nombreux postes de porte-parole dans les domaines de l'agriculture, du patrimoine, des affaires autochtones et du Nord et de l'éthique. Il possède une vaste expérience des comités, ayant siégé à plusieurs comités tout au long de sa carrière. Au cours de la législature précédente, il a été membre du Comité permanent de l'accès à l'information, de la protection des renseignements personnels et de l'éthique et du Comité permanent des langues officielles. M. Angus a également été vice-président de plusieurs comités.

M. Angus est actuellement porte-parole du NPD en matière d'emplois dans le secteur des ressources naturelles et de transition équitable. Il s'agit d'un nouveau portefeuille créé par le NPD et qui est chapeauté par le porte-parole adjoint en matière de ressources naturelles, poste qui continue d'être occupé par le député néo-démocrate Richard Cannings. Ce nouveau rôle se concentrera sur les questions liées aux emplois et à la transition des compétences du secteur pétrolier et gazier à d'autres secteurs économiques, soulignant que toute fermeture dans le secteur de l'énergie traditionnelle doit atténuer ou améliorer les perspectives des travailleurs touchés.

Déclarations publiques pertinentes sur le projet d'agrandissement du réseau pipelinier de Trans Mountain :

M. Angus s'est concentré sur les questions autochtones tout au long de sa carrière, en particulier sur la mise en valeur des ressources naturelles. Ses déclarations au Parlement comprennent des critiques du soutien économique au secteur pétrolier et gazier ainsi et de l'approche du gouvernement en matière d'emplois pour le projet Keystone XL et ont notamment porté sur l'opposition au projet Coastal GasLink et les barrages ferroviaires subséquents en février 2020. Il a aussi appuyé la reconnaissance des traités autochtones pour les projets de ressources naturelles.

M. Angus est souvent intervenu au comité et à la Chambre sur la question du lobbying pétrolier et gazier. Il a ouvertement critiqué le nombre de rencontres que les sociétés pétrolières et gazières ont eues avec le ministre des Ressources naturelles et le ministre de l'Environnement.

M. Angus a aussi critiqué le plan visant à accroître la production pétrolière et gazière du Canada, en particulier l'approbation du projet Bay du Nord et les investissements supplémentaires dans le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain. Il a cité les rapports de la Régie de l'énergie du Canada sur l'avenir énergétique et s'est interrogé sur l'incidence d'une hausse de la production sur la capacité du Canada d'atteindre ses objectifs climatiques et de réduire ses émissions.

Principaux enjeux : transition équitable, soutien aux travailleurs, transition énergétique, IRA des États-Unis, participation des Autochtones aux ressources naturelles, lobbying pour le pétrole et le gaz, investissements dans l'énergie propre, production pétrolière et gazière, minéraux critiques

[\[Retour à la table de matières\]](#)



George Chahal

Circonscription : Calgary Skyview (Alberta)

Parti politique : **Libéral**

Profession : Promoteur immobilier

Élu au Parlement : Septembre 2021

Présidente du Comité permanent des ressources naturelles

Notice biographique

Harnirjodh « George » Chahal est né et a grandi à Calgary. Avant d'entrer en politique, il a travaillé dans le domaine de la construction et du développement immobilier et a obtenu un baccalauréat en économie et une maîtrise en design environnemental de l'Université de Calgary. M. Chahal est actif au sein de la communauté politique sikhe de Calgary. Son père a été président de la section canadienne de la World Sikh Organization et secrétaire du Parti libéral de l'Alberta. M. Chahal a été élu au conseil municipal de Calgary pour représenter le quartier 5 en octobre 2017. Il s'est exprimé ouvertement contre le racisme, a présidé le groupe de travail sur la sécurité publique communautaire de Calgary et a été nommé à la commission de police de Calgary. M. Chahal a été élu à la Chambre des communes lors de l'élection fédérale de 2021 comme l'un des deux députés libéraux de l'Alberta et le seul député libéral parmi les circonscriptions de Calgary.

M. Chahal a été membre du Comité permanent des ressources naturelles et du Comité permanent des transports, de l'infrastructure et des collectivités depuis décembre 2021. En octobre 2023, M. Chahal a été élu président du Comité permanent des ressources naturelles.

[\[Retour à la table de matières\]](#)



Majid Jowhari

Circonscription : Richmond Hill (Colombie-Britannique)

Parti politique : Libéral

Profession : Spécialiste de la transition et de la transformation de grandes entreprises

Élu au Parlement : Octobre 2015 et septembre 2021

Renseignements généraux –

Majid Jowhari a été élu pour la première fois député de Richmond Hill en 2015 et il a été réélu en 2019. En tant que fier résident de Richmond Hill depuis plus de 20 ans, Majid est un ardent défenseur de ses habitants et apporte des années d'expertise pour contribuer à cultiver une collectivité forte et dynamique à Richmond Hill. Majid est extrêmement fier de représenter Richmond Hill et Markham à Ottawa en faisant la promotion de la responsabilité financière, de la responsabilisation et du progrès social.

À l'heure actuelle, il occupe également des postes au sein du Comité de l'industrie, des sciences et de la technologie ainsi que du Comité des opérations gouvernementales et des prévisions budgétaires. Il est également vice-président de l'Association législative Canada-Chine et membre de l'Association parlementaire Canada-OTAN. Pendant la pandémie de COVID-19, il a aussi été membre du comité spécial sur la question.

Au cours de la 43^e législature, il a déposé la motion d'initiative parlementaire M-36, qui demande que le 1^{er} août soit désigné Jour de l'émancipation au Canada pour rendre hommage aux importantes contributions des Canadiens d'origine africaine et antillaise. Cette initiative tient compte de l'abolition de l'esclavage qui a eu lieu dans l'Empire britannique le 1^{er} août 1834 et permettrait de reconnaître l'histoire de l'esclavage au Canada et dans d'autres pays du Commonwealth. Elle permettrait également de souligner l'importance de cette date comme célébration historique de la liberté entre les abolitionnistes et les colons émancipés au Canada.

Majid a notamment fondé un caucus sur la santé mentale en 2017, un groupe multipartite qui a défendu des initiatives en matière de santé mentale sur la Colline parlementaire. À titre de président de ce caucus, il travaille avec les parlementaires de tous les partis pour faire de la santé mentale un enjeu de premier plan. Ce caucus multipartite continue de faire avancer ses priorités dans le mandat parlementaire actuel.

L'Alliance canadienne pour la maladie mentale et la santé mentale (« ACMMMSM ») a nommé Majid Jowhari champion parlementaire de la santé mentale en 2018. Il a reçu ce prix pour son premier projet de loi d'initiative parlementaire, le projet de loi C-375 : Loi modifiant le Code criminel, le 19 octobre 2017. Ce projet de loi visait à modifier le Code criminel afin d'exiger que les rapports présentenciels renferment des renseignements pertinents sur la santé mentale du contrevenant, notamment sur le caractère, l'attitude, le comportement et la volonté de changer, et qu'ils comprennent des renseignements pertinents sur la santé mentale du délinquant. Majid continue de travailler avec l'ACMMMSM pour promouvoir des initiatives et pratiques en matière de santé mentale sur la Colline parlementaire et auprès de ses électeurs.

Avant d'entrer en politique, Majid s'est spécialisée dans la transition et la transformation de grandes entreprises grâce à la technologie. Il a conseillé des sociétés Fortune 500 sur la stratégie et l'élargissement des processus opérationnels de la chaîne de valeur pour restructurer l'optimisation de la chaîne d'approvisionnement. Cette

expérience l'a aidé à se rapprocher de son rôle de représentant fédéral, où il aide les entreprises et les organisations de la collectivité à s'épanouir et facilite davantage les forums communautaires et commerciaux.

Majid est arrivé au Canada en 1979 à titre d'étudiant étranger en provenance de l'Iran. Il a fait du Canada sa patrie au cours des 41 dernières années en établissant des liens avec sa femme Homeira et ses deux enfants, Nickta et Meilaud. Il est passionné par sa famille et se soucie de l'environnement qu'il laissera derrière lui.

[\[Retour à la table de matières\]](#)



Yvonne Jones

Circonscription : Labrador (Terre-Neuve-et-Labrador)

Parti politique : **Libéral**

Profession : Journaliste et entrepreneur

Élue au Parlement : 2013

Renseignements généraux –

M^{me} Jones est actuellement secrétaire parlementaire du ministre des Ressources naturelles et du ministre des Affaires du Nord. Auparavant, elle a été secrétaire parlementaire de la ministre des Relations Couronne-Autochtones et des Affaires du Nord. Lorsqu'elle était dans l'opposition, Yvonne était porte-parole libérale pour le développement du Nord et l'Agence canadienne de développement économique du Nord (« APECA »), ainsi que pour la recherche et le sauvetage. Avant son élection à la Chambre des communes en mai 2013, Yvonne était députée provinciale libérale de Cartwright—L'Anse au Clair de 1996 à 2013. À titre de députée provinciale, elle a été secrétaire parlementaire du ministère des Travaux publics, des Services et des Transports et du ministère de la Santé. En 2003, Yvonne Jones a été la première femme de la province à être nommée ministre des Pêches et de l'Aquaculture. Elle a aussi été ministre responsable du Statut de la femme. Yvonne Jones a été nommée chef par intérim du Parti libéral de Terre-Neuve-et-Labrador et chef de l'opposition officielle le 15 novembre 2007. Le 30 juillet 2010, Yvonne est devenue chef officielle du Parti libéral de Terre-Neuve-et-Labrador.

Diplômée du West Viking College, Yvonne a commencé sa carrière comme journaliste et a travaillé partout dans la province à ce titre. Elle a également travaillé en tant que contractuelle comme chercheuse à l'Université Memorial et conseillère en ressources et en emploi à Développement des ressources humaines Canada. Yvonne est aussi une entrepreneure qui a été propriétaire et exploitante de petites entreprises au Labrador, dans les secteurs du transport et du tourisme. Sa première incursion en politique a été à titre de mairesse de sa ville natale, Mary's Harbour, au Labrador, en 1991. Grâce à son travail bénévole auprès de la Battle Harbour Development Corporation, des conseils combinés du Labrador, du NunatuKavut et de divers groupes et conseils d'alphabétisation, Yvonne a joué un rôle important dans l'amélioration de la qualité de vie non seulement des gens de son district, mais pour les gens de Terre-Neuve-et-Labrador.

[\[Retour à la table de matières\]](#)



Julie Dabrusin

Circonscription : Toronto – Danforth (Ontario)

Parti politique : **Libéral**

Profession : Avocat

Élue au Parlement : Octobre 2015

Notice biographique

Julie Dabrusin est née à Montréal et vit dans le quartier Danforth de Toronto depuis 1998. M^{me} Dabrusin a obtenu des diplômes universitaires en droit et en études du Moyen-Orient. Elle a ensuite travaillé pendant 13 ans comme avocate chez Rogers Partners LLP, ainsi qu'une année comme avocate de la Commission dans le cadre d'une enquête sur les marchés publics. En 2011, elle a quitté sa carrière juridique pour se concentrer sur l'éducation de ses deux filles et participer à diverses activités caritatives et d'organisation communautaire visant à promouvoir et à préserver les parcs publics de Toronto. En 2013, elle a reçu la Médaille du jubilé de diamant de la reine Elizabeth II.

M^{me} Dabrusin a été nommée candidate du Parti libéral dans Toronto – Danforth aux élections fédérales de 2015. Dabrusin a remporté les élections, renversant Craig Scott, un néo-démocrate. Toronto – Danforth était auparavant détenue par le chef du NPD, Jack Layton.

Mme Dabrusin a occupé de nombreux postes depuis sa première élection à la 42^e législature. Elle a déjà présidé le Comité permanent du patrimoine canadien et son sous-comité du programme et de la procédure. Elle a aussi été membre de comités sur l'aide médicale à mourir, la sécurité publique et nationale, ainsi que les affaires étrangères et le développement international.

[\[Retour à la table de matières\]](#)



Viviane Lapointe

Circonscription : Sudbury (Ontario)

Parti politique : **Libéral**

Profession : Gouvernement provincial, directrice générale

Élue au Parlement : Septembre 2021

Notice biographique

Viviane Lapointe est née et a grandi à Sudbury. Avant de se lancer en politique, M^{me} Lapointe a travaillé au ministère du Développement du Nord et des Mines de l'Ontario avant de devenir directrice générale de Community Living Greater Sudbury, un centre de groupe pour les personnes ayant une déficience intellectuelle.

M^{me} Lapointe s'est présentée aux élections fédérales de 2021 dans la circonscription de Sudbury. Après avoir remporté l'investiture, elle a gagné sa circonscription à l'élection de 2021 avec 34 % des votes.

En plus d'être membre du Comité, M^{me} Lapointe est membre du comité de l'industrie et de la technologie.

[\[Retour à la table de matières\]](#)



Peter Scheifke

Circonscription : Vaudreuil-Soulanges (Québec)

Parti politique : **Libéral**

Profession : Cadre supérieur en développement durable

Élu au Parlement : Octobre 2015

Notice biographique

Peter a été élu député pour la première fois par les citoyens de Vaudreuil-Soulanges en octobre 2015. Peu après, il a été nommé secrétaire parlementaire pour la jeunesse par le premier ministre Trudeau et, en 2018, il a été nommé secrétaire parlementaire du ministre de la Sécurité frontalière et de la Réduction du crime organisé. En 2019, Peter a été réélu et nommé peu de temps après secrétaire parlementaire de la ministre de l'Environnement et du Changement climatique. En mars 2021, le premier ministre Justin Trudeau lui a demandé d'assumer le rôle de secrétaire parlementaire du ministre de l'Immigration, des Réfugiés et de la Citoyenneté.

Avant d'entrer en politique, Peter a occupé de nombreux postes, mettant son expertise en développement durable au service de causes nationales et internationales. Sa passion pour les changements sociaux positifs a inspiré son travail en tant que directeur et cofondateur de Youth Action Canada, du programme de CEED en Ouganda, en Afrique de l'Est, et de son travail en tant que directeur national de Climate Reality Canada, une organisation fondée par l'ancien vice-président des États-Unis, Al Gore, président et lauréat du prix Nobel. Pour son travail, il a reçu une mention élogieuse du ministre fédéral, le prix Paix du YMCA et le prix Forces Avenir pour la paix, la justice et l'aide humanitaire.

Peter est titulaire d'un baccalauréat ès arts en sciences politiques de l'Université Concordia et d'une maîtrise ès sciences en ressources renouvelables de l'Université McGill. Il vit actuellement avec sa femme et ses deux enfants dans sa circonscription, Vaudreuil-Soulanges, au Québec.

En plus de siéger au Comité permanent des ressources naturelles, M. Scheifke préside le Comité permanent des transports, de l'infrastructure et des collectivités de la Chambre des communes.

[\[Retour à la table de matières\]](#)

Correspondance récente de députés – Député Peter Julian

Remarque : *Le député Peter Julian n'est pas membre du Comité, mais il pourrait décider d'y siéger.*

Le 24 avril 2024, Peter Julian, député, a déposé un avis de requête ([C29310](#)) concernant le franchissement du fleuve Fraser par forage directionnel horizontal pour le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain. Plus précisément, il a demandé ce qui suit (reproduit textuellement) :

- 1) [traduction] Une ordonnance pour demander l'arrêt immédiat des travaux de construction et l'affectation de fonds publics au projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain jusqu'à ce que [la Régie de l'énergie du Canada] atteste que le franchissement par FDH du fleuve Fraser est sécuritaire et que les risques structurels du pipeline sont acceptables, compte tenu de l'information non divulguée. déviation et angle de cintrage plus élevé du pipeline à cet endroit.
- 2) Que les études de faisabilité antérieures pour le franchissement par FDH du fleuve Fraser soient mises à jour avec le nouveau tracé et que ces études sont certifiées par un ingénieur de la Régie agréé par la [Engineers and Geoscientists British Columbia].

3)

Le 26 avril 2024, la Commission a répondu ([C29396](#)) en indiquant qu'elle n'était pas en mesure d'accepter cette requête dans sa forme actuelle.

Le 5 mai 2024, Peter Julian, député, a déposé de nouveau ses observations ([C29527](#)).

Le 3 juin 2024, la Commission a répondu ([C29871](#)) en indiquant que les demandes ne lui avaient pas été présentées en bonne et due forme, car il n'y a pas d'instance en cours à laquelle la lettre et les demandes se rapportent. Les demandes portaient sur une déviation du tracé au fleuve Fraser que la Commission a évaluée précédemment et pour laquelle elle a rendu une décision le 28 janvier 2022. De plus, l'une des demandes visait l'arrêt immédiat des travaux de construction, alors que le projet est actuellement en exploitation. En raison de ces lacunes procédurales, la Commission a déclaré qu'elle ne pouvait toujours pas examiner les demandes ni rendre de décision à leur sujet.

La lettre du 3 juin 2024 renfermait également des renseignements pertinents sur le processus d'autorisation de mise en service et les évaluations et décisions détaillées de la Commission qui en ont découlé, afin de comprendre les mesures prises pour assurer la mise en service sécuritaire du pipeline.

[\[Retour à la table de matières\]](#)

Messages clés

Rôle de la Régie dans l'établissement des droits et tarifs

- Le rôle de la Régie de l'énergie du Canada est de veiller à ce qu'il n'y ait pas d'abus de pouvoir de marché et que les droits exigés, pour les services pipeliniers, soient justes et raisonnables, sans distinction injuste.
- En ce qui concerne les coûts détaillés d'un projet, on cherche à savoir à l'audience s'ils sont raisonnables et nécessaires.
 - Par conséquent, le dossier de l'audience publique comprend déjà des milliers de pages de renseignements détaillés fournis par Trans Mountain sur les coûts. Au cours des prochains mois, les expéditeurs et les autres intervenants pourront aussi déposer une preuve.

Rôle de la Régie à l'égard de la transition énergétique

- Le besoin d'une analyse à jour des tendances énergétiques au Canada est plus que jamais présent.
- La Régie produit, en temps opportun, une analyse neutre et factuelle pour alimenter le dialogue sur l'énergie au pays.
- La série de rapports phares de la Régie sur l'avenir énergétique a en outre été élargie pour inclure une modélisation conforme à l'engagement du Canada à atteindre la carboneutralité d'ici 2050, comme l'a demandé l'honorable Jonathan Wilkinson, ministre des Ressources naturelles, en décembre 2021.

Rôle des comités consultatifs et de surveillance autochtone

- En 2016, le gouvernement du Canada a annoncé la formation de comités consultatifs et de surveillance autochtone (« CCSA ») pour le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain ainsi que pour le programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge.
- Dans le premier cas, le CCSA est constitué de 13 représentants autochtones et de 6 fonctionnaires fédéraux de haut niveau. Aux conseils fournis aux organismes de réglementation se greffe la surveillance du projet d'agrandissement et du pipeline existant. Les représentants autochtones sont choisis parmi les 129 communautés susceptibles d'être touchées par le projet.
- Les CCSA permettent aux Autochtones de participer à la surveillance des projets afin que ceux-ci soient construits, puis exploités, d'une manière qui respecte et intègre les connaissances, les perspectives et la relation des peuples autochtones avec la terre. Ils rendent compte des engagements du Canada envers ces peuples, dont la participation améliore les résultats des projets sur le plan de la sécurité et de l'environnement.
- Les CCSA améliorent aussi la compétitivité, car ils font partie d'un milieu opérationnel cohérent, prévisible et transparent.

- Le CCSA pour l'agrandissement de Trans Mountain va dans le sens de la priorité stratégique de la Régie pour ce qui est de la confiance dans la surveillance réglementaire du projet et par ricochet dans le secteur des ressources naturelles au Canada dans son ensemble, notamment quant à sa gestion.

Rôle de la Régie au chapitre des émissions de gaz à effet de serre

- La Régie ne réglemente pas directement les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») mais plutôt l'infrastructure énergétique qui peut en être à l'origine.
- Au-delà de la réglementation provinciale qui s'applique, les rejets de méthane ainsi que les autres émissions de GES d'installations du ressort de la Régie sont assujettis à la réglementation d'Environnement et Changement climatique Canada (« ECCC »).
- La Commission de la Régie de l'énergie du Canada tient compte des émissions de GES potentielles des nouvelles infrastructures énergétiques dans son évaluation des projets aux termes de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (« LRCE »).
 - Ces évaluations se plient aux exigences prévues dans le Guide de dépôt, lequel rend compte des principes et objectifs de l'évaluation stratégique des changements climatiques d'ECCC, notamment de la nouvelle obligation imposée aux promoteurs qui doivent désormais fournir un plan crédible devant leur permettre d'atteindre des émissions nettes nulles d'ici 2050.
- Tout au long de l'exploitation, la Régie veille au respect des exigences imposées aux sociétés en matière d'élaboration, de mise en œuvre et de maintien d'un programme de gestion de l'intégrité, ce qui permet de réduire les émissions non prévues.
- La Régie travaille en étroite collaboration avec d'autres ministères fédéraux (comme ECCC) pour la mise en œuvre de règlements qui s'appliquent aux GES.

Exigences relatives à la carboneutralité

- Le *Guide de dépôt* de la Régie exige que les sociétés élaborent et mettent en œuvre un plan de carboneutralité qui concorde avec l'engagement du Canada à atteindre cet objectif d'ici 2050.
 - Dans le cadre du processus décisionnel, la Commission détermine si le projet contribue ou nuit aux engagements et obligations du pays en matière de changements climatiques.
- La Régie s'attend que les sociétés réglementées mettent en œuvre les règlements et politiques adoptés par ECCC ou d'autres ministères à cet égard.

Rôle de la Régie dans l'évaluation de la faisabilité économique du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain

- L'Office national de l'énergie avait entrepris une évaluation détaillée de la faisabilité économique dans le cadre du processus d'audience sur le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain.
- Parce que cette faisabilité découlait en grande partie des contrats qui seraient signés, l'Office n'a pas autorisé la société à lancer les travaux sans confirmation préalable à l'effet que toutes les dispositions contractuelles devraient obligatoirement s'appliquer et qu'au moins 60 % de la capacité totale du réseau demeurait visée par contrat. C'est ce que Trans Mountain a fait en 2017, alors qu'elle a en outre indiqué que les contrats représentaient 80 % de la capacité.
- La Régie ne se penche pas plus avant sur la question de la faisabilité économique continue d'un pipeline pendant sa construction.

Rôle de la Régie quant à l'évaluation du degré d'utilisation du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain

- La question de l'utilisation future du réseau de Trans Mountain comporte différents éléments.
 - Premièrement, 80 % de la capacité accrue du réseau est souscrite par contrat pour les 15 à 20 prochaines années. Les expéditeurs auront tout avantage à utiliser cette tranche de la capacité, car ils devront payer la plus grande partie des droits même si ce n'était pas le cas.
 - En ce qui concerne la capacité restante de 20 % disponible de mois en mois, son degré d'utilisation pourrait être plus sensible aux forces changeantes du marché.
- Il est à noter que les répercussions sur le marché des droits exigibles par Trans Mountain sont prises en compte dans l'audience portant sur ce sujet.

Achat du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain par le gouvernement du Canada

- La Régie n'a joué aucun rôle dans les décisions du gouvernement d'acheter le réseau pipelinier de Trans Mountain, pas plus que l'Office, son prédécesseur.
- Comme l'opération n'a pas nécessité l'approbation de ces organismes, ils ne s'y sont pas penchés.

Rôle de la Régie quant à la vente éventuelle du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain

- Selon la nature de la vente éventuelle de Trans Mountain, l'approbation de la Régie pourrait ou non être requise.
- Si seuls des titres de propriété étaient cédés alors que l'exploitant demeurerait inchangé, l'approbation de la Régie ne pourrait viser que tout changement au plan relatif aux ressources financières de la société, comme ce fut le cas avec le transfert de Kinder Morgan au gouvernement du Canada.
- En présence d'un nouvel exploitant, celui-ci devrait démontrer à la Régie qu'il est en mesure d'exploiter le pipeline en toute sécurité et qu'il dispose de systèmes de gestion lui permettant de satisfaire aux exigences réglementaires de l'organisme.

- En outre, le nouvel exploitant devrait démontrer qu’il dispose de plans pour financer la cessation d’exploitation des pipelines et des ressources financières voulues à cette fin.

Émissions de GES du projet d’agrandissement du réseau de Trans Mountain

- Les émissions de GES liées à la construction du projet ont été évaluées et deux conditions ont été imposées comme mesures d’atténuation au-delà des exigences réglementaires fédérales ou provinciales existantes :
 - Afin de fournir une estimation plus exacte des émissions directes de GES devant faire l’objet de mesures compensatoires, Trans Mountain doit les quantifier une fois terminés tous les travaux de construction.
 - Compte tenu de la quantité considérable d’émissions directes prévues en cours de construction, la Régie exige que la société élabore un plan de compensation pour l’ensemble des émissions directes du projet à cette étape, quantifiées une fois terminés les travaux. Ce plan vise à confirmer des émissions nettes nulles attribuables à la construction du projet une fois prises les mesures compensatoires prévues.
- Les émissions de GES pendant l’exploitation du projet, alors que les règlements provinciaux et nationaux s’appliquent, devraient être relativement faibles comparativement à celles en cours de construction.
- Trans Mountain a récemment déposé un rapport d’évaluation post-construction conformément à la condition 140. Elle y a indiqué que les émissions directes totales quantifiées pour la construction et le défrichage sont de 1 125 033 tonnes d’équivalent en dioxyde de carbone (« éq. CO₂ »), ce qui constitue une hausse d’environ 10 % par rapport à celles prévues. La semaine dernière, la Commission a approuvé les documents déposés aux termes de la condition 140. Il faut savoir que Trans Mountain soumettra son plan de compensation des émissions de GES au plus tard le 31 décembre 2024. (Document aux termes de la condition 142.)

Respect des délais réglementaires par Trans Mountain

- La *Loi sur l’Office national de l’énergie* et la LRCE imposent toutes deux des délais pour l’examen des projets.
- La demande relative au projet a été déposée auprès de l’Office en 2013, puis approuvée en 2016.
 - L’évaluation a été interrompue après que Trans Mountain a modifié le tracé du projet afin de le faire passer par le mont Burnaby. Après l’approbation initiale, une contestation judiciaire a suivi, déclenchant un processus de réexamen.
- En 2019, l’Office a publié son rapport de réexamen dans lequel il recommandait que le projet soit approuvé, sous réserve de certaines conditions, car il était dans l’intérêt public. Le gouverneur en conseil l’a par la suite approuvé de nouveau et un certificat a été délivré peu de temps après.
- Les conseils d’expert de la Régie sur la conception, la construction et l’exploitation sécuritaires des pipelines, ainsi que son analyse exhaustive des projets, appuient ses recommandations quand il s’agit de déterminer s’ils sont ou non dans l’intérêt public.
- La délivrance d’un certificat ne met pas fin aux instances réglementaires.

- Par exemple, Trans Mountain a fait face à de nombreuses contestations, ce qui a donné lieu à 39 audiences sur le tracé détaillé, à l'évaluation de 121 demandes de droit d'accès et à 63 décisions de la Commission sur la déviation du tracé.
- La Régie est un organisme de réglementation présent tout au long du cycle de vie du projet qui en surveille la construction et veille au respect des conditions du certificat.
 - Des 156 conditions dans le certificat pour le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, 33 ont fait l'objet d'une évaluation partielle ou complète. Trans Mountain doit déposer des réponses ou conclure de tels dépôts dans le cas d'environ 27 conditions toujours en suspens.
 - Entre août 2019 et mai 2024, la Commission a publié 275 lettres-rapports et décisions sur des questions liées au respect de conditions.

Grandes lignes

Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Aperçu du processus d'examen

[\[Retour à la table de matières\]](#)

- Le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain a été présenté à l'Office national de l'énergie en décembre 2013 et a été approuvé une première fois par le gouverneur en conseil vers la fin de 2016.

Décision de la Cour d'appel fédérale

- Le 30 août 2018, la Cour d'appel fédérale a rendu une décision qui a eu comme effet d'annuler le décret du gouverneur en conseil approuvant le projet et d'invalider le certificat délivré par l'Office relativement au projet¹.
Peu de temps après, l'Office a annulé toutes les audiences sur le tracé détaillé et a informé Trans Mountain qu'il attendait d'elle qu'elle mette fin à tous ses travaux de construction de telle manière que les effets environnementaux seraient alors réduits au minimum.

Rapport de réexamen

- En février 2019, l'Office a remis son rapport de réexamen au gouvernement dans lequel il recommandait en gros que le projet soit approuvé, sous réserve de certaines conditions, car il était dans l'intérêt public.
- L'Office a imposé 156 conditions et a formulé 16 nouvelles recommandations sur des aspects débordant son propre mandat de réglementation mais relevant de la compétence du gouvernement du Canada.
- En juin 2019, après examen du rapport de réexamen ainsi que de celui sur les consultations et les accommodements de la Couronne, le gouverneur en conseil a approuvé le projet, sous réserve de 156 conditions.
- Le projet est ainsi assujéti à 156 conditions qui ont trait, entre autres, à la protection de l'environnement, à l'intégrité du pipeline et des installations, à la sécurité, aux relations avec les Autochtones, aux questions socioéconomiques, à la gestion des situations d'urgence, à l'hébergement des travailleurs et aux garanties financières.
- Le 19 juillet 2019, l'Office a statué sur la façon dont les processus de réglementation relatifs au projet devaient reprendre, notamment à l'égard du tracé détaillé et de la conformité aux conditions.
- La construction, qui a été interrompue en septembre 2018, a repris en juillet 2019.

¹Dans sa décision d'août 2018, la Cour d'appel fédérale a annulé l'approbation du projet par le gouvernement pour deux motifs : l'Office avait commis une erreur en omettant de tenir compte de l'impact environnemental du transport maritime connexe au projet et le gouvernement n'avait pas bien rempli son obligation légale de consulter les peuples autochtones.

Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Faits saillants

- La canalisation 1 a été construite en 1953. Une demande d'agrandissement de la canalisation 2 a été présentée en décembre 2013 en vue d'en faire passer la capacité de 300 000 barils par jour (« b/j ») à 890 000 b/j.
- Le projet prévoit la pose de 7 tronçons pipeliniers sur une distance totale de 983 kilomètres (« km »), 4 agrandissements de terminal, le forage d'un tunnel au mont Burnaby et 12 stations de pompage
- Trois points au sujet des 156 conditions imposées :
 - À ce jour, on juge que 133 ont fait l'objet d'une évaluation partielle ou complète.
 - Toutes les conditions préalables à la mise en service ont été remplies.
 - Il reste 27 conditions à évaluer en tout ou en partie qui nécessitent encore le dépôt de certains documents.
- Quelque 130 demandes de modification et d'exemption sont en rapport avec le respect des conditions imposées.
- À ce jour, 180 activités de vérification de la conformité (inspections) ont été menées, dont 142 avec des surveillants autochtones
- Des surveillants autochtones ont également pris part aux 20 exercices de gestion des urgences qui ont eu lieu.
- Plus de 36 900 personnes ont travaillé au projet, y consacrant plus de 100 millions d'heures.
- Les pipelines ainsi installés ont franchi 1 643 cours d'eau, 199 routes et 50 voies ferrées.
- Du dynamitage de nivelage le long du tracé a produit 584 495 mètres cubes de roches.
- Sur une distance de 101 km le projet traverse des zones urbaines.
- En tout, 1,56 million d'amphibiens ont été recueillis et déplacés.
- Plus de 255 000 artefacts ont été récupérés.

Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – État actuel du projet

[\[Retour à la table de matières\]](#)

- La Régie de l'énergie du Canada a autorisé l'exploitation du pipeline pour l'intégrité du projet le 30 avril 2024 en vue du transport de pétrole brut de son terminal à Edmonton, situé plus précisément dans le comté de Strathcona, en Alberta, jusqu'à son terminal maritime Westridge, à Burnaby, en Colombie-Britannique, dans l'Ouest canadien.

Remplissage de la canalisation et début de l'exploitation

- Toutes les conditions préalables à la mise en service ont été remplies.
- Il a fallu 23 jours pour remplir la canalisation, opération qui s'est déroulée du 16 avril au 9 mai 2024.
- Un volume de 4 002 000 barils (636 00 m3) a abouti au terminal Burnaby.
- La canalisation 2 est entrée en service commercial le 1^{er} mai 2024. Les navires-citernes ont commencé à s'approvisionner au terminal Westridge à la fin de mai (le premier accostage a eu lieu du 20 au 22 mai et le second du 22 au 24).

Autorisation de mise en service

- Avant qu'un pipeline puisse être mis en service, la société doit présenter une demande à cette fin.
- Dans une demande d'autorisation de mise en service, la société doit démontrer que le tronçon du pipeline visé peut être exploité en toute sécurité.
- Les demandes d'autorisation de mise en service sont complexes et exigent des sociétés qu'elles présentent des renseignements techniques détaillés, sur les résultats des essais hydrostatiques et l'intégrité du pipeline.
- Trans Mountain a présenté 42 demandes d'autorisation de mise en service, énumérées sur le site Web de la Régie en précisant où elles en sont.
- La plus récente approbation de demande d'autorisation de mise en service pour le pipeline remonte au 30 avril 2024. Les réservoirs 96 et 98 au terminal Burnaby demeurent les seules installations nécessitant encore une telle autorisation.

Droits et tarifs

- La Commission de la Régie de l'énergie du Canada a approuvé les tout premiers droits provisoires s'appliquant au réseau pipelinier agrandi de Trans Mountain en novembre 2023. Cette décision a permis à la société d'exiger de nouveaux droits pour les services de transport par pipeline dès que le réseau agrandi est entré en exploitation en mai 2024, mais ces droits peuvent être rajustés.
- La prochaine étape du processus est l'audience sur les derniers droits provisoires qui se poursuivra tout au long de 2024 jusqu'en 2025 et qui comprendra un examen détaillé des coûts du projet. Une fois ceux-ci établis suivra une décision sur les droits définitifs.
- L'audience sur les droits en est à l'étape où la Commission et les intervenants demandent à Trans Mountain de fournir d'autres renseignements en complément de la preuve déposée par la société.

- Les principales étapes à venir sont actuellement les suivantes :
 - preuve des intervenants et lettres de commentaires – décembre 2024
 - contre-preuve de Trans Mountain – avril 2025
 - début du contre-interrogatoire oral – mai 2025²

Demandes d'audience sur l'indemnisation

- À ce jour, la Régie a reçu 17 demandes d'audience sur l'indemnisation à l'égard du projet, qui ont pour la plupart été retirées ou suspendues en raison de négociations entre les parties.
- Les demandes portent principalement sur l'indemnisation pour l'acquisition ou la location de terrains et les dommages causés par les travaux de construction.

Activités de surveillance de la Régie en 2024-2025

- D'ultimes travaux de nettoyage ou de remise en état des terrains restent à faire le long de certaines parties du pipeline en Colombie-Britannique et les activités de vérification de la conformité à cet égard se poursuivront en 2024-2025.
- Trans Mountain doit effectuer cinq exercices d'intervention d'urgence dans les cinq ans suivant la mise en service.
- Des rapports de surveillance post-construction seront à compter de janvier et s'étaleront sur plusieurs années.

Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Achat / Vente au Canada

[\[Retour à la table de matières\]](#)

- La Régie de l'énergie du Canada n'a joué aucun rôle dans les décisions du gouvernement d'acheter le réseau pipelinier de Trans Mountain, pas plus que l'Office national de l'énergie, son prédécesseur.
- L'examen du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain mené par l'Office a permis d'en évaluer la faisabilité économique avant de conclure qu'il était dans l'intérêt public. Aucune nouvelle analyse économique n'a été effectuée par l'organisme relativement à la décision du gouvernement d'acheter Trans Mountain.

Achat par le gouvernement du Canada

- Le 29 mai 2018, le gouvernement du Canada et Kinder Morgan ont annoncé qu'ils avaient conclu une entente, d'une valeur de 4,5 milliards de dollars canadiens, en vue de l'acquisition du réseau

^{2 2} Toutes ces dates sont précisées dans le document [C30800-1](#). Le calendrier de l'audience a été prolongé plus d'une fois, notamment en réponse à une demande conjointe de Trans Mountain et des expéditeurs afin d'accorder plus de temps pour certaines étapes.

pipelinier de Trans Mountain et du projet d'agrandissement de la société.

- L'entente prévoyait que le gouvernement du Canada achète, moyennant une somme de 4,5 milliards de dollars canadiens, les actions et les parts de toutes les entités propriétaires ou exploitantes du réseau pipelinier de Trans Mountain, de même que de la société qui a obtenu l'autorisation de l'Office de construire et d'exploiter le projet d'agrandissement.
- Le 30 août 2018, les actionnaires de Kinder Morgan Canada ont voté en faveur de l'entente.
- La *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (« LRCE ») exige que les sociétés présentent une demande d'approbation pour vendre ou acheter des actifs pipeliniers.
 - C'est ainsi qu'en présence d'un nouvel exploitant, celui-ci doit démontrer à la Régie qu'il peut s'acquitter de ses tâches en toute sécurité et qu'il a mis en place des systèmes de gestion pour satisfaire aux exigences réglementaires de l'organisme visant le pipeline.
- Lorsque le gouvernement du Canada a fait l'acquisition de Trans Mountain, l'opération visait exclusivement les actions de la société, ce qui fait que l'exploitant du pipeline n'a pas changé. Trans Mountain Pipeline ULC a continué de posséder et d'exploiter le pipeline, mais le propriétaire de Trans Mountain Pipeline ULC, lui, a changé. Par conséquent, la Régie n'a pas eu besoin d'examiner un nouvel ensemble de systèmes de gestion et aucune approbation de la Régie n'était requise pour autoriser l'opération envisagée.
- Toutefois, la Régie a dû réévaluer les ressources financières de Trans Mountain compte tenu du changement de société mère.
 - La LRCE oblige Trans Mountain Pipeline ULC, en sa qualité de société exploitant un grand oléoduc, à disposer de ressources financières d'un milliard de dollars canadiens. Cela n'a pas changé après l'acquisition (sauf que le montant est passé à 1,1 milliard de dollars après la mise en service du projet conformément à la condition 121 du certificat délivré au préalable).
 - Le 8 août 2019, compte tenu de l'entente intervenue, Trans Mountain a présenté une demande pour remplacer son plan relatif aux exigences en matière de ressources financières. Pour s'acquitter de son obligation à hauteur de 1 milliard de dollars, la société a proposé une assurance de 500 millions de dollars et une garantie de marge de crédit d'un même montant de Canada TMP Finance Ltd. (une société d'État fédérale détenue en propriété exclusive par la Corporation de développement des investissements du Canada).
 - Après avoir sollicité les commentaires du public, [l'Office a approuvé](#) le nouveau plan relatif aux exigences en matière de ressources financières le 20 mars 2019.

Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Vente éventuelle et rôle de la Régie

- Selon la nature de la vente éventuelle de Trans Mountain, l'approbation de la Régie pourrait ou non être requise.
- L'autorisation de la Commission est requise aux termes de l'article 181 de la LRCE si une société a l'intention de vendre, d'acheter, de céder, de donner ou de prendre à bail des installations et des actifs pipeliniers réglementés par la Régie.
- Le nouvel exploitant doit alors démontrer à la Régie qu'il peut s'acquitter de ses tâches en toute sécurité et qu'il a mis en place des systèmes de gestion pour satisfaire aux exigences réglementaires de l'organisme visant le pipeline.
- En outre, le nouvel exploitant doit démontrer qu'il dispose de plans pour financer la cessation d'exploitation des pipelines et des ressources financières voulues à cette fin.
- Si seuls des titres étaient cédés alors que l'exploitant demeurerait inchangé, l'approbation de la Régie ne pourrait viser que tout changement au plan relatif aux ressources financières de la société, comme ce fut le cas avec le transfert de Kinder Morgan au gouvernement du Canada.
- Évaluation/Prix de vente
 - Dans le cours normal des affaires, sociétés et actifs ont tendance à se vendre à un prix tenant compte des bénéfices élevés à une puissance quelconque.
 - Dans ces circonstances il est clair que les revenus futurs de Trans Mountain, donc ses bénéfices, seront touchés par la décision de la Commission sur les droits. qui a ainsi l'obligation de s'assurer que ceux-ci sont justes et raisonnables sans distinction injuste. C'est là où la Commission en est actuellement.

Responsabilités de la Régie en matière de surveillance réglementaire

- En tant qu'organisme de réglementation indépendant, la Régie traite tous les projets et promoteurs de la même façon, sociétés publiques ou d'État confondues.
- Le propriétaire doit se conformer à toutes les exigences réglementaires de la Régie et aux conditions du certificat délivré à Trans Mountain (à moins qu'il ne demande la modification de ces conditions).

Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Éléments uniques

[\[Retour à la table de matières\]](#)

- Compte tenu de la nature complexe du projet et du milieu naturel où il est aménagé, il doit s'ensuivre une planification tout aussi complexe de la part de la société.

Construction

- La Régie est consciente qu'un certain nombre d'éléments uniques ont contribué aux retards de construction. Les renseignements qui suivent sont de nature générale. Une audience sur les droits exigibles par Trans Mountain se déroule actuellement devant la Commission de la Régie de l'énergie du Canada. L'une des questions à trancher est de savoir si un large éventail des coûts de construction engagés étaient raisonnables et nécessaires. Aucune conclusion n'a encore été tirée à ce sujet.
- Pour assurer de son côté la surveillance du projet, la direction de la société a dû planifier et présenter comme il se devait diverses demandes ou requêtes tout au long des travaux (p. ex., modifications à la conception et au tracé). Il s'agissait alors de préserver les droits des peuples autochtones et des propriétaires fonciers touchés, en plus d'assurer sans fléchir la protection de l'environnement et la sécurité des personnes.
- Les documents déposés par Trans Mountain dans le cadre de l'audience sur les droits en cours devant la Commission indiquent notamment que la construction a été touchée de façon intermittente par des facteurs externes.
 - **Deux saisons de feux de forêt** qui ont freiné les travaux dans les zones touchées.
 - **Des inondations majeures en Colombie-Britannique**, attribuables à une rivière atmosphérique en novembre 2021, ont touché l'emprise où des travaux étaient effectués, en plus de limiter l'accès des travailleurs aux aires de travail et de compliquer leurs déplacements à destination ou en provenance de ces mêmes aires, nécessitant bien souvent le rétablissement des chemins devant ainsi être empruntés.
 - **La pandémie de COVID-19**, qui a entraîné l'arrêt ou le ralentissement de la plupart des activités de l'industrie au Canada, notamment pour l'une ou l'autre des raisons suivantes :
 - contraintes liées à l'exécution des travaux de construction (nombre de travailleurs ayant accès simultanément aux aires de travail, moyens de transport de ceux-ci insuffisants, etc.);
 - changements apportés aux marches à suivre et rapports à produire (heures de travail perdues en raison d'une maladie et rapports de santé provinciaux ou fédéraux);
 - difficultés d'approvisionnement (interruptions et achat d'équipement de protection individuelle nouveau ou non prévu, comme des masques ou du matériel de désinfection supplémentaire).
 - Certaines exigences légales et réglementaires dépassaient ce que Trans Mountain avait supposé lors de ses calculs estimatifs préliminaires (le temps prévu pour les audiences sur le tracé détaillé et les demandes de droit d'accès ou d'autorisation de mise en service n'avaient pas été pris en compte dans la demande présentée en 2013).
 - Les coûts des mesure d'adaptation ou de protection des droits ancestraux et du patrimoine archéologique des nations autochtones ont été beaucoup plus élevés que prévu.
- Ces renseignements généraux de Trans Mountain sont fournis pour répondre à des possibles questions du Comité. La mesure dans laquelle ces facteurs et d'autres ont contribué au dépassement des coûts n'a pas encore été déterminée. Une audience est en cours devant la Commission, qui tranchera ainsi la question de savoir si certains des frais engagés étaient raisonnables et nécessaires. Aucune conclusion à ce sujet n'a encore été tirée.

Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Exigences réglementaires et échéancier

[\[Retour à la table de matières\]](#)

Exigences réglementaires

- Les Canadiens entendent surtout parler de l'intervention de la Régie de l'énergie du Canada au début des projets, mais l'organisme réglemente les infrastructures énergétiques de compétence fédérale tout au long de leur cycle de vie.
- Les décisions rendues à l'égard d'un projet ne signifient nullement que la Régie disparaît alors du décor.
- Inspections et audits sont menés pendant la construction des projets approuvés, puis leur exploitation.
- Lorsqu'un pipeline atteint la fin de sa vie utile, la Régie s'assure que les travaux de cessation d'exploitation sont effectués de façon sûre et responsable sur le plan environnemental.
- En d'autres termes, la Régie réglemente les projets du début à la fin et ce travail peut s'étaler sur plusieurs décennies. Les sociétés sont ainsi tenues responsables des pipelines qu'elles exploitent pendant tout leur cycle de vie.

Conformité aux conditions

- Le degré de surveillance réglementaire est proportionnel à la complexité et à l'ampleur d'un projet. Donc, ceux de plus grande envergure ou à facettes multiples font l'objet de toute la surveillance voulue et sont à l'origine des directives requises en vue du respect des conditions fixées.
- La Régie utilise les outils d'application de la loi nécessaires pour s'assurer que les sociétés respectent ses règlements et que les travailleurs sont en sécurité.
- Cette question de la sécurité, notamment celle de l'ensemble des travailleurs et entrepreneurs sur les chantiers, est une priorité absolue.
- La Régie applique avec confiance des normes de sécurité et environnementales comptant parmi les plus strictes au monde.
- Pendant le cycle de vie d'un projet, le respect des conditions établies par la Régie est essentiel. Si elle relève un problème en cours de vérification de la conformité, cela peut avoir une incidence sur le projet, y compris sur son calendrier de construction.

Délais

- Selon la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (« LRCE »), toutes les demandes et instances dont la Commission de la Régie de l'énergie du Canada est saisie doivent être traitées à l'intérieur d'un délai précis, aussi rapidement que le permettent les circonstances et les principes d'équité procédurale ou de justice naturelle.
- Le délai imparti ne doit pas dépasser le nombre de jours prévu dans la loi à partir de la date à laquelle la société a fourni une demande jugée complète par la Commission, qui doit alors évaluer le projet et formuler une recommandation ou rendre une décision en s'y conformant.
- Le commissaire en chef fixera les délais pour certains types de demandes et veillera à ce qu'ils soient respectés.
- La Régie s'est toujours efforcée d'être efficace dans ses processus d'audience et de traitement des demandes. Les délais impartis permettent de maintenir cette efficacité en plus d'accroître la certitude et la prévisibilité pour toutes les parties concernées.
- L'engagement à mener des processus justes et efficaces, notamment en respectant les délais impartis, n'a pas changé depuis la création de la Régie et ne changera pas non plus.
- Les demandes sont classées selon que le projet est de faible, moyenne ou grande envergure, alors que les délais de traitement prévus dans la LRCE varient en fonction de la complexité, des renseignements qui pourraient être requis et du degré d'intérêt attendu de la part de tiers.
 - Les projets de faible envergure (moins de 40 kilomètres (« km ») de nouvelle emprise) sont évalués dans un délai de 10 mois.
 - Les projets de moyenne envergure (plus de 40 km, mais moins de 75 km de nouvelle emprise) sont évalués dans un délai de 15 mois.
 - Les projets de grande envergure (75 km ou plus de nouvelle emprise) seront évalués sur une période de 10 à 20 mois.
 - Les projets de grande envergure donneront lieu à un examen intégré qui sera dirigé par la nouvelle Agence d'évaluation d'impact avec le concours de la Régie.
- Les conseils d'expert de la Commission sur la conception, la construction et l'exploitation sécuritaires des pipelines, ainsi que son analyse exhaustive d'un projet, quel qu'il soit, iront dans le sens de ses recommandations quand il s'agit de déterminer s'il est ou non dans l'intérêt public.
- Le rapport de la Régie sur un projet donné comprendra des conditions à assortir à tout certificat devant être délivré. Le Cabinet peut refuser l'approbation ou le rejet d'un projet, sinon ajouter des conditions ou réviser celles prévues par la Commission, mais c'est la Régie qui rend la décision finale quant à la recommandation devant être faite.
- Celle-ci est alors publiée et transmise au gouverneur en conseil pour décision finale.

Renseignements propres au projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Exigences réglementaires et échéancier

- La demande visant le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain a été évaluée en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, qui prévoit un délai de 18 mois en vue de l'examen de la plupart des demandes. Cette période était ramenée à 15 mois entre la date à laquelle l'Office national de l'énergie avait déterminé qu'une demande était complète et la conclusion de l'évaluation afin de rendre une décision ou de présenter une recommandation au gouverneur en conseil.
- Le processus mené par l'Office a été interrompu après que Trans Mountain a modifié le tracé du projet afin de le faire passer par le mont Burnaby. La société a alors dû verser au dossier public les études relatives au nouveau tracé.
- Le projet a d'abord été présenté à l'Office en 2013, puis approuvé en 2016. Il a fait l'objet d'une contestation judiciaire en 2018, ce qui a donné lieu à un processus de réexamen.
- En 2019, l'Office a publié son rapport de réexamen dans lequel il recommandait que le projet soit approuvé, sous réserve de certaines conditions, car il était dans l'intérêt public.
- Depuis que le gouverneur en conseil a approuvé le projet en 2016, puis de nouveau en 2019, la Régie en a surveillé activement la construction de manière à veiller au respect des exigences réglementaires qui s'appliquent.
- Le projet est ainsi assujéti à 156 conditions qui ont trait, entre autres, à la protection de l'environnement, à l'intégrité du pipeline et des installations, à la sécurité, aux relations avec les Autochtones, aux questions socioéconomiques, à la gestion des situations d'urgence, à l'hébergement des travailleurs et aux garanties financières.

Processus décisionnels

[\[Retour à la table de matières\]](#)

- Au moment de présenter la demande visant le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, plusieurs éléments restaient à régler ou étaient inconnus, qu'il s'agisse par exemple d'aspects précis de la conception, du tracé détaillé ou de l'évaluation technique des parties des installations existantes qui devaient être remises en service.
- Trans Mountain a dû faire face à de nombreuses difficultés après l'approbation, ce qui a donné lieu à de nouveaux processus réglementaires exigés par la loi, notamment en ce qui a trait à la conclusion d'ententes foncières et aux obstacles rencontrés pendant la construction qui ont nécessité des modifications à la conception du projet ou à son tracé.
 - Après la délivrance du certificat, **96 déclarations d'opposition** ont été reçues qui ont mené à **39 audiences sur le tracé détaillé** (20 nouvelles audiences et 19 qui ont été reprises après suspension) qui ont pris 20 mois à conclure. En fin de compte, 26 déclarations d'opposition ont été retirées alors que des décisions ont été rendues pour 14 d'entre elles. La construction de ces sections a dû attendre les décisions en question.
 - Il a fallu présenter **121 demandes de droit d'accès** à des terrains pour lesquels Trans Mountain n'a pas pu conclure d'entente avec les propriétaires fonciers.
 - Par ailleurs, **63 décisions sur la déviation du tracé** ont été rendues.

- Nombreuses sont les demandes de renseignements qui ont été présentées en cours d'audience.
 - Première audience – Six séries officielles plus cinq dossiers importants supplémentaires sur des dépôts précis
 - Réexamen – Deux séries officielles
 - L'Office national de l'énergie a aussi adressé de nombreuses demandes de renseignements à des intervenants et différents ministères.

Conditions et surveillance des travaux

- Si un risque est relevé pendant l'examen d'une demande, la Commission de la Régie de l'énergie du Canada peut demander à la société de remplir un certain nombre de conditions propres au projet. La Régie de l'énergie du Canada impose de telles conditions pour réduire les risques, prévenir les dommages, promouvoir la sécurité et protéger l'environnement.
- Avant que la décision soit rendue, les conditions envisagées ont été formulées pour offrir à Trans Mountain une possibilité équitable de formuler des commentaires à leur sujet et de soulever de possibles préoccupations quant au libellé ou au calendrier des exigences proposées.
- Bon nombre des conditions imposées visaient le respect des engagements pris par la société au cours de l'instance ou la conformité à des normes en vigueur (c.-à-d. qu'il s'agissait d'exigences peu importe qu'elles aient été énoncées ou non sous cette forme).
- À ce jour, on juge que sur les 156 conditions imposées, 133 ont fait l'objet d'une évaluation partielle ou complète. Il reste 27 conditions à évaluer en tout ou en partie qui nécessitent encore le dépôt de certains documents.
- Entre les mois d'août 2017 et 2018, l'Office a publié 22 lettres de décision sur la conformité aux conditions. Au moment de la recommandation en faveur du projet en juillet 2018, ces décisions ont été adoptées (ce qui fait qu'il n'était alors pas nécessaire de procéder à une nouvelle évaluation après le réexamen et a mené à des gains d'efficacité).
- Entre août 2019 et mai 2024, la Commission a publié 275 lettres-rapports et décisions sur des questions liées au respect de conditions. En outre, 177 demandes de renseignements ont été adressées sur des questions de conformité aux conditions.
- Uniquement en 2022-2023, 828 documents de conformité après approbation ont été déposés à l'égard du projet.

Ordonnances d'inspecteur

- Au total, 12 ordonnances d'inspecteur ont été délivrées à Trans Mountain après l'approbation du projet en 2019, dont 5 pour l'arrêt des travaux sur des tronçons précis qui ont duré 215³, 10, 6, 13 et 43 jours. Ces arrêts ont eu une incidence sur des zones précises plutôt que sur l'ensemble

³ Période écoulée entre la date de la délivrance de l'ordonnance (30 octobre 2020) et l'avis à l'inspecteur de la Régie indiquant qu'un terme a été mis à tous les contrats conclus avec SA Energy dans le cadre du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (2 juin 2021).

du projet.

- Trans Mountain a signalé à la Régie, comme l'exige le *Règlement de la Régie de l'énergie du Canada sur les pipelines terrestres*, au moins sept incidents (p. ex., blessures graves) à l'origine d'un arrêt de travail volontaire. La durée de ces différents arrêts est inconnue.

Modifications

- Modifications au tracé (demande visant le tracé de recharge ouest et modification du tracé de l'emprise de BC Hydro à Chilliwack)
 - Après la première audience : 7
 - Après le réexamen : 3
- Modifications non liées au tracé (diamètre de la canalisation (Mountain 3), nombre de réservoirs au terminal Edmonton et emplacement exact de la gare de racleurs Hargraves)
 - Après la première audience : 3
 - Après le réexamen : inconnu

Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Augmentation des coûts

[\[Retour à la table de matières\]](#)

- Le coût estimatif du projet au moment où la demande a été présentée pour la première fois à l'Office national de l'énergie était de 5,4 milliards de dollars. Les calculs estimatifs les plus récents à cet égard fournis par Trans Mountain lors de l'audience sur les droits donnent 34,2 milliards de dollars (soit plus de 6 fois le montant initial).
- Au cours de l'audience sur les droits en cours, la Commission de la Régie de l'énergie du Canada a exigé de Trans Mountain qu'elle fournisse des renseignements détaillés sur ce qui a contribué à l'augmentation des coûts du projet.
- Puisque l'affaire est devant la Commission, la Régie de l'énergie du Canada ne fournira que des renseignements d'ordre général quant à ce qui est survenu après le dépôt initial de la demande de Trans Mountain. En ce qui concerne la question qui se trouve devant la Commission à savoir si tous les coûts engagés ont été raisonnables et nécessaires, la Régie ne commentera pas les causes précises des augmentations constatées.
- Même si Trans Mountain a présenté beaucoup d'éléments de preuve à cet égard, d'autres parties à l'audience, comme les expéditeurs, n'ont pas encore déposé leur réponse à ceux-ci. De plus, après le volet oral de l'audience, la Commission examinera l'ensemble de la preuve et rendra sa décision sur les droits. C'est la raison pour laquelle la Régie n'entrera pas ici dans une analyse détaillée de tous les facteurs qui ont contribué à la hausse des coûts. Elle se doit de respecter le caractère indépendant de l'audience en cours qui mènera à une décision de la Commission.
- On cherche notamment à savoir à l'audience se les coûts en question sont raisonnables et nécessaires. C'est la raison pour laquelle la Régie n'entrera pas ici dans une analyse détaillée de

tous les facteurs qui ont contribué à leur hausse.

- Trans Mountain a présenté dans leurs grandes lignes divers facteurs qui ont contribué à la hausse des coûts, dont voici quelques exemples :
 - L'état physique du terrain différait parfois considérablement de ce que Trans Mountain avait supposé au moment d'établir ses premières estimations, fondées sur des hypothèses élaborées avant de pouvoir se rendre sur place.
 - Certaines exigences légales et réglementaires dépassaient ce que la société avait supposé au moment d'établir ses premières estimations.
 - Les coûts des mesure d'adaptation ou de protection des droits ancestraux et du patrimoine archéologique des nations autochtones ont été beaucoup plus élevés que prévu.
 - Il faut aussi parler des phénomènes météorologiques extrêmes comme les inondations à la suite du passage d'une rivière atmosphérique et la pandémie de COVID.
 - De plus, le report des échéances prévues à l'origine a fait en sorte que la société a engagé des frais financiers plus élevés jusqu'à ce que le projet soit terminé.
- Il s'agit ici de facteurs mentionnés par Trans Mountain dans ses dépôts publics et aucune décision n'a été prise quant à l'incidence précise de l'un ou l'autre de ceux-ci sur l'augmentation des coûts. Tel qu'il a été mentionné plus haut, il reste beaucoup d'éléments de preuve à présenter à l'audience de la Commission sur les droits et aucune décision n'a encore été rendue.

Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Faisabilité économique du projet examiné par l'Office et la Commission

[\[Retour à la table de matières\]](#)

- Au cours de l'audience initiale pour le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (OH-001-2014), l'Office national de l'énergie s'est penché sur la faisabilité économique du pipeline. Les coûts estimatifs s'élevaient à l'époque à 5,5 milliards de dollars.
- L'Office a accordé beaucoup de poids à l'existence d'ententes de service garanti à long terme avec les expéditeurs pour déterminer si les installations étaient nécessaires et susceptibles d'être bien utilisées pendant leur durée de vie économique.
 - Le projet comptait 13 expéditeurs ayant pris des engagements de service garanti pendant 15 ou 20 ans pour 80 % de la capacité du réseau agrandi.
- Compte tenu de l'importance accordée aux contrats au moment de l'évaluation du projet, l'Office a imposé la condition 57 exigeant de Trans Mountain qu'elle dépose devant lui, 90 jours avant la mise en chantier, une confirmation signée à l'effet que des ententes conclues avec les expéditeurs demeurent en vigueur pour au moins 60 % de sa capacité totale. La société s'est pliée à cette exigence, confirmant le maintien d'engagements fermes avec 13 expéditeurs pour

80 % de la capacité du réseau agrandi.

- Ni l'Office ni la Commission de la Régie de l'énergie du Canada n'ont examiné la faisabilité économique et les coûts estimatifs depuis l'audience initiale pour le projet. Le rapport à ce sujet produit dans le contexte de l'audience initiale a été publié en mai 2016.
- Le rapport de réexamen (MH-052-2018) ne portait ni sur la faisabilité économique du pipeline ni sur les coûts estimatifs. Sa portée était plutôt axée sur le transport maritime et la consultation de la Couronne associée au projet.
- Une fois le certificat délivré, la Commission ne se penche pas plus avant sur la question de la faisabilité économique continue d'un pipeline pendant sa construction.

Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Augmentation des coûts et droits en rapport avec l'utilisation du pipeline

[\[Retour à la table de matières\]](#)

- On ne doit pas oublier que la Régie de l'énergie du Canada tient actuellement une audience sur les droits exigibles par Trans Mountain, mais il est tout de même possible de fournir des renseignements de nature générale.
- Bien sûr, les droits constituent un facteur clé étant dans la composition des produits touchés par Trans Mountain et à ce titre, ils comptent pour beaucoup lorsqu'il s'agit de déterminer la valeur de la société si elle devait être vendue.
- Pour mettre les choses en contexte, avant que Trans Mountain demande l'approbation du projet d'agrandissement, l'Office national de l'énergie avait approuvé une méthode de conception des droits qui s'appliquerait à l'agrandissement (en fait à l'ensemble du réseau après son agrandissement, car depuis celui-ci, les mêmes droits sont exigibles sans distinction entre ancienne et nouvelle canalisations en matière de transport).
- La méthode en question, négociée par Trans Mountain et les expéditeurs, avait été entérinée dans les contrats signés par ces derniers pour le service de transport sur le réseau agrandi.
- Selon cette méthode, les coûts de construction du projet étaient classés en deux catégories, qui devenaient ainsi plafonnés ou non.
- La méthode précisait qu'une fois que Trans Mountain aurait obtenu l'approbation réglementaire pour le projet d'agrandissement de son réseau, elle en mettrait à jour les coûts estimatifs et recalculerait les droits en fonction de cette nouvelle estimation. Dès lors, les droits ne changeraient pas pour tenir compte de toute accroissement des coûts plafonnés, mais ils seraient augmentés de 7 cents par tranche de 100 millions de dollars de majoration de ceux qui ne le sont pas.

- En 2017, Trans Mountain estimait les coûts à 7,4 milliards de dollars et la méthode précitée en tenait pleinement compte dans le calcul des nouveaux droits exigibles.
- Six ans plus tard, soit en 2023, alors que le projet était presque achevé, Trans Mountain a présenté une demande visant les droits provisoires qui s'appliqueraient une fois le réseau agrandi mis en service, en fonction de la méthode de conception des droits préapprouvée et des renseignements à jour sur les coûts engagés.
- *Selon la preuve présentée par Trans Mountain à l'audience en cours sur les droits, voici les augmentations enregistrées depuis l'estimation de 7,4 milliards de dollars en 2017 :*
 - 8 milliards de dollars pour les coûts non plafonnés;
 - 18,7 milliards de dollars pour ceux qui le sont.
- Au cours de l'audience sur les droits, la Commission de la Régie de l'énergie du Canada examinera les droits réellement exigibles selon la méthode de conception approuvée en 2013.
 - La Commission vérifiera alors si les coûts ont été correctement répartis entre les catégories de ceux qui sont plafonnés et ceux qui ne le sont pas.
 - Il faudra aussi déterminer s'il était raisonnable et nécessaire d'engager tous les coûts liés au projet inscrits en tant que non plafonnés, une exigence au titre de la méthode approuvée.
- Cependant, la Commission se penchera également sur la question de savoir si les droits découlant de la méthode approuvée en 2013 sont toujours appropriés, c'est-à-dire s'ils sont justes et raisonnables sans discrimination injuste.
 - Il s'agira alors d'examiner la situation financière de Trans Mountain et les répercussions sur les marchés.

[S'IL FAUT CREUSER DAVANTAGE]

- En ce qui concerne la partie des coûts engagés par Trans Mountain qu'elle peut recouvrer, cela constitue justement l'un des points examinés dans le cadre de l'audience sur les droits.
- La méthode préapprouvée semble dicter un simple calcul considérant seulement l'augmentation de 18,7 milliards de dollars des coûts plafonnés dans le contexte du coût total de 34,2 milliards de dollars.
 - Toutefois, il faut aussi tenir compte de facteurs comme le caractère lucratif ou non des 7 cents prévus par tranche de 100 millions de dollars et des droits rajustés par rapport aux 7,4 milliards de dollars d'origine.

Renseignements contextuels supplémentaires

- À titre d'exemple, la gestion du projet par Trans Mountain tombe dans la catégorie des coûts plafonnés mais non les frais liés à la consultation et aux mesures d'adaptation. Autre exemple : la

construction du pipeline pour la majeure partie du projet était classée dans la catégorie des coûts plafonnés, mais quelques tronçons faisaient exception à cette règle.

Échéancier pour l'établissement des droits définitifs (Quand les droits définitifs seront-ils établis?)

- La date exacte n'est pas encore connue.
- La Commission s'attend que les droits définitifs soient établis conformément à la décision qu'elle publiera à la conclusion de l'audience en cours. À titre d'exemple, la Commission a indiqué que les droits définitifs pourraient nécessiter une égalisation pour tenir compte de tous les coûts définitifs de l'ouvrage fini que Trans Mountain engagera encore au cours des mois à venir.

Utilisation du pipeline (Le réseau sera-t-il utilisé? Les droits seront-ils si élevés que personne ne s'en servira?)

- Il s'agit là de questions aux facettes multiples.
- L'une d'entre elles est que 80 % de la capacité accrue du réseau est souscrite par contrat pour les 15 à 20 prochaines années. Selon les termes de ces contrats, les expéditeurs doivent payer la plus grande partie des droits même s'ils n'expédient **pas** de produits sur le réseau, ce qui rendra celui-ci d'autant plus attrayant à leurs yeux.
- En ce qui concerne la capacité restante de 20 % disponible de mois en mois, son degré d'utilisation pourrait être plus sensible aux forces changeantes du marché.
- À remarquer que l'une des questions examinées par la Commission dans le cadre de l'audience sur les droits en cours est l'incidence que ceux de Trans Mountain aura sur le marché.

Incidences sur le marché du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (Que s'est-il passé avec le transport de pétrole ou de produits raffinés et les marchés depuis l'entrée en service du projet?)

[\[Retour à la table de matières\]](#)

- Depuis la mise en service du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, celui-ci a transporté 704 000 barils par jour (« b/j ») en juin 2024, une hausse par rapport à la moyenne de 346 000 b/j enregistrée en 2023. Les produits transportés en juin étaient visés, dans leur quasi-totalité, par des contrats.
- Toujours en juin, les expéditions maritimes à partir du terminal Westridge ont atteint 360 000 b/j, contre environ 50 000 b/j avant le début de l'agrandissement. En juin et juillet, le pétrole brut exporté par voie maritime était, dans la moitié des cas, destiné aux États-Unis (Californie et État de Washington), le reste à l'Asie vers des pays comme la Chine, l'Inde et la Corée du Sud.
- Encore et toujours en juin, le réseau a permis l'expédition de 43 000 b/j de produits pétroliers raffinés vers des marchés de la Colombie-Britannique et a la capacité d'approvisionner tous les marchés de cette province au besoin. (En raison des changements apportés à la façon dont

Trans Mountain déclare l'essence et le diesel dans ses manifestes de transport, aucune donnée publique n'est encore disponible pour savoir dans quelle mesure la situation a évolué à ce chapitre depuis l'entrée en service du projet.)

- Les volumes de brut transporté par chemin de fer sont demeurés entre 80 000 et 100 000 b/j depuis janvier 2024, après avoir atteint des sommets records au début de 2020. On s'attend que ces volumes demeurent à peu près à ces niveaux, car il s'agit de bruts exportés vers des destinations qui ne sont pas facilement accessibles par pipeline ou qui ont des formulations précises qui les rendent difficiles à intégrer à un réseau pipelinier. Historiquement, si la capacité pipelinère est suffisante, comme c'est le cas à l'heure actuelle, le transport de brut par chemin de fer ne dépasse pas les besoins élémentaires.
- Selon les données de l'Alberta Energy Regulator, le volume de pétrole brut stocké dans cette province a diminué de 15 millions de barils (20 %) pour s'établir à 60 millions de barils depuis l'entrée en service du projet.
- Tous les pipelines d'exportation de l'Ouest canadien fonctionnaient presque à pleine capacité avant la mise en service du projet. Depuis mai 2024, les médias ont rapporté que le plus grand oléoduc au Canada, le réseau principal d'Enbridge, disposait d'une certaine capacité de réserve et avait réduit les droits en réaction à la concurrence accrue découlant de l'agrandissement de Trans Mountain. Le pipeline Keystone continue de fonctionner à pleine capacité ou presque.

Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Prix de l'essence

[\[Retour à la table de matières\]](#)

- Trans Mountain est depuis longtemps en mesure de transporter des produits pétroliers raffinés (« PPR »), comme de l'essence, ainsi que du pétrole brut pour utilisation dans les raffineries.
- Avant le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, sa capacité ne permettait pas de répondre à la demande des expéditeurs en matière de transport de PPR et de pétrole brut, ce qui n'est plus le cas. Par conséquent, les marchés du sud de la Colombie-Britannique peuvent maintenant se procurer davantage de PPR sans avoir recours à d'autres solutions comme le transport par train ou camion.
- Toutefois, la façon exacte dont les prix de l'essence dans la vallée du bas Fraser seront touchés pourrait dépendre d'un certain nombre d'autres facteurs.
- En raison de l'audience en cours sur les droits de Trans Mountain, aucun autre commentaire ne sera formulé à ce sujet.
- L'audience portera en partie sur l'incidence que les droits de Trans Mountain pourraient avoir sur les marchés en général et dans ce contexte certaines observations ont déjà été présentées au sujet des prix de l'essence en Colombie-Britannique.

Renseignements contextuels – Couverture médiatique récente

- Le 13 août 2024, l'Institut C.D. Howe a publié sur son site un rapport intitulé « [The Big Squeeze: Lessons from the Trans Mountain Pipeline about the Costs of Invisible Congestion](#) », qui traite des coûts liés à une infrastructure de transport qui ne suffit pas à la demande. Plusieurs agences de presse y ont fait référence.
 - Le rapport traite des contraintes auxquelles Trans Mountain en raison d'une capacité insuffisante ainsi que de la décision rendue en 2015 par l'Office national de l'énergie concernant la vérification des commandes d'expédition par la société. Il considère que le changement des règles en 2015, qui limitait la capacité des expéditeurs à surcommander, a réduit les expéditions de PPR sur le réseau de la société, ce qui fait que la Colombie-Britannique en faisait davantage venir d'Edmonton, par chemin de fer, à des coûts plus élevés. Toujours selon le rapport, la capacité limitée a fait en sorte d'ajouter plus de 10 cents le litre au prix de gros du carburant dans la vallée du bas Fraser en Colombie-Britannique depuis 2019, cette différence atteignant entre 20 et 30 cents le litre en 2023.
 - Le rapport indique également que les Britanno-Colombiens devraient voir les prix de l'essence baisser avec le projet, l'augmentation des droits devant être plus que neutralisée par la réduction des coûts d'expédition à mesure que les PPR recommencent à être acheminés par le pipeline au détriment du chemin de fer, plus coûteux.
 - Le personnel de la Régie de l'énergie du Canada n'a pas vérifié les données à l'origine du rapport ni ses conclusions. Les répercussions des droits exigibles par Trans Mountain, après l'agrandissement de son réseau, sur les marchés des produits raffinés, y compris les prix, peuvent être évaluées dans le cadre d'un processus d'audience.
- Réponses recommandées à de possibles questions
 - Tel qu'il est décrit dans le rapport, le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain accroîtra la capacité pipelinière disponible pour le transport des PPR, ce qui permettra au sud de la Colombie-Britannique d'acquérir une plus grande proportion de tels produits de cette manière plutôt qu'en passant par d'autres sources d'approvisionnement si cela est souhaité.
 - Cependant, les répercussions exactes sur les prix de l'essence et du diesel en Colombie-Britannique pourraient dépendre d'un certain nombre d'autres facteurs.
 - Les répercussions des droits exigibles par Trans Mountain, après l'agrandissement de son réseau, sur les marchés des produits raffinés peuvent être évaluées dans le cadre d'un processus d'audience et aucun autre commentaire ne sera donc formulé à ce sujet.

Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Capacité d'exportation et cibles de réduction des émissions

[\[Retour à la table de matières\]](#)

- L'accroissement de la capacité pipelinière pourrait avoir une incidence sur la production et les émissions de gaz à effet de serre (« GES »), mais les prix mondiaux du pétrole brut jouent un plus

grand rôle à cet égard.

- La capacité estimative des pipelines d'exportation à partir de l'Ouest canadien était d'environ 4,6 millions de barils par jour (« Mb/j ») avant l'entrée en service du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain.
 - Cette capacité devrait ensuite passer à 5,2 Mb/j.
- La Régie de l'énergie du Canada a déjà entrepris une analyse de l'incidence de la capacité pipelinière sur la production de pétrole brut dans sa série de rapports sur l'avenir énergétique du pays. Même si cette analyse n'est pas propre au projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, dans le scénario « de référence » du rapport de 2016, qui parle d'une capacité pipelinière sans contrainte (comparativement à une qui serait limitée à 4 Mb/j au chapitre des exportations), il est question de prix plus élevés pour les producteurs canadiens de pétrole, d'investissements accrus dans divers projets et d'une production rehaussée (de 9 % d'ici 2040 par rapport au scénario de capacité limitée), dans le contexte d'une consommation énergétique allant augmentant à partir de 2015.
 - Le rapport suppose que lorsque le baril excédentaire est exporté du Canada par pipeline, comme dans le scénario de référence, le prix du pétrole brut dans l'Ouest canadien est plus élevé que dans un scénario où le chemin de fer constitue le moyen de transport dans pareil cas. Des coûts de transport plus élevés par chemin de fer entraînent des prix moindres pour le pétrole brut de l'Ouest canadien. Cette situation est à l'origine de différentes tendances de production selon le scénario.
 - Bien que les émissions de GES n'aient pas été quantifiées, l'augmentation de la production et de la consommation d'énergie aurait probablement entraîné une hausse à ce chapitre en amont. Par contre, le transport de brut par pipeline plutôt que par train (comme dans le scénario de capacité limitée) entraînerait une baisse des émissions liées au transport de pétrole.
 - Une telle analyse (même si elle remonte à un certain temps) met en lumière l'incidence possible des limites de la capacité pipelinière ainsi que des problèmes associés à de possibles goulots d'étranglement sur la filière énergétique et l'économie du Canada.
- Environnement et Changement climatique Canada (« ECCC ») a estimé que les émissions de GES en amont, découlant de la production, du traitement et du raffinage des produits associés à la capacité du projet (590 milliers de barils par jour), s'élèveraient à entre 13,5 et 17 millions de tonnes (« Mt ») d'équivalent de dioxyde de carbone (« éq. CO₂ ») par année.
- Le ministère fait remarquer que la question de savoir si ces émissions sont réellement supplémentaires dépend de facteurs comme le prix prévu du pétrole, sa disponibilité et les coûts associés à d'autres modes de transport (p. ex., le transport de brut par train) de même que de la réalisation éventuelle d'autres projets pipeliniers.
 - Il est à noter que l'intensité des émissions pour ce qui est de la production de pétrole au Canada a diminué de façon constante depuis plusieurs années, chutant de plus de 20 %

entre 2005 et 2022 selon ECCC.

- Les prix mondiaux du pétrole ont une plus grande incidence sur la production que le mode de transport. À des prix élevés soutenus, la production supplémentaire serait probablement transportée par chemin de fer si les pipelines n'étaient pas disponibles. Cependant, il existe une fourchette de prix (autour de 60 \$ à 80 \$ le baril) où une production supplémentaire serait quand même exploitée du fait que Trans Mountain offre une option moins coûteuse que le chemin de fer.

Cibles de réduction des émissions au Canada ainsi que pour le secteur pétrolier et gazier

- Le Canada s'est engagé à réduire les émissions de GES du pays de 40 à 45 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030 (pour qu'elles se situent alors à environ 440 Mt) et à atteindre la carboneutralité d'ici 2050.
- Les émissions de GES attribuables à la production pétrolière et gazière en amont ont totalisé 186 Mt d'éq. CO₂ en 2022, soit 26 % de celles pour tout le pays cette année-là (708 Mt) qui représentent une augmentation de 16 % par rapport aux niveaux de 2005.
- ECCC élabore actuellement un cadre de réglementation pour limiter les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier. À cette fin, un système de plafonnement et d'échange exigerait des réductions des émissions d'ici 2030 à deux niveaux : le moins élevé des deux se situerait de 35 à 38 % sous les niveaux de 2019 (plafond d'émissions) et l'autre de 20 % à 23 % sous ces mêmes niveaux (limite supérieure légale). L'écart entre les deux vise à créer une zone qui permet un peu de souplesse en matière de conformité.
 - Par rapport aux niveaux d'émissions de 2022, cela obligerait le secteur à réduire ses émissions de 16 à 35 % d'ici 2030. Puisque le cadre de réglementation ne devrait pas entrer en vigueur avant 2026, en supposant des niveaux d'émissions en 2025 équivalents à ceux de 2022, il faudrait alors réduire ces émissions de 3 à 7 % par année entre 2026 et 2030.
 - Pour mettre les choses en contexte, la crise financière mondiale de 2008-2009, les feux de Fort McMurray en 2016 et la pandémie de COVID-19 ont été les seules périodes de l'histoire récente où les émissions de GES produites en amont dans ce secteur ont diminué d'un tel ordre de grandeur.
- Imposer une limite quant aux émissions de GES du secteur ne signifie pas pour autant en limiter la production, car il est possible d'utiliser diverses technologies et options de conformité pour réduire ces émissions tout en maintenant celle-ci ou même en continuant d'en accroître les niveaux. Le règlement devrait être finalisé d'ici 2025 et entrer en vigueur en 2026.

Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Consultation de la Couronne

[\[Retour à la table de matières\]](#)

- Le gouvernement du Canada a consulté les communautés autochtones susceptibles d'être touchées par le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, d'abord en 2016, puis de

nouveau en 2018-2019 en réponse à la décision de la Cour d'appel fédérale du 30 août 2018.

- Au moment de rendre sa décision d'approuver le projet, le gouvernement a tenu compte d'un large éventail de renseignements, dont le rapport de réexamen de l'Office national de l'énergie (maintenant la Régie de l'énergie du Canada), celui sur les consultations et les mesure d'adaptation de la Couronne, l'avis indépendant de l'honorable Frank Iacobucci, des données scientifiques probantes et les connaissances autochtones.
- Le promoteur doit respecter 156 conditions qui seraient aussi automatiquement imposées à tout nouveau propriétaire.

Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Droits de résiliation des expéditeurs

[\[Retour à la table de matières\]](#)

Les contrats signés par les expéditeurs pour avoir accès à l'agrandissement du réseau de Trans Mountain comportaient initialement des droits de résiliation, qui leur permettaient d'annuler leur contrat en présence de certains éléments déclencheurs (par exemple, en ce qui a trait aux coûts). Ces droits de résiliation sont maintenant périmés et voici certaines précisions à ce sujet.

- La convention de soutien des installations (section 5.4 du document en anglais [A3E7D3](#)) précise dans quelles circonstances les expéditeurs peuvent exercer leur droit de résiliation.
- Le droit de résiliation à la suite d'un rajustement des droits aurait pu être exercé après réception par les expéditeurs du rajustement en question de la part de Trans Mountain après obtention du certificat d'utilité publique.
- Dans les 60 jours qui ont suivi, la société a fourni à ses expéditeurs une nouvelle estimation des coûts devant entraîner une révision des droits. Les droits fixes augmenteraient alors de 0,07 \$ le baril pour chaque augmentation de cent millions de dollars de coûts estimatifs. Si la nouvelle estimation des coûts devait être à l'origine de droits supérieurs à la limite fixée pour l'appel de soumissions (ce qui était le cas), les expéditeurs auraient le droit de résilier leurs contrats.
- Trans Mountain a obtenu son (premier) certificat d'utilité publique en décembre 2016 ([A80871-2](#)). Elle a indiqué qu'en raison de son annulation et de la délivrance ultérieure d'un nouveau certificat, elle s'en est tenue à cette position ([C01495](#)).
- Les expéditeurs disposaient d'autres droits de résiliation dans la convention, mais ceux-ci étaient liés au non-respect de conditions préalables (p. ex., défaut d'obtenir l'approbation de l'Office national de l'énergie pour ce qui est de la méthode de conception des droits ou d'autres approbations réglementaires) plutôt qu'à la question des droits.
- Tous les droits de résiliation sont maintenant périmés

Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Conditions financières

[\[Retour à la table de matières\]](#)

Avant la construction, Trans Mountain devait confirmer qu'au moins 60 % de la capacité totale du pipeline faisait l'objet de contrats à long terme. L'Office national de l'énergie a approuvé la condition en question le 3 août 2017 et voici certaines précisions à ce sujet.

Condition 57 – Appui commercial pour le projet

- L'Office a imposé la [condition 57](#) à Trans Mountain, qui exige de la société qu'elle dépose devant lui, 90 jours avant la construction, une confirmation dûment signée à l'effet que des ententes ou contrats intervenus avec les expéditeurs demeurent en vigueur pour au moins 60 % de la capacité totale et que les droits de résiliation de ceux-ci sont maintenant périmés parce que les conditions précédemment imposées à ce sujet ont été soit remplies, soit abandonnées.
- Le 10 mai 2017, Trans Mountain a déposé une confirmation à l'effet que des engagements de service garanti d'une durée de 15 ou 20 ans avaient été contractés par 13 expéditeurs, pour un total de 707 500 barils par jour, ce qui représente 80 % de sa capacité totale, au-delà du seuil de 60 % imposé dans la condition précitée.
- De plus, comme l'exige le paragraphe b) de la condition 57, Trans Mountain a confirmé que les droits de résiliation de tous les expéditeurs étaient échus parce que les conditions préalables avaient été remplies ou qu'elles avaient fait l'objet d'une renonciation ([A83349-1](#)).
- Le 3 août 2017, l'Office a publié une lettre indiquant que Trans Mountain avait satisfait aux exigences de la condition 57 ([A85310-2](#)).
- Dans des documents déposés ultérieurement, Trans Mountain a indiqué qu'après la délivrance du nouveau certificat d'utilité publique (à la suite de l'audience de réexamen), elle n'avait pas remis aux expéditeurs une nouvelle estimation des coûts. Par conséquent, les droits de résiliation des expéditeurs n'ont pas été rouverts ([C01495-1](#)).

Avant de présenter une demande d'autorisation de mise en service du projet d'agrandissement, Trans Mountain devait déposer un plan de garanties financières précisant comment elle pourrait avoir accès à 1,1 milliard de dollars pour intervenir en cas de déversement ou d'incident touchant le pipeline. Le plan prévoyait une assurance de 550 millions de dollars et une lettre de crédit d'autant de TMEP Finance Canada Ltd. La Commission de la Régie de l'énergie du Canada l'a approuvé le 29 septembre 2023 et voici certaines précisions à ce sujet.

Condition 121 – Plan de garanties financières - Étape de l'exploitation

- L'Office a imposé la [condition 121](#) à Trans Mountain, qui exigeait de celle-ci qu'elle maintienne des garanties financières de 1,1 milliard de dollars pour intervenir en cas de déversement ou d'incident. La société devait soumettre un plan de garanties financières, aux fins d'approbation, au moins six mois avant de présenter une demande d'autorisation de mise en service de la canalisation 2, devant fournir des renseignements détaillés sur les types de ressources en présence, y compris l'encaisse disponible.
- Dans le cadre de la condition 121, Trans Mountain doit déposer chaque année une lettre signée par un dirigeant de la société confirmant que toutes les composantes du plan de garanties financières demeurent telles qu'elles ont été approuvées. Les changements éventuels doivent

faire l'objet d'une approbation préalable de la Commission.

- Le 19 août 2022, la Commission a produit une [confirmation](#) à l'effet que les montant total requis de Trans Mountain s'élevait à 1,1 milliard de dollars, c'est-à-dire que l'exigence de ressources financières d'un milliard de dollars prévue dans la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* pour les grands oléoducs et celle de 1,1 milliard de dollars imposée à la condition 121 du certificat du projet d'agrandissement du réseau de la société ne sont pas cumulatives.
- Le 21 décembre 2022, Trans Mountain a déposé son plan de garanties financières aux fins d'approbation ([C22670-1](#)) accompagné d'un rapport d'un tiers indépendant ([C22671-1](#)) dans lequel MNP LLP évaluait le plan en question et ses principales composantes.
- Le plan de garanties financières de Trans Mountain comprend une marge de crédit de 550 millions de dollars de Canada TMP Finance Ltd. et une assurance responsabilité civile d'un même montant.
- Le 29 septembre 2023, la Commission a approuvé conditionnellement le plan de garanties financières de Trans Mountain qui devenait ainsi le nouveau plan du réseau agrandi et a accepté le rapport d'un tiers indépendant alors déposé ([C26371-2](#)). Elle a approuvé définitivement le nouveau plan le 23 février 2024 ([C28479-2](#)).

Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain – Plainte concernant le tarif et la pression de vapeur

[\[Retour à la table de matières\]](#)

Points principaux

- En avril 2024, Canadian Natural Resources Limited (« CNRL ») et un certain nombre d'expéditeurs sur le réseau de Trans Mountain se sont plaints que le tarif de la société permet le mélange de divers types de pétrole d'une manière qui pourrait nuire au prix de vente du brut pour certains producteurs.
- La Commission de la Régie de l'énergie du Canada exerce une surveillance réglementaire des droits et tarifs pipeliniers, y compris des caractéristiques des produits dont il est question dans ces derniers documents.
- À la demande des parties, la Commission a suspendu le processus en cours afin de permettre à Trans Mountain et ses expéditeurs de négocier, qui sont ainsi arrivés à une solution à la fin d'août.
 - Les caractéristiques techniques du brut ont maintenant fait l'objet d'une entente, Trans Mountain ayant révisé ses tarifs le 14 juin en modifiant les caractéristiques techniques du brut lourd, puis le 30 août en modifiant celles du brut léger, le tout avec le soutien des expéditeurs, dont CNRL.
 - Les caractéristiques techniques du brut dans le tarif de Trans Mountain s'alignent maintenant en grande partie sur celles utilisées pour le réseau principal d'Enbridge.

- À ce stade-ci, la plainte ne nécessite aucune nouvelle action.
- La Régie ne peut fournir qu'un aperçu des observations qui ont été reçues et du processus qui s'est alors déroulé, sans pouvoir se prononcer quant à la véracité de la plainte.
- Par souci de clarté, il faut toutefois savoir qu'aucune partie n'a laissé entendre que les caractéristiques techniques du brut de Trans Mountain poseraient des problèmes de sécurité pour le pipeline.

Détails supplémentaires – Plainte de CNRL au sujet du tarif du réseau agrandi de Trans Mountain

- Le 12 avril 2024, CNRL, avec le soutien de Suncor et de L'Impériale, a déposé une plainte concernant le tarif du réseau élargi.
- La plainte alléguait ce qui suit à l'égard de l'entrée en vigueur d'un service de transport élargi sur le réseau :
 - 1) la mise en lots de divers types de brut sera nécessaire, car il n'y a pas suffisamment de réservoirs pour séparer les produits et les exigences relatives à la pression de vapeur dans le tarif permettent le mélange avec du brut de qualité inférieure, ce qui pourrait se traduire par une baisse de leurs prix de vente réels;
 - 2) le bitume dilué avec un autre dont l'indice d'acidité serait plus élevé nuira à la commercialisation du produit et aux prix de vente éventuellement réalisés;
 - 3) le tarif actuel pourrait limiter le nombre de raffineries qui seraient en mesure d'accepter le brut du pipeline.

Processus

- Le 12 avril 2024, CNRL a déposé une plainte auprès de la Commission concernant le tarif de Trans Mountain.
- Trans Mountain a par la suite déposé une lettre de commentaires le 17 mai 2024 (C29697) indiquant qu'un processus d'examen était en cours et qu'elle s'engageait à collaborer avec CNRL ainsi qu'avec tous les autres expéditeurs pour examiner les caractéristiques techniques visées par la plainte.
- Le 24 mai 2024 (C29752), compte tenu du fait que Trans Mountain était disposée à discuter plus à fond de toute cette question, CNRL a demandé à la Commission de mettre en suspens, pendant 45 jours, le processus de traitement de la plainte, ce qui lui a été accordé le 5 juin 2024. La Commission a alors demandé à CNRL de lui fournir une mise à jour sur le processus d'examen en cours au plus tard le 8 juillet 2024.
- Entre-temps, Trans Mountain a déposé un tarif révisé le 14 juin 2024 (C30039) et a indiqué que les préoccupations de CNRL concernant le brut lourd avaient été résolues. Par la suite, CNRL a

déposé une [nouvelle demande de suspension de 45 jours](#) le 8 juillet 2024 (C30606) afin que ses préoccupations concernant le brut léger puissent être résolues.

- Le 16 juillet 2024 (C30703), la Commission a envoyé une [lettre](#) approuvant le report de la date limite jusqu'au 3 septembre 2024.
- Le 30 août 2024 (C31220), Trans Mountain a déposé un autre tarif révisé qui règle selon elle les préoccupations des expéditeurs concernant les caractéristiques techniques propres aux bruts légers et a mentionné qu'à sa connaissance, aucun expéditeur n'a l'intention de s'opposer aux modifications qui y ont été apportées.
- CNRL a fait le point sur les discussions qui ont eu lieu avec Trans Mountain le 3 septembre 2024 (C31236) et a indiqué que ses préoccupations avaient été résolues, mais qu'elle continuerait de surveiller la qualité des bruts expédiés sur le réseau de cette société. Épaulée dans sa démarche par L'Impériale et Suncor, CNRL a déclaré qu'elle était disposée à retirer sa plainte, mais qu'elle se réservait le droit d'en déposer une ultérieurement si la qualité des bruts venait à changer.
- Le groupe de travail chargé du projet a été dissous et aucun autre processus n'est requis dans ce dossier.

Rôle de la Régie dans la réglementation des GES

[\[Retour à la table de matières\]](#)

- La Régie de l'énergie du Canada ne réglemente pas directement les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») mais plutôt l'infrastructure qui peut en être à l'origine.
 - Au-delà de la réglementation provinciale qui s'applique, les rejets de méthane ainsi que les autres émissions de GES d'installations du ressort de la Régie sont assujettis à la réglementation d'Environnement et Changement climatique Canada (« ECCC »).
- La Commission de la Régie de l'énergie du Canada tient compte des émissions éventuelles d'une nouvelle infrastructure énergétique dans l'évaluation des projets en vertu de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, en particulier la mesure dans laquelle le projet porterait atteinte ou contribuerait aux engagements du Canada en matière de changements climatiques.
- De telles évaluations sont guidées par le *Guide de dépôt* de la Régie, qui reflète les principes et les objectifs de l'évaluation stratégique des changements climatiques d'ECCC, notamment la nouvelle exigence pour les promoteurs de fournir un plan crédible pour atteindre des émissions nettes nulles d'ici 2050.
- Une évaluation en amont (et de leur effet d'accroissement) sera également prise en compte pour les projets dont les émissions de GES sont supérieures à un seuil actuellement établi, dans un guide technique sur la question, à 500 milliers de tonnes d'équivalent en dioxyde de carbone

(« CO₂ ») par an.

- Tout au long de l'exploitation, la Régie vérifie la conformité au *Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres* et aux exigences de la norme CSA Z662, qui exigent des sociétés qu'elles élaborent, mettent en œuvre et maintiennent un programme de gestion de l'intégrité devant permettre de réduire les émissions non planifiées.

Émissions fugitives

- La Régie ne réglemente pas les émissions fugitives. Elle a toutefois le [mandat](#) de veiller à ce que les sociétés mettent en place un système de contrôle des pipelines qui comprend un système de détection des fuites.
- Selon le plus récent *Rapport d'inventaire national*, le secteur pétrolier et gazier du Canada a compté pour 28 % des émissions nationales en 2021, ce qui en fait à ce chapitre la plus importante source au pays.
 - Les rejets fugitifs involontaires des oléoducs, gazoducs et pipelines de transport de CO₂ représentaient moins de 1 % des émissions ainsi produites par le secteur pétrolier et gazier au pays.
 - Environ 6 % des émissions précitées provenaient de stations de compression de pipelines ou prenaient la forme d'émissions fugitives de gaz. Le recours à l'électricité pour alimenter les stations de compression peut réduire ces émissions.
- Pour les oléoducs, on a le plus souvent recours à des moteurs électriques pour alimenter les pompes qui pressurisent le pétrole brut et par conséquent les émissions de GES sont moindres que dans le cas des gazoducs.
- Pour les gazoducs, l'utilisation de compresseurs électriques pourrait réduire ou éliminer les émissions de GES des stations de compression qui acheminent le gaz sur de longues distances en tenant compte des changements d'élévation, mais cela serait coûteux.
- Les sociétés pipelinières s'efforcent de réduire leur empreinte carbone en électrifiant leurs stations de compression, en améliorant la détection des fuites et en récupérant la chaleur qui est perdue.

Évaluation d'un exercice non annoncé d'intervention en cas d'incendie sur le réseau de Trans Mountain

[\[Retour à la table de matières\]](#)

Évaluation de l'exercice de gestion des urgences de la Régie de l'énergie du Canada

Activité n°	2021-236	Date	4 mars 2021
	Trans Mountain Pipeline ULC (« Trans Mountain ») Évaluation d'un exercice non annoncé d'intervention en cas d'incendie		
Société	Trans Mountain		
Emplacement	Burnaby (Colombie-Britannique)		
Installation	Terminal Burnaby		

Loi sur la Régie canadienne de l'énergie			
<input checked="" type="checkbox"/>	<i>Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres</i>	<input type="checkbox"/>	<i>Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les usines de traitement</i>
<input type="checkbox"/>	Réglementation de la Régie de l'énergie du Canada sur la prévention des dommages aux pipelines	<input checked="" type="checkbox"/>	<i>Autres</i> Trans Mountain Addenda au rapport d'audit définitif – Planification de la préparation en cas d'incendie du programme de gestion des urgences
Code canadien du travail, partie II			
<input type="checkbox"/>	<i>Règlement canadien sur la santé et la sécurité au travail</i>		

COMMENTAIRES

Renseignements généraux / Portée de l'activité

Le 4 mars 2021 à 16 h 10 (heure du Pacifique), la Régie de l'énergie du Canada a lancé un exercice non annoncé pour simuler une intervention en cas de feu touchant l'intégralité de la surface d'un réservoir de pétrole brut au terminal Burnaby de Trans Mountain. L'exercice a été mené pour permettre à la société de satisfaire à l'exigence décrite dans l'*Addenda au rapport d'audit définitif – Planification de la préparation en cas d'incendie du programme de gestion des urgences* daté du 31 mai 2019. L'exigence consistait à ce que Trans Mountain intervienne dans le cadre d'un exercice non annoncé d'intervention en cas d'incendie de la Régie à un moment et à un endroit choisi par l'organisme dans les 12 mois suivant l'établissement et l'intégration d'un objectif d'intervention de quatre heures, tel qu'il est décrit dans l'addenda :

Pour ce qui est des terminaux Burnaby et Edmonton, Trans Mountain doit établir, et intégrer à tous ses plans d'intervention en cas d'incendie ainsi qu'aux activités connexes de planification et de préparation, un objectif d'intervention de quatre (4) heures pour commencer à éteindre un feu de surface dans le plus grand réservoir de chacune des installations.

La société a dû démontrer qu'elle pouvait dépêcher le personnel et l'équipement nécessaires sur les lieux en quatre heures tout au plus pour être en mesure d'éteindre un incendie. Le délai vise à éviter que le réservoir ne déborde en raison du bouillonnement. L'exercice a été programmé pour coïncider avec le début de l'heure de pointe dans la vallée du bas Fraser et le soleil couchant afin d'ajouter à sa complexité. Le temps pluvieux n'a fait qu'ajouter, bien que de façon involontaire, à la complexité du scénario.

Évaluation de la Régie

Deux membres du personnel de la Régie, accompagnés d'un surveillant autochtone, ont assisté à l'exercice pour en observer le déroulement et l'évaluer.

Gestion de l'intervention

1. Le personnel de la Régie a observé ce qui suit :

- l'organisation d'un poste de commandement sur place par Trans Mountain;
- les séances d'information à l'intention des premiers intervenants, la planification tactique et le choix des points de rassemblement;
- les activités de lutte sur place et de surveillance de l'incident;
- la constitution de l'équipe d'intervention d'urgence physique et l'intervention simulée en cas de feu touchant l'intégralité de la surface d'un réservoir, y compris le déploiement de l'équipement jusqu'aux jets d'eau ou de mousse;
- le démantèlement du matériel utilisé et la dissolution du groupe de participants;
- l'examen après l'exercice.

2. Le personnel a formulé les observations suivantes :

- une séance d'orientation sur la sécurité qui portait notamment sur ce qui suit a été tenue avant l'exercice avec le personnel de la Régie et le surveillant autochtone –

- i. l'obtention de premiers soins,
- ii. les mesures de sécurité propres à la COVID-19,
- iii. les mesures d'urgence propres au site [points de rassemblement, fonctionnement et utilisation des sirènes d'urgence, etc.],
- iv. les risques propres aux lieux,
- v. l'équipement lourd et les travaux de construction,
- vi. les courants de circulation avec limites de vitesse et les feux ou panneaux de signalisation,
- vii. les faux pas, trébuchements et chutes,
- viii. les permis de travail à chaud pour la prise de photos;
- le poste de commandement en cas d'incident a été aménagé dans le bâtiment d'entretien;
- le poste était bien organisé et convenable pour la gestion de l'incident;
- des graphiques [201 – organigramme des services d'incendie et tableau d'intervention en cas de feu dans un réservoir de Trans Mountain], cartes murales [photo aérienne et plan du terminal Burnaby] et affiches d'information [numéro du réservoir, niveau de remplissage, taux de combustion, quantité d'eau, degré de chaleur, temps avant ébullition et heure d'appel d'évacuation] ont servi à bien orienter l'intervention;
- les activités d'intervention observées étaient conformes au plan de prévision des incendies et listes de contrôle de Trans Mountain;
- une équipe de lutte contre les incendies composée de quatre pompiers a été constituée à 17 h 32 dans le bâtiment d'entretien, puis deux autres pompiers se sont joints à l'intervention à 17 h 39 et 17 h 45, avant l'arrivée de deux autres encore à 18 h et 18 h 15;
- la première séance d'information à l'intention des cinq premiers pompiers a eu lieu à 17 h 39 et les directives d'intervention, qui portaient notamment sur ce qui suit, ont fait l'objet de discussions –
 - i. un résumé du scénario (horaire, niveau du réservoir, temps avant débordement),
 - ii. chef désigné sur le terrain,
 - iii. les séances d'orientation sur la sécurité et les mesures d'intervention d'urgence que les pompiers doivent suivre,
 - iv. l'identification d'une zone chaude,
 - v. les radiofréquences utilisées pour les communications,
 - vi. le choix du tracé à suivre jusqu'au réservoir touché,
 - vii. l'évaluation de l'accès en cours de route et de l'endroit le plus approprié pour l'installation de l'équipement en fonction de ce qu'indiquent les moniteurs de gaz [O₂, limite inférieure d'explosivité (« LIE »), H₂S, CO et composés organiques volatils] ainsi que les lectures infrarouges du niveau des réservoirs,
 - viii. les pompiers devaient supposer le pire scénario quant au produit dans le réservoir [c.-à-d. quant aux H₂S et à sa LIE];
- l'équipe de lutte contre les incendies quitte le bâtiment d'entretien avec son matériel et se dirige vers le réservoir touché à 17 h 55;
- les pompiers, vêtus comme il se doit, arrivent au réservoir touché à 18 h 14 avec le camion et l'équipement voulu;
- les pompiers commencent à raccorder les boyaux au collecteur et au canon à mousse;
- l'équipement (pompes, boyaux, etc.) est déployé et prêt pour l'envoi de mousse ou d'eau à 18 h 39;
- bien que les pompiers aient été en mesure d'installer l'équipement d'intervention en cas d'incendie de façon efficace et efficiente, l'éclairage sur le chemin où l'équipement était installé

aurait pu être meilleur, mais les pompiers, qui disposaient de lampes de poche, n'ont quand même pas eu à les utiliser;

- aucun problème de sécurité ou autre n'a été relevé par le personnel de la Régie, que ce soit au poste de commandement ou pendant les activités sur le terrain.

3. Le personnel de la Régie et le surveillant autochtone ont observé l'exercice, puis ont participé au débriefing qui a suivi (aucune lacune importante ni déviation par rapport au plan n'a été notée ou observée). Certains des points qui ont bien fonctionné comprenaient la communication entre pompiers et poste de commandement, les mises à jour fournies de chaque côté et la préparation de l'équipement. Les pompiers ont indiqué avoir bien travaillé ensemble malgré la pluie et la noirceur, ajoutant que même si l'éclairage en place n'a pas gêné les efforts d'intervention, celui sur le chemin choisi pourrait être amélioré.

Le temps d'intervention total depuis le début de l'exercice jusqu'à ce que les pompiers soient prêts pour l'envoi de mousse ou d'eau à la surface du réservoir a été établi à 2 heures et 28 minutes, ce qui était bien en deçà de la période de quatre heures établie par la Régie.

4. Observations du surveillant du comité consultatif et de surveillance autochtone (« CCSA ») : D'autres observations faites par le surveillant autochtone du CCSA qui participait à l'activité de vérification de la conformité de la Régie sont fournies textuellement ci-dessous. Toutes celles qui nécessitaient un suivi réglementaire précis ont été notées ci-dessus.

Le surveillant autochtone a suivi une séance d'orientation sur la sécurité propre au site et a été inclus au moment des présentations du personnel sur le site.

Le poste de commandement de Trans Mountain installé dans le bâtiment d'entretien comprenait des cartes et des diagrammes, quant au personnel et aux intervenants désignés, ainsi que d'autres renseignements pertinents.

Les intervenants en cas d'incendie sont arrivés, ont été informés du scénario de l'exercice et de l'information pertinente, puis se sont déployés sur le site.

Les intervenants ont raccordé les boyaux au collecteur et au canon à eau. L'éclairage extérieur pour cette activité était faible en raison de la tombée de la nuit. Les pompiers avaient des lampes de poche sur eux mais n'ont pas ressenti le besoin de les utiliser.

Les intervenants en cas d'incendie ont réussi l'exercice en plus ou moins 2 heures et 28 minutes.

Trans Mountain a tenu une discussion récapitulative avec toutes les personnes concernées à l'occasion de laquelle aucune lacune importante n'a été relevée. Un thème de discussion commun a été la communication efficace et la préparation efficiente de l'équipement.

Le surveillant autochtone a revu le rapport dans son intégralité et est d'accord avec son contenu.

FIN DU RAPPORT

Rôle de la Régie dans la réglementation financière

[\[Retour à la table de matières\]](#)

- Le mandat de surveillance de la Régie de l'énergie du Canada au titre de la réglementation financière s'applique à plusieurs aspects des pipelines relevant de sa compétence, notamment :
 - évaluer la faisabilité économique des pipelines envisagés au moment de déterminer s'ils sont dans l'intérêt public;
 - veiller à ce que les droits et tarifs soient justes et raisonnables;
 - obliger les sociétés à disposer des ressources financières voulues pour couvrir les coûts éventuels d'un déversement ou d'un rejet non intentionnel;
 - obliger les sociétés à mettre de côté des fonds pour la désaffectation des pipelines et la remise en état des lieux.
- Pour déterminer si la recommandation d'un nouveau pipeline est dans l'intérêt public, l'évaluation de sa faisabilité économique constitue un facteur important. La Commission de la Régie de l'énergie du Canada évalue si le pipeline a le soutien nécessaire sur le plan commercial en déterminant s'il est susceptible d'être utilisé et utilisable pendant toute sa durée de vie économique. Cela tient notamment compte de l'approvisionnement et de la demande des produits ainsi visés sur le marché. La Commission tient également compte des avantages économiques qu'un pipeline pourrait avoir pour l'économie canadienne, tant pendant la construction qu'une fois en exploitation.
- En ce qui concerne la réglementation des droits, comme il peut être plus rentable de ne construire qu'un seul pipeline plutôt que plusieurs qui se font concurrence, les installations relevant de la compétence de la Régie ont souvent un pouvoir de marché et dans certains cas exercent leurs activités comme si elles détenaient le monopole sur ceux qu'elles desservent. Le

rôle de la Régie est de veiller à ce qu'il n'y ait pas d'abus à ce chapitre de manière que les droits exigibles pour les services pipeliniers soient justes et raisonnables, sans discrimination.

- La Régie surveille la façon dont les sociétés pipelinières se conforment aux exigences réglementaires et si elles fournissent des services aux expéditeurs à des prix (droits) raisonnables. Elle surveille cette conformité de diverses façons, notamment en exigeant des sociétés qu'elles lui transmettent régulièrement certains documents, en auditant leur situation financière et en sollicitant la rétroaction des expéditeurs au moyen de sondages. Les parties qui ne parviennent pas à résoudre des questions précises concernant les droits et les tarifs peuvent déposer une plainte officielle auprès de la Régie.
- Déterminer si les coûts de construction du pipeline sont raisonnables (ou ont été engagés de façon prudente) et le montant de ceux-ci à inclure dans les droits pipeliniers sont deux sujets que la Commission peut examiner dans le cadre d'audiences.
- Bien que la Régie effectue des audits des sociétés au titre de la réglementation financière, conformément à la politique à cet égard, ceux-ci portent davantage sur la conformité à la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, la vérification des renseignements financiers des sociétés, l'examen de l'interfinancement et l'examen des activités commerciales menées. De tels audits ne permettent généralement pas de déterminer si les droits sont justes et raisonnables. D'habitude, la Régie effectue entre un et trois de ces audits par année. Le dernier à viser Trans Mountain remonte à 2008.

Résumé des droits, des coûts et de la capacité

[\[Retour à la table de matières\]](#)

1. Résumé des droits et des coûts

	Coûts plafonnés (milliards de dollars)	Coûts non plafonnés (milliards de dollars)	Coûts totaux (milliards de dollars)	Droits fixes (dollars par baril)
Estimations des coûts associés au certificat d'utilité publique de 2017	5,7	1,8	7,4	5,76
Montants estimatifs présentés dans la demande pour le calcul des droits provisoires exigibles à compter de la date de mise en service	21,8	9,1	30,9	10,88
Montants estimatifs mis à jour en décembre 2023	24,4	9,8	34,2	11,37

Remarques

- Les droits fixes varient en fonction de facteurs comme la destination, la distance parcourue et l'importance du contrat de l'expéditeur. Les droits précisés plus haut sont fonction du droit de référence, pour le service de transport d'Edmonton à Burnaby, payable par un expéditeur ayant signé un contrat de 15 ans et pris un engagement visant un volume inférieur à 75 000 barils par jour.
- En plus des droits fixes, les expéditeurs paient des droits variables. À l'heure actuelle, la composante variable du droit de référence est de 0,58 \$ le baril (« b »), pour un total actuellement de 11,46 \$/b (10,88 \$ + 0,58 \$).

2. Échéancier

- Mai 2013 : L'Office national de l'énergie approuve la méthode de conception des droits pour le projet de Trans Mountain (demande présentée en juin 2012)
- Décembre 2013 : Trans Mountain dépose une nouvelle demande visant son projet
- T1 2017 : Trans Mountain remet à ses expéditeurs l'estimation des coûts associés au certificat d'utilité publique de 2017, qui s'élèvent à 7,4 milliards de dollars, avec les droits révisés
- Juin 2023 : Trans Mountain demande l'approbation des montants estimatifs pour le calcul des droits provisoires exigibles à compter de la date de mise en service
- Novembre 2023 : La Commission de la Régie de l'énergie du Canada rend une décision préliminaire approuvant les droits provisoires exigibles à compter de la date de mise en service
- Mai 2025 : Début prévu du contre-interrogatoire oral à l'audience sur les derniers droits provisoires
- Date à déterminer : Trans Mountain présentera une demande de droits définitifs en fonction des résultats de l'audience, des coûts définitifs et d'autres étapes possibles comme un audit des expéditeurs

3. Renseignements sur la capacité

- Avant l'agrandissement, la capacité était d'environ 300 000 barils par jour tandis qu'elle passera à 890 000 par la suite.
- Toujours avant l'agrandissement, la capacité était principalement non souscrite, exception faite d'un certain volume jusqu'au quai Westridge. Sur le réseau agrandi, la capacité totale est maintenant souscrite à 80 % dans le cadre de contrats à long terme.
- Avant l'agrandissement encore, le pipeline avait une utilisation élevée d'environ 100 % de la capacité disponible, ce qui entraînait régulièrement un obligation de répartition.

CCSA et Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones

[\[Retour à la table de matières\]](#)

Renseignements généraux sur les comités consultatifs et de surveillance autochtone ou CCSA

- Le gouvernement du Canada a annoncé son [engagement](#) à créer des CCSA pour les projets de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge et d'agrandissement du réseau de Trans Mountain au moment de leur approbation. Il s'est alors aussi engagé à appuyer ces comités tout au long du cycle de vie des projets (plus de 50 ans) en tant que mécanisme durable de mobilisation des Nations, gouvernements et communautés autochtones touchés.

Reconduction des CCSA

- Le 16 avril 2024, le gouvernement du Canada s'est engagé, dans le budget de cette même année, à verser 44 millions de dollars sur trois ans pour la reconduction des CCSA à l'égard des projets de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge et d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (*dont le financement avait pris fin en mars*).
- La reconduction prévoyait l'octroi de ressources à la Régie de l'énergie du Canada et différents ministères fédéraux sur deux exercices (2024-2025 et 2025-2026).
- Une présentation au Conseil du Trésor a été élaborée conjointement par RNCan, les caucus autochtones des deux comités consultatifs et d'autres partenaires fédéraux, dont la Régie (présentation prévue pour l'automne 2024).

Rôle des CCSA

- Permettre la participation des Autochtones à la surveillance des projets, ce qui est nécessaire pour veiller à ce qui suit :
 - le respect et l'intégration des connaissances autochtones ainsi que de la relation de ces peuples avec la terre;
 - la prise en compte des engagements du Canada envers les peuples autochtones;
 - la progression des pratiques exemplaires en vue de l'amélioration des résultats en matière de sécurité et d'environnement;
 - l'inclusion dans un environnement opérationnel cohérent, prévisible et transparent qui contribue à la compétitivité du Canada dans le monde.
- Améliorer la prise de décisions liées à la surveillance des grands projets, d'une manière conforme à la *Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones* afin de respecter l'engagement du gouvernement du Canada à l'égard de la Réconciliation avec ces peuples.
- Accroître la confiance dans la surveillance réglementaire des projets d'agrandissement du réseau de Trans Mountain et de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge, donc par ricochet dans l'ensemble du secteur des ressources naturelles et sa gestion au Canada.
- Mener une démarche de surveillance axée sur les partenariats entre le fédéral et les membres autochtones du comité.
- Soutenir la mobilisation des Autochtones de même que la prestation de conseils et de recommandations fondée sur l'expertise technique aux organismes de réglementation ou décideurs fédéraux.
- Fournir des ressources aux nations et communautés autochtones pour renforcer la capacité de surveillance réglementaire des projets énergétiques précités.

- Favoriser un environnement opérationnel plus cohérent, prévisible et transparent qui contribue à la compétitivité du Canada dans le monde.

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

- La *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (« LRCE ») donne à la Régie l'occasion de s'acquitter de son mandat de manière à faire progresser la Réconciliation avec les Premières Nations, les Métis et les Inuits.
 - Le préambule de cette loi fait état des engagements du gouvernement du Canada à l'endroit de la Réconciliation et de la mise en œuvre la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones.
 - Le mandat de la Régie comprend l'obligation d'exercer ses attributions de manière à respecter les engagements du gouvernement à l'égard des droits des peuples autochtones.
 - L'une des priorités du plan stratégique de la Régie est axée sur la Réconciliation et la mise en œuvre de la *Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*.
 - Le plan d'action du gouvernement fournit une feuille de route des mesures qui doivent être prises pour mettre en œuvre cette loi. La mesure n° 34 du plan met à contribution la Régie et Ressources naturelles Canada (« RNCan »).

Mesure 34 du plan d'action

Contexte

- La mesure 34 du plan d'action a été élaboré conjointement par le Caucus autochtone du CCSA du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, RNCan et la Régie.
- Cette mesure prévoit que le gouvernement du Canada travaille en consultation et en collaboration avec les Premières Nations, les Métis et les Inuits pour faire ce qui suit :
 - accroître la participation des peuples autochtones aux projets et aux questions qui sont actuellement réglementés par la Régie;
 - définir des mesures qui permettraient d'exercer l'autorité réglementaire fédérale voulue à l'égard de ces mêmes projets et questions.

La mesure en question comporte quatre composantes :

1. Élaborer des [règlements](#) permettant au ministre de RNCan de conclure des accords pour que les corps dirigeants autochtones puissent exercer certaines des attributions prévues sous le régime de la LRCE.
2. Modifier le *Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres* et les guides de dépôt de manière à y intégrer les lois, politiques et connaissances autochtones pour ainsi renforcer les mesures visant à prévenir ou à contrer les effets sur les droits des

Autochtones de même que sur leurs intérêts.

3. Créer un modèle systémique pour étendre la participation des peuples autochtones à la surveillance de l'infrastructure relevant de la Régie
 4. Travailler en consultation et en collaboration pour prendre des mesures choisies, afin de soutenir les corps dirigeants autochtones ou créer d'éventuelles institutions décisionnelles, en vue de l'exercice d'une autorité réglementaire sur les projets et questions du ressort de la Régie.
- Remarque : La mesure 34 est une responsabilité partagée avec RNCAN et le travail de collaboration avec les CCSA à ce sujet en est aux premiers stades.

Progrès réalisés à ce jour

- En février 2024, le Caucus autochtone du CCSA pour le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, en collaboration avec celui pour le remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge, a animé une cérémonie du calumet sur le territoire Tsuut'ina afin de guider le travail de mise en œuvre requis au titre de la mesure 34.
- La cérémonie a été animée par des Aînés et a réuni des représentants des Caucus autochtones, de la Régie et de RNCAN.
- En plus de la cérémonie du calumet, les participants ont discuté de la façon de coordonner le travail requis au titre de la mesure 34 et ont participé à la planification stratégique préliminaire concernant l'élaboration d'une structure de leadership pour assurer la responsabilisation de sa mise en œuvre.
- Un groupe de leadership composé des coprésidents autochtones des deux CCSA, de la première vice-présidente de la transparence et de la mobilisation stratégique à la Régie ainsi que du sous-ministre adjoint de Nòkwewashk à RNCAN a été constitué pour surveiller de près la mise en œuvre de la mesure 34 afin de veiller que les actions ainsi menées en fassent progresser les différents objectifs décrits dans le plan d'action de la *Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*. Des travaux sont en cours pour l'élaboration conjointe d'un mandat visant à orienter le travail de ce groupe.

Suit ici un résumé des travaux en cours pour chacun des éléments propres à la mesure.

Règlement sur les accords ministériels autochtones

- RNCAN dirige les travaux d'élaboration du *Règlement sur les accords ministériels autochtones* qui conférerait au ministre le pouvoir de conclure justement les accords voulus aux termes de la mesure 34.

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

- En janvier 2022, la Régie a lancé un processus pluriannuel pour améliorer son cadre de réglementation visant les pipelines terrestres et les guides de dépôt.
- En juin 2023, soit après le lancement de la mobilisation relative à la phase 1, le ministère de la Justice, au nom du gouvernement fédéral, a publié la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones et plan d'action du Canada. La mesure 34 du plan comporte un engagement à travailler en consultation et en collaboration avec les communautés, gouvernements et organisations des Premières Nations, des Métis et des Inuits, notamment afin de modifier le *Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres* et les guides de dépôt.
- La Régie a lancé la mobilisation relative à la phase 2 en juin 2024, axée sur les options techniques d'amélioration. À cette étape, la mobilisation vise à guider la rédaction d'un projet de règlement, lequel fera l'objet d'un appel de commentaires pendant la phase 3.

Modèle systémique visant une plus grande participation des peuples autochtones à la surveillance

- L'engagement visant à élaborer conjointement un mécanisme de surveillance en collaboration du réseau de NOVA Gas Transmission Limited (« NGTL ») a été pris en même temps que celui de la Régie afin d'élaborer, toujours conjointement, un modèle systémique plus général pour la participation des peuples autochtones aux activités de vérification de la conformité des nouveaux projets d'envergure et de l'infrastructure existante du ressort de l'organisme.
- Il avait alors été reconnu qu'un tel modèle systémique devrait intégrer les leçons tirées du mécanisme de surveillance en collaboration du réseau de NGTL (toujours en cours d'élaboration conjointe) et des CCSA mentionnés plus haut, en plus de chercher des occasions propices afin de pousser encore davantage cette collaboration avec différents ministères et organismes fédéraux.
- Plus tard, en 2023, la Régie a continué de démontrer son engagement inébranlable à l'égard de l'objectif d'élaborer conjointement un modèle systémique en incluant ce qui suit dans la mesure 34 du plan d'action :
 - Élaborer un modèle systémique visant à accroître la participation des peuples autochtones aux activités de vérification de la conformité et de surveillance tout au long du cycle de vie (conception, construction, exploitation et cessation d'exploitation) de l'infrastructure réglementée par la Régie. Le modèle devrait intégrer les leçons tirées des structures et relations existantes.
- Les leçons tirées de la mobilisation à l'occasion du forum de surveillance autochtone seront intégrées à l'analyse et aux recommandations relatives à la mesure 34, notamment à l'élément 3 (modèle systémique de conformité et surveillance). Ces apprentissages seront présentés à la suite d'une analyse exhaustive des notes de la séance de mobilisation et du rapport sommaire, ainsi que des commentaires directs du personnel de la Régie qui participe au travail du forum.
- À ce stade-ci, il est trop tôt pour dire ce à quoi ressemblera exactement le modèle systémique.

- Il reste encore un travail colossal à accomplir et une longue route à parcourir. Il faudra par exemple amalgamer le forum et les deux CCSA pour façonner un tout systémique à l'égard de la surveillance autochtone à la Régie.
- Une chose est certaine : de tels mécanismes constituent les pierres angulaires de la réussite escomptée. Ensemble, les groupes de surveillance autochtone pour les réseaux de NGTL et de Trans Mountain ainsi que pour la canalisation 3 d'Enbridge exerceront la surveillance d'environ 37 % des pipelines réglementés par la Régie au Canada. C'est un bon début.

Pouvoir décisionnel

- Les travaux n'ont pas encore commencé à ce sujet.

Consentement préalable, donné librement et en connaissance de cause

- La Déclaration des Nations Unies comprend un article qui impose aux États de consulter les peuples autochtones et de coopérer avec eux en vue d'obtenir leur consentement préalable, donné librement et en connaissance de cause, avant l'approbation de tout projet ayant des incidences sur leurs terres, leurs territoires ou leurs ressources.
- Le gouvernement fédéral a précisé qu'un engagement significatif avec les peuples autochtones vise à obtenir leur consentement préalable, lorsque le Canada propose de prendre des mesures ayant une incidence sur eux et les droits qu'ils ont notamment sur leurs terres, leurs territoires et leurs ressources.
- La Commission a indiqué comprendre que la notion du consentement préalable s'attache à la collaboration entre les parties, œuvrant dans un esprit de partenariat et de respect, à la recherche d'un consensus de bonne foi à l'égard des décisions qui peuvent avoir une incidence sur les droits et les intérêts des peuples autochtones.
- La Commission a ajouté qu'elle ne considère pas que cette notion, telle qu'elle est énoncée dans la Déclaration des Nations Unies, constitue une exigence juridique directe au Canada, mais elle juge néanmoins que ses éléments fondamentaux sont certainement des pratiques exemplaires.

Consultation de la Couronne – Messages généraux

[\[Retour à la table de matières\]](#)

- La Régie de l'énergie du Canada est mandataire de la Couronne en vertu du paragraphe 10(2) de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (« LRCE »).
- L'organisme entend s'acquitter de l'obligation de la Couronne en matière de consultation dans le cadre des processus réglementaires de la Commission de la Régie de l'énergie du Canada.
- Toutes les questions et préoccupations pertinentes soulevées par les peuples autochtones seront examinées par la Commission afin que des mesures d'atténuation ou d'accommodement

soient prises, dans la mesure du possible.

- Pour certaines demandes, y compris celles qui nécessitent une décision du gouverneur en conseil (p. ex., présentées aux termes de l'article 183 de la LRCE), la Régie agira à titre de coordonnateur fédéral des consultations de la Couronne et en mènera de nouvelles au besoin auprès des communautés autochtones avant, pendant et après le processus d'audience de la Commission.
- Au cours du processus d'audience, le coordonnateur des consultations de la Couronne (« CCC ») dépose habituellement des observations, qui peuvent comprendre des recommandations, aux fins d'examen par la Commission.
- Le CCC encourage les communautés autochtones à participer directement au processus d'audience.
- Le CCC cherche la collaboration des promoteurs tout au long du processus de réglementation, notamment en les invitant aux réunions de consultation et en partageant avec eux questions ou préoccupations, à des fins d'examen et de réponse, ainsi que les parties pertinentes de ses propres observations afin de les examiner et de valider l'exactitude de l'information dont elles découlent (p. ex., rencontres avec les communautés).
-

Consultation de la Couronne – Le point

- Depuis l'entrée en vigueur de la LRCE en 2019, le CCC a mené des consultations supplémentaires sur deux projets visés par l'article 183.
- Pour la première fois depuis 2015, des consultations ont été menées sans report des échéances pour le plus récent de ces projets, soit celui de raccordement Northriver dans le nord-est de la Colombie-Britannique. En outre, il n'y a eu aucun litige. Il s'agit là d'autant d'éléments qui favorisent la compétitivité et la prévisibilité.
- Le CCC mène actuellement des consultations supplémentaires sur deux projets visés par l'article 183 : Taylor-Gordondale de Pouce Coupé et agrandissement Sunrise de Westcoast Energy.

Rôle de la Commission de la Régie de l'énergie du Canada

[\[Retour à la table de matières\]](#)

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 de l'énergie du Canada ainsi que du gouvernement fédéral.

- Bien qu'indépendante, la Commission est néanmoins intégrée à la Régie et contribue à la réalisation de son mandat global, à la mise en œuvre de ses priorités stratégiques et s'il y a lieu à

l'atteinte des résultats organisationnels escomptés.






- La Commission rend des décisions dans le cadre du mandat qui lui est confié par la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (« LRCE ») et d'autres lois.
 - Dans l'exercice de ses fonctions quasi judiciaires, la Commission 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*.
 - La Commission se conforme également aux exigences de la partie III de la *Loi sur les langues officielles*, aux règles de justice naturelle et à la jurisprudence pertinente.
- La prévisibilité du calendrier de prise de décisions relatives aux demandes est un élément clé de la compétitivité du cadre de réglementation. Au cours de l'exercice 2022-2023, la Commission a respecté tous les délais ainsi impartis pour mener à bien ses évaluations et formuler ses recommandations ou décisions.

Statistiques de la Régie de l'énergie du Canada

[\[Retour à la table de matières\]](#)

Mandat

- La *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (« LRCE »), entrée en vigueur en 2019, précise le mandat de l'organisme.
- La Régie supervise environ 71 000 km de pipelines sous réglementation fédérale, de la conception des projets jusqu'à la fin de leur vie utile, afin d'assurer la livraison de l'énergie, de façon sécuritaire et efficace, au Canada et ailleurs dans le monde. Elle réglemente également des lignes de transport d'électricité d'une longueur approximative de 1 500 km qui franchissent la frontière canado-américaine.
- La Régie joue un rôle important en matière de réglementation sur le plan économique au niveau des droits et tarifs pipeliniers ainsi que des exportations d'énergie.
- En plus de ses fonctions de réglementation, la Régie a pour mandat de fournir aux Canadiens des données de même que des analyses qui éclairent la prise de décisions et le dialogue sur l'énergie au Canada. Cela comprend la modélisation intégrale en vue d'émissions nettes nulles de gaz à effet de serre d'ici 2050 dans la série de rapports sur l'avenir énergétique du Canada.
- Le mandat de la Régie est défini dans la LRCE, entrée en vigueur en 2019. L'organisme a alors remplacé l'Office national de l'énergie.

				
Oil, Gas and Commodity Pipelines	Electricity Transmission	Exports & Monitoring Energy Markets	Exploration and Production	Offshore Renewables
Construction, operation, abandonment and damage prevention of interprovincial and international pipelines, and related tolls and tariffs	Construction, operation, abandonment and damage prevention of international power lines and designated interprovincial power lines	Exports of certain energy products; monitoring aspects of energy, supply, demand, production, development and trade	Oil and gas exploration and production activities in the offshore and on frontier lands not covered by an accord	Offshore renewable projects and offshore power lines
CER Act, Parts 2, 3 and 6	CER Act, Parts 2 and 4	CER Act, Parts 7 and 1	Canadian Oil and Gas Operations Act (COGOA)	CER Act, Part 5

Oil, Gas and Commodity Pipelines	Oléoducs, gazoducs et productoducs
Construction, operation, abandonment and damage prevention of interprovincial and international pipelines, and related tolls and tariffs	Construction, utilisation ou cessation d'exploitation des pipelines internationaux et interprovinciaux, ainsi que prévention des dommages plus droits et tarifs connexes
CER Act, Parts 2, 3 and 6	LRCE, parties 2, 3 et 6
Electricity Transmission	Transport d'électricité
Construction, operation, abandonment and damage prevention of international power lines and designated interprovincial power lines	Construction, utilisation et cessation d'exploitation des lignes internationales ou interprovinciales de transport d'électricité désignées, ainsi que prévention des dommages
CER Act, Parts 2 and 4	LRCE, parties 2 et 4
Exports & Monitoring Energy Markets	Exportations et surveillance des marchés énergétiques
Exports of certain energy products; monitoring aspects of energy, supply, demand, production, development and trade	Exportations de certains produits énergétiques, plus surveillance de divers aspects de l'offre et de la demande, de la production, de la mise en valeur et du commerce de l'énergie
CER Act, Parts 7 and 1	LRCE, parties 7 et 1
Exploration and Production	Exploration et production
Oil and gas exploration and production activities in the offshore and on frontier lands not covered by an accord	Activités d'exploration et de production pétrolières ou gazières, dans les zones extracôtières et les régions pionnières qui ne sont pas visées par un accord
Canadian Oil and Gas Operations Act (COGOA)	<i>Loi sur les opérations pétrolières au Canada</i>
Offshore Renewables	Énergie renouvelable extracôtière
Offshore renewable projects and offshore power lines	Projets d'énergie renouvelable extracôtière et lignes de transport d'électricité extracôtières
CER Act, Part 5	LRCE, partie 5

Plan stratégique

- Le plan stratégique de la Régie comporte trois volets.
 - La mission porte sur ce qu'elle fait chaque jour en vertu de la LRCE.
 - La vision balise clairement le chemin à emprunter.
 - Les quatre priorités stratégiques rendent compte des domaines où des améliorations ou encore des efforts concertés sont nécessaires pour réaliser mission et vision.
- **Mission** – La Régie réglemente les infrastructures énergétiques de manière à prévenir les préjudices et à veiller que l'énergie est acheminée de manière sécuritaire, fiable, concurrentielle et durable sur le plan de l'environnement, partout au Canada et ailleurs dans le monde. L'organisme reconnaît et respecte les droits inhérents et protégés par la Constitution des Premières Nations, des Inuits et des Métis. Il fournit de l'information ainsi que des analyses pertinentes en matière d'énergie pour expliquer et soutenir la transition du Canada vers un avenir carboneutre.
- **Vision** – La Régie est un chef de file reconnu en matière de réglementation de l'infrastructure énergétique. Elle s'emploie à assurer le transport sécuritaire, fiable, concurrentiel et durable sur le plan environnemental de l'énergie. Elle a su gagner la confiance des Canadiens en plus de défendre les droits inhérents et protégés par la Constitution des Premières Nations, des Inuits et des Métis. Son engagement envers l'excellence en matière de réglementation améliore la compétitivité du Canada sur la scène mondiale.
- **Priorités stratégiques**
 - **Confiance** : La Régie cultive la confiance de la population canadienne en remplissant sa mission avec efficacité et en plaçant la sécurité à l'avant-plan. Elle mobilise et responsabilise sa main-d'œuvre diversifiée. L'organisme renforce les relations qui protègent les droits et les intérêts des Premières Nations, des Inuits et des Métis en plus de mobiliser de façon significative toutes les parties prenantes tout en communiquant de façon transparente avec elles.
 - **Avancement de la Réconciliation et mise en œuvre de la Déclaration des Nations Unies** : La Régie met en œuvre la *Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones* (« Déclaration des Nations Unies ») et respecte les engagements pris dans le plan d'action de la *Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*. À cette fin, elle mise sur la reconnaissance des droits, le respect, la coopération et la création de partenariats pour travailler avec les gouvernements, les communautés et les organisations des Premières Nations, des Inuits et des Métis. L'organisme continue de renforcer ses compétences autour de la culture autochtone.
 - **Compétitivité et excellence en matière de réglementation** : La Régie améliore la compétitivité du Canada à l'échelle mondiale grâce à un leadership en matière d'innovation et de pratiques exemplaires de réglementation qui vise l'efficacité, la transparence, la prévisibilité et l'efficacité des processus de réglementation.

- **Préparation pour l'avenir énergétique** : La Régie participe au processus de transition énergétique en mettant son expertise et ses connaissances au service de l'évolution de la filière énergétique canadienne vers une économie à zéro émission nette. Elle met l'accent sur l'innovation, la sécurité, la compétitivité ainsi qu'une infrastructure de transport d'énergie sûre et fiable qui résiste aux effets des changements climatiques.

Programme d'information sur l'énergie de la Régie

- Vu le rythme croissant des changements sur les marchés énergétiques canadien et mondial de même que dans les politiques climatiques, la nécessité d'une analyse à jour des tendances en matière d'énergie est plus grande que jamais.
- L'analyse est factuelle, opportune et pertinente. Elle vise à enrichir le dialogue sur l'énergie au Canada.
- La Régie a pour objectif de publier des produits d'information destinés à un vaste auditoire qui reflètent le large éventail des questions pertinentes en matière d'énergie au Canada de façon attrayante et transparente.
- Le programme d'information sur l'énergie, qui comprend les rapports phares sur l'avenir énergétique du Canada, est l'une des quatre responsabilités essentielles de la Régie.
- Cette série de rapports a par ailleurs été élargie pour inclure une modélisation conforme à l'engagement du Canada à atteindre la carboneutralité d'ici 2050, comme l'a demandé l'honorable Jonathan Wilkinson, ministre des Ressources naturelles, en décembre 2021.

Budget annuel

- Dans son budget de 2023, le gouvernement s'est engagé à réduire les dépenses de 14,1 milliards de dollars sur cinq exercices à compter de 2023-2024 et de 4,1 milliards de dollars par année par la suite.
- Pour respecter cet engagement, la Régie projette d'instaurer les réductions de dépenses ci-après.
 - 2024–2025 : 2 859 000 \$
 - 2025–2026 : 3 763 000 \$
 - 2026-2027 et par la suite : 5 000 000 \$
- Ce qui suit illustre les dépenses de 2024-2025 par responsabilité essentielle et pour les services internes.
 - Processus décisionnel : 28 730 875 \$ (25,79 %)
 - Surveillance de la sécurité et de l'environnement : 22 962 958 \$ (20,61 %)
 - Information sur l'énergie : 6 780 584 \$ (6,09 %)
 - Mobilisation : 9 187 376 \$ (8,25 %)
 - Services internes : 43 731 861 \$ (39,26 %)

Responsabilités essentielles et services internes	Dépenses budgétaires pour 2024-2025 (selon le Budget principal des dépenses)	Dépenses prévues 2024-2025	Dépenses prévues 2025-2026	Dépenses prévues 2026-2027
Processus décisionnel	28 730 875	28 730 875	26 012 094	25 836 695
Surveillance de la sécurité et de l'environnement	22 962 958	22 962 958	22 231 367	22 081 495
Information sur l'énergie	6 780 584	6 780 584	5 021 448	4 963 868
Mobilisation	9 187 376	9 187 376	9 120 021	9 038 009
Total partiel	67 661 793	67 661 793	62 384 930	61 920 067
Services internes	43 731 861	43 731 861	38 524 360	37 915 842
Total	111 393 654	111 393 654	100 909 290	99 835 909

Recouvrement des frais

- La Régie est financée au moyen de crédits parlementaires.
- Le gouvernement du Canada recouvre environ 99 % de ces crédits auprès du secteur réglementé par la Régie.
- Conformément à la LRCE, les frais recouverts doivent être attribuables à l'exécution du mandat de la Régie.
- Le *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie* définit la nature des coûts recouverts par la Régie et la façon de procéder.
- La Régie consulte les sociétés réglementées par l'entremise du [comité de liaison sur le recouvrement des frais](#), composé de représentants de l'industrie et du gouvernement.

Personnel

- Plus de 500 personnes, disséminées à la grandeur du Canada, s'affairent chaque jour, au nom de la population qu'elles servent, à veiller à ce que l'infrastructure énergétique du ressort de la Régie soit conçue et exploitée selon les normes les plus rigoureuses. Cette équipe se compose de spécialistes qui aiment leur travail, notamment :
 - des ingénieurs;
 - des scientifiques;
 - des auditeurs;

- des inspecteurs;
- des spécialistes des questions socioéconomiques;
- des avocats;
- des économistes.

Document d'information

Audiences sur les droits et tarifs (pourquoi une audience sur les droits provisoires et déroulement habituel)

[\[Retour à la table de matières\]](#)

Pourquoi l'audience porte-t-elle sur les droits provisoires? À quel moment les droits définitifs seront-ils établis?

- Pour mettre les choses en contexte, contrairement à leur version définitive, les droits provisoires peuvent être modifiés rétroactivement. Dans le cas de Trans Mountain, la société a perçu des droits provisoires depuis l'entrée en service du projet d'agrandissement de son réseau en mai. Une fois les droits définitifs approuvés par la Commission de l'énergie du Canada, la société peut ainsi retourner en arrière pour modifier les montants facturés en attendant.
- Contrairement à ce qui s'est produit avec Trans Mountain, les demandes types visant des droits provisoires ne sont ni complexes ni litigieuses, ce qui fait qu'elles font partie des affaires courantes traitées dans les meilleurs délais possibles.
- Toutefois, la Commission a décidé qu'une audience était nécessaire pour examiner la demande de Trans Mountain visant les droits provisoires, compte tenu de quelques facteurs qui la distinguaient de demandes antérieures du même type.
 - Cela s'explique en partie par la forte hausse des coûts et des droits, ainsi que par les préoccupations exprimées dans les commentaires soumis après le dépôt de la demande.
 - Un autre facteur clé était que, selon la méthode de conception des droits négociée, Trans Mountain devait quand même exiger des droits provisoires pendant une longue période. Même en l'absence d'une audience sur la demande visant les droits provisoires, le projet aurait été en service depuis probablement plus d'un an avant que la société ne soit prête à demander l'approbation de droits définitifs.
- Normalement, une décision de la Commission au sujet de droits provisoires ne déborde jamais sur le bien-fondé de toute demande subséquente visant des droits *définitifs*. Cependant, dans le cas qui nous intéresse ici, la Commission a clairement indiqué qu'elle avait l'intention de rendre des décisions finales sur le plus grand nombre possible de questions alors soulevées. Ainsi donc, la Commission s'attend que les droits définitifs soient établis conformément à la décision à rendre dans le cadre de l'audience visant les droits provisoires.
- Le processus et le calendrier d'approbation des droits définitifs dépendront en partie de la décision rendue par la Commission pour l'audience en cours.

Moment privilégié pour rendre des décisions sur les droits et tarifs (« Pourquoi la Commission a-t-elle attendu que le projet soit terminé pour se pencher sur la question des droits exigibles à l'égard du projet de Trans Mountain? »)

- Lorsque des projets de grande envergure sont proposés, il est courant qu'une demande relative à la méthode de conception des droits accompagne ou précède même celle relative au projet en soi.
- Le moment et le mode de traitement des demandes subséquentes autour droits sont toujours tributaires des circonstances qui prévalent.
- Dans le cas de Trans Mountain, la méthode de conception des droits négociée pour le réseau agrandi a été approuvée par l'Office national de l'énergie en 2013, avant le dépôt de la demande visant la construction du projet.
- La méthode négociée précisait comment les droits allaient devoir être changés en fonction des coûts réels du projet.
- Cette méthode précisait ainsi que peu avant l'entrée en service du projet, Trans Mountain présenterait une demande pour des droits provisoires fondés sur une estimation des coûts actualisée, ce qui est maintenant chose faite.
- La méthode négociée précisait également qu'une fois le projet en service alors que les expéditeurs auraient eu la possibilité de vérifier les coûts de l'ouvrage fini, Trans Mountain présenterait une demande pour les droits définitifs.

Réglementation des émissions de gaz à effet de serre

[\[Retour à la table de matières\]](#)

La Régie de l'énergie du Canada ne réglemente pas directement les émissions de gaz à effet de serre (« GES »), mais plutôt l'infrastructure énergétique. Les rejets de méthane ou autres émissions de GES des installations réglementées par la Régie sont ainsi assujettis à la réglementation provinciale et celle d'Environnement et Changement climatique Canada (« ECCC »).

Le méthane est réglementé en tant que polluant en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* et du [Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils \(secteur du pétrole et du gaz en amont\)](#) de 2018 d'ECCC.

En décembre 2023, ECCC a publié le projet de [Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils \(secteur du pétrole et du gaz en amont\)](#) pour lequel la période de consultation est maintenant terminée. Sa version finale devrait être publiée dans la *Gazette du Canada*, Partie II, vers la fin de 2024.

Aux termes de la [Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre](#), le régime fédéral d'une telle tarification comporte deux volets : 1) une redevance réglementaire sur le carburant (connue sous le nom de redevance fédérale sur les combustibles); 2) un système d'échange réglementaire pour l'industrie (lui connu sous le nom de système fédéral de tarification fondé sur le rendement ou STFR). Le STFR fédéral vise à inciter les émetteurs industriels à réduire leurs émissions de GES et à stimuler l'innovation, tout en maintenant la compétitivité et en protégeant des « fuites de carbone ». Le 22 novembre 2023, le [Règlement modifiant le Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement et le Règlement sur les pénalités administratives en matière d'environnement](#) ont été publiés dans la *Gazette du Canada*, Partie II. Ces modifications assurent des émissions de GES toujours moindres, réduisent le fardeau administratif et améliorent la mise en œuvre du règlement sur le STFR. Le système de tarification établit que les personnes responsables des installations visées doivent compenser les émissions de GES qui dépassent la limite annuelle. Les limites annuelles sont précisées dans le [Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement](#), qui est entré en vigueur en partie en 2019 puis intégralement en 2022.

Dans le règlement précité, on entend par « installation » les gazoducs et équipements de compression connexes (qui servent au transport et non à la distribution locale). L'annexe 1 fixe à 0,393 tonne d'équivalent en dioxyde de carbone (« éq. CO₂ ») par mégawattheure (« MWh ») la limite pour le transport de gaz naturel traité. ECCC travaille actuellement à établir les protocoles de crédits compensatoires à appliquer lorsque les émissions d'une installation sont supérieures à la limite fixée.

On trouve différents seuils (équivalents ou plus rigoureux) à l'échelle provinciale visant pipelines de transport et installations de compression pour lesquels le filet de sécurité du STFR n'est pas requis (Colombie-Britannique, Alberta, Ontario, Québec, Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse, Terre-Neuve-et-Labrador et Territoires du Nord-Ouest).

D'autres règlements qui ne portent pas sur le méthane contribuent également à la gestion des GES, comme le [Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques \(DORS/2016-151\)](#) d'ECCC, qui prévoit des limites d'intensité d'émission d'oxydes d'azote (« NO_x »). Le maintien d'unités à faibles

émissions de NO_x, qui peuvent réagir dans l'atmosphère et contribuer aux concentrations d'oxyde de diazote, réduit également les GES.

Prise en compte des émissions de GES et des réductions lors des audiences de la Régie sur les projets

La *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* et la *Loi sur l'évaluation d'impact* prévoient, parmi les éléments à considérer, « la mesure dans laquelle les effets [...] portent atteinte ou contribuent à la capacité du gouvernement du Canada de respecter ses engagements à l'égard des changements climatiques ». Pour aider à l'évaluation de cet élément, ECCC a publié le document [Évaluation stratégique des changements climatiques](#) (« ESCC »), qui décrit les types de renseignements que les promoteurs sont tenus de présenter et la façon dont ces renseignements peuvent être considérés.

Les principaux points de l'ESCC comprennent l'exigence pour les promoteurs d'inclure un plan crédible en vue de l'atteinte d'émissions nettes nulles d'ici 2050 et d'établir un seuil décroissant à l'égard de l'évaluation des émissions en amont (actuellement requis pour les projets de plus de 500 000 tonnes d'éq. CO₂ par an, qui devra diminuer à 100 000 tonnes d'ici 2050).

Le *Guide de dépôt* de la Régie a été mis à jour en mai 2023 pour tenir compte des exigences énoncées dans l'ESCC et les guides techniques connexes de même que pour fournir des directives sur le facteur des changements climatiques.

Réglementation sur le méthane (modification réglementaire visant une réduction de 75 % d'ici 2030)

[\[Retour à la table de matières\]](#)

Mode de prise en compte et d'application de la politique dans le rapport sur l'avenir énergétique de 2023

Avant la publication du rapport sur l'avenir énergétique de 2023 (« AE2023 »), la Régie de l'énergie du Canada était au courant de l'engagement du Canada visant à réduire les émissions de méthane provenant des activités pétrolières et gazières d'au moins 75 % d'ici 2030 par rapport à 2012. Cette plus grande rigueur se greffait à la réglementation déjà en place (2016) visant à réduire les émissions de méthane du secteur de 40 % à 45 % d'ici 2025. Toutefois, à la publication d'AE2023, le règlement ciblant une réduction de 75 % n'était pas encore disponible (il n'a paru dans la *Gazette du Canada*, Partie I qu'en décembre 2023).

Cela étant, c'est le règlement initial qui a été inclus dans l'ensemble des scénarios, tandis que la réduction de 75 % n'a été intégrée que dans ceux de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale.

Pour modéliser les émissions du secteur, la Régie a supposé les réductions envisagées dans le règlement découlant de l'adoption de nouvelles technologies de contrôle du méthane ou de la modification des processus.

Pour comprendre l'incidence de la réglementation sur les modes classiques de production de pétrole et de gaz naturel, la Régie a produit une courbe des coûts estimatifs de réduction du méthane (en dollars par millier de pieds cubes) fondée sur les travaux effectués par l'AIE pour le Canada et l'a intégrée aux modèles de l'offre en soustrayant ces coûts des revenus, ce qui a influé sur les projections de production en raison d'un capital disponible moindre pour réinvestissement ultérieur.

Certaines mesures d'atténuation des émissions de méthane peuvent en fait constituer un avantage net pour les producteurs, puisque les gaz captés peuvent être vendus et être à l'origine d'une hausse des revenus. Après avoir profité des aubaines évidentes, le coût de mise en œuvre de nouveaux processus et de technologies améliorées passe de très faible à très élevé dans le cas des émissions les plus difficiles à atténuer. En grande partie, la courbe des coûts associés à la réduction des émissions de méthane se situe sous la barre de 0 \$ par million de British Thermal Units (« MBTU ») si l'on tient compte du fait que le gaz ainsi conservé peut ensuite être vendu, mais elle surpasse les 2 \$/MBTU lorsque les changements à apporter deviennent plus coûteux.

Évolution politique

En décembre 2023, le gouvernement fédéral a publié un projet visant la modification du règlement actuel sur le méthane pour le secteur pétrolier et gazier.

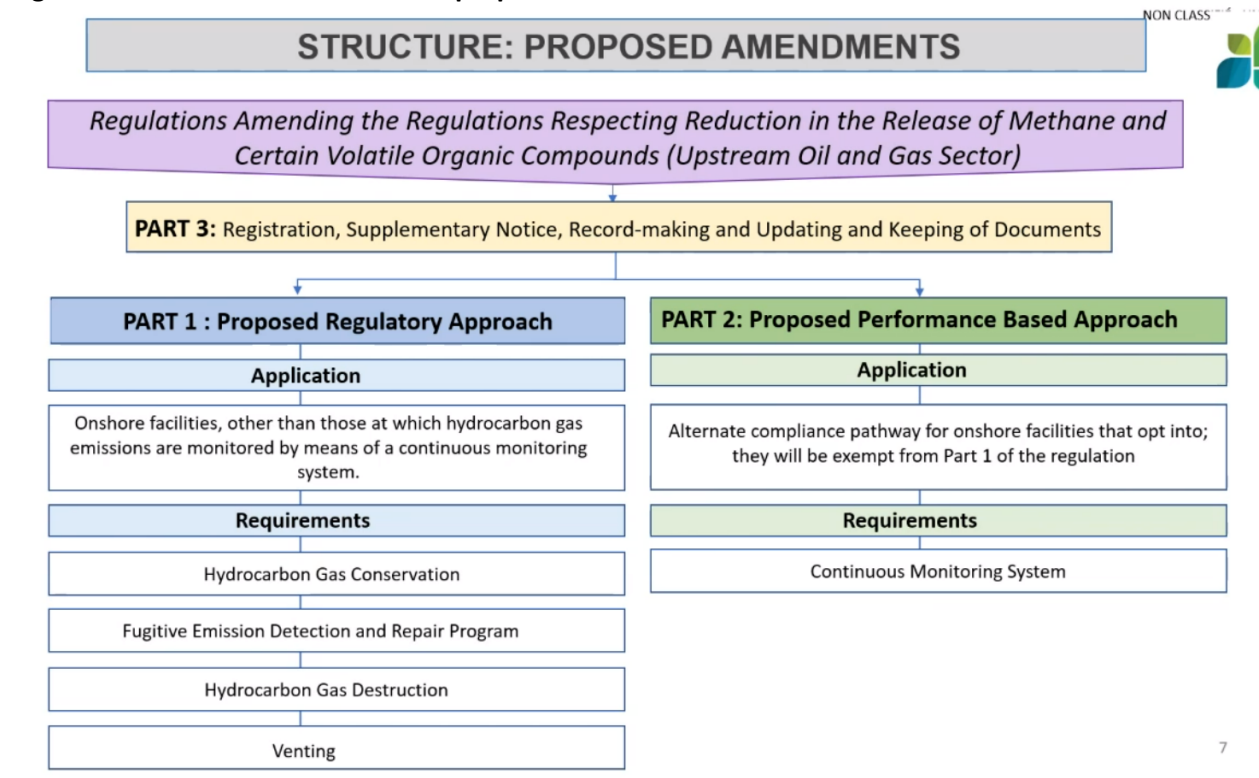
Le règlement initial sur le méthane a été publié en 2018. Depuis, le Canada a signé l'engagement mondial sur le méthane, qui vise à en réduire les émissions anthropiques dans tous les secteurs d'au moins 30 % d'ici 2030 par rapport à 2020. Le pays s'est aussi engagé à réduire les émissions de méthane provenant des activités pétrolières et gazières d'au moins 75 % d'ici 2030 par rapport à 2012.

La réglementation sur le méthane s'applique aux installations pétrolières et gazières terrestres en amont, intermédiaires et de transport au Canada.

Les modifications introduisent une nouvelle option de conformité axée sur le rendement, conçue pour se concentrer sur les résultats en matière d'émissions plutôt que de prescrire une façon précise d'y parvenir. Les installations qui optent pour le recours à un système de surveillance continue sont soustraites à l'application de la partie 1 du règlement (qui comprend des normes précises quant à la technologie et aux processus à employer). En présence d'émissions de méthane, une mesure d'atténuation doit être prise en fonction de délais précis, fixés selon l'ampleur de ces émissions.

Environnement et Changement climatique Canada favorise ici encore la signature d'accords d'équivalence, comme le permet la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*.

Figure – Structure des modifications proposées



	STRUCTURE : MODIFICATIONS PROPOSÉES	STRUCTURE :
	<i>Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)</i>	
	PARTIE 3 : Enregistrement, avis supplémentaire et consignation, mise à jour et conservation des documents	
	PARTIE 1 : Approche tributaire de la réglementation	
	PARTIE 2 : Approche fondée sur le rendement	
	Application	
	Application	

	Installations terrestres, autres que celles pour lesquelles il existe un système de surveillance continue des émissions de gaz d'hydrocarbures	
	Vérification de la conformité d'une autre manière pour les installations terrestres qui choisissent cette voie et qui seront alors exemptées de l'application de la partie 1 du règlement	
	Exigences	
	Exigences	
	Conservation des gaz d'hydrocarbures	
	Système de surveillance continue	
	Programme de détection des émissions fugitives et de colmatage des fuites	
	Destruction des gaz d'hydrocarbures	
	Rejet	

Le gouvernement propose que le nouveau règlement entre en vigueur en 2027 ou 2030, selon l'installation et l'ampleur des émissions.

Comparaison des hypothèses avancées dans AE2023 et du règlement proposé

La modification proposée au règlement fournit beaucoup plus de détails sur les options de conformité. Dans le contexte de la production classique de pétrole et de gaz naturel, la Régie cherche à améliorer la modélisation afin de mieux rendre compte des activités de réduction des émissions de méthane.

Plafonnement des émissions du secteur pétrolier et gazier

[\[Retour à la table de matières\]](#)

Mode de prise en compte et d'application de la politique dans le rapport sur l'avenir énergétique de 2023

Avant la publication du rapport sur l'avenir énergétique de 2023 (« AE2023 »), le gouvernement du Canada avait fourni peu de détails sur le plafond des émissions proposé pour le secteur pétrolier et gazier. Même le document de travail du gouvernement sur le plafond, qui proposait une tarification du carbone propre au secteur plutôt qu'un système de plafonnement et d'échange, n'était pas précis et ne renfermait pas beaucoup de détails sur la façon dont il pourrait être mis en œuvre. Par conséquent, la Régie de l'énergie du Canada a dû décider comment modéliser le plafond de manière à atteindre les cibles rendues publiques : 1) une réduction de 30 % des émissions du secteur pétrolier et gazier d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2005, comme cela a été annoncé dans le plan de réduction des émissions pour 2030 du gouvernement; 2) la façon qui permettrait au secteur pétrolier et gazier en amont d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050.

La Régie a finalement opté pour une tarification du carbone propre à chaque secteur. Une grande partie de la démarche ainsi adoptée était d'ordre pratique : le modèle des sables bitumineux, avant d'être mis à jour pour inclure le plafond proposé, reposait sur la politique alors existante de tarification du carbone du Canada, de sorte qu'il n'a pas nécessité beaucoup de changements. De plus, cela a permis de comparer plus directement la tarification du carbone appliquée au secteur pétrolier et gazier à celle choisie pour le reste de l'économie. Il en découle donc logiquement que les politiques sur le carbone que nous avons appliquées étaient plus cohérentes dans AE2023 dans son ensemble parce qu'elles étaient plus semblables.

La tarification du carbone avancée par la Régie dans son rapport pour le secteur pétrolier et gazier a été établie à partir d'un système de tarification fondé sur le rendement industriel (« STFR ») semblable à celui utilisé pour ce secteur au Canada. Cette tarification s'applique aux émissions de carbone, mais elle génère aussi des crédits par baril pour le secteur, leur montant allant décroissant au fil du temps à mesure que les exigences de la politique se resserrent. En fin de parcours, lorsque le STFR tombe à 0 %, tous les pollueurs paient l'intégralité du prix du prix associé aux émissions de carbone.

Par exemple, si l'intensité moyenne des émissions des projets de récupération in situ dans la région des sables bitumineux était de 0,07 tonne d'équivalent en dioxyde de carbone (« t d'éq. CO₂ ») par baril de bitume produit en 2022 et que le STFR couvrirait alors 80 % de celles-ci, un crédit pour 0,056 t d'éq. CO₂ par baril aurait été accordé à l'égard de telles installations. Toutes celles dont l'intensité des émissions aurait été inférieure à ce seuil de référence ne paierait rien en plus de pouvoir vendre leurs crédits excédentaires à des installations dépassant le seuil en question. Ces dernières devraient ainsi payer pour leurs émissions excédentaires en achetant des crédits ou en acquittant le prix des émissions selon l'année (p. ex., 50 \$/t d'éq. CO₂ en 2022). La Régie a supposé que le prix des crédits échangés équivalait à celui à payer pour les émissions excédentaires.

Pour la production classique de pétrole et de gaz, en l'absence d'une modélisation par projet mais plutôt fondée sur des puits types en fonction de leur emplacement et du sous-sol, la Régie a simplement appliqué une redevance sur le combustible utilisé, basée sur la tarification du carbone, tout en appliquant le STFR pour déterminer le coût net de ce dernier.

Ce système a permis d'augmenter graduellement la tarification du carbone tout en réduisant le STFR

(pour parvenir à 0 % dans le cas du scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et 24 % dans celui du Canada) jusqu'à ce que la cible pour les émissions soit atteinte dans l'ensemble du secteur pétrolier et gazier en amont. En présence d'un solde inférieur à 25 millions de tonnes (« Mt ») par année en 2050, celui-ci pourrait être compensé par la voie d'émissions négatives dans d'autres secteurs. Il a été supposé que cela ne s'appliquerait qu'en amont et que les pipelines de transport, installations de gaz naturel liquéfié (« GNL ») et raffineries tomberaient sous le coup de la réglementation actuelle associée à la tarification du carbone dans le secteur industriel au Canada.

Enfin, malgré l'application d'une tarification du carbone au secteur pétrolier et gazier en amont, il faut savoir qu'un système de plafonnement et d'échange serait modélisé de la même façon et aurait donné des résultats semblables. Dans un cas comme dans l'autre, une certaine forme de tarification du carbone est appliquée, alors que le montant de la redevance serait fixé par les gouvernements tandis que le coût d'un système de plafonnement et d'échange est pour sa part déterminé par les marchés.

Évolution politique

Le 7 décembre 2023, le gouvernement du Canada a rendu public le cadre de réglementation qu'il a proposé en vue de l'adoption d'un plafond sur les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur pétrolier et gazier.

Le gouvernement a décidé de mettre en œuvre un système de plafonnement et d'échange devant s'ajouter aux politiques existantes sur les émissions industrielles, prévoyant que des crédits échangeables seraient initialement accordés sans frais. Le plafond ramènerait les émissions admissibles, pour le secteur pétrolier et gazier en amont, à entre 35 % et 38 % sous les niveaux de 2019 (soit entre 106 et 122 Mt d'éq. CO₂ d'ici 2030, puis à zéro émission nette d'ici 2050), mais les réductions directions pourraient être d'aussi peu que de 20 % à 23 % au premier jalon puisque les sociétés émettrices auraient droit de compenser à hauteur de 25 Mt (à concurrence de 20 % de leurs émissions totales). Les perspectives de production de pétrole et de gaz pour le scénario de carboneutralité du Canada avancé dans AE2023 ont servi à établir une limite supérieure à l'égard des émissions du secteur en 2030, ce qui constitue une composante essentielle du cadre de réglementation. Cela témoigne bien de la confiance que les partenaires fédéraux ont dans le travail accompli par la Régie.

1. **La réglementation porte sur les émissions en amont et le GNL.** La réglementation est conçue pour s'appliquer aux émissions du secteur pétrolier et gazier en amont. Du côté de la production classique, on retrouve celle de pétrole brut et de gaz sur la terre ferme ou extracôtière, ainsi que les pipelines de collecte lorsqu'ils font partie d'une installation ainsi visée. Ces installations comprennent celles qui traitent le gaz et produisent des liquides de gaz naturel ou du GNL. Les sites d'exploitation de sables bitumineux à ciel ouvert et ceux d'extraction in situ sont également inclus, au même que les installations de valorisation du bitume en pétrole brut synthétique, mais les raffineries ne le sont pas. Selon l'évaluation initiale de la réglementation par la Régie, elle ne s'appliquera pas aux grands pipelines qu'elle réglemente comme les réseaux de NOVA Gas Transmission Limited ou de Trans Mountain.
2. **La réglementation devrait être finalisée en 2025.** Les règlements pris en décembre 2023 ne sont pas définitifs et le gouvernement sollicite des commentaires sur leur conception. Les versions définitives devraient entrer en vigueur en 2025 et les installations devront ensuite s'enregistrer au plus tard le 1^{er} janvier 2026. Le système prévu serait par la suite mis en place progressivement jusqu'en 2030.

3. **La réglementation accorde une certaine souplesse quant à la façon de respecter le plafond imposé.** Par exemple, les émetteurs peuvent s'acquitter de leur obligation totale dans une proportion pouvant atteindre 20 %, sous forme d'émissions compensées vérifiées au pays ou en contribuant à un fonds de réduction de celles produites par le secteur pétrolier et gazier. Ces contributions ne peuvent dépasser 10 % de l'obligation totale. Le gouvernement s'attend que cette façon de procéder permettra aux émetteurs d'économiser et il envisage en outre la possibilité de créditer de possibles réductions des émissions à l'échelle internationale.

Comparaison des hypothèses avancées dans AE2023 et du règlement proposé

Le rapport AE2023 de la Régie tient compte d'un plafond des émissions dans les scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale (c.-à-d. -31 % par rapport à 2005 en 2030+2 ans, -60 % en 2040 et 25 Mt en 2050). En l'absence de toute l'information pertinente quant à la forme que prendrait la réglementation, la Régie a dû procéder à des calculs estimatifs éclairés pour la guider. Elle a modélisé le plafond des émissions à partir d'une tarification du carbone plutôt que du système de plafonnement et d'échange choisi, mais il faut savoir que, du point de vue de la modélisation, ces deux possibilités soient identiques sur le plan fonctionnel. Par rapport au cadre proposé, AE2023 a inclus un plafond plus strict sur les émissions, non compensées par une contribution importante pour atteindre les cibles de 2030 (les 25 Mt prévues dans la proposition actuelle).

La modélisation pour le rapport en 2025 sera modifiée afin de tenir compte de l'information supplémentaire alors disponible au sujet de la réglementation.

Comptabilisation des émissions de GES

[\[Retour à la table de matières\]](#)

- La Régie de l'énergie du Canada utilise les chiffres du Rapport d'inventaire national d'Environnement et Changement climatique Canada (« ECCC ») pour les émissions passées de GES.
- Pour ce qui est des émissions attendues dans le secteur pétrolier et gazier, elles sont calculées de la façon suivante.
 - La Régie estime les niveaux de production de pétrole et de gaz en fonction de chacune des hypothèses avancées dans les scénarios portant sur la macroéconomie, les prix des produits de base, la rigueur des politiques (qui a une incidence sur les coûts de production) et le rendement des différentes technologies de production, la géologie, les ressources, etc.
 - Quel que soit le type de production, de l'énergie est requise, qu'il s'agisse par exemple, dans la région des sables bitumineux, du gaz naturel servant à produire de la vapeur et de l'électricité pour l'extraction in situ ou du diesel alimentant les camions dans les sites d'exploitation à ciel ouvert.
 - La consommation d'énergie et la combustion sont à l'origine d'émissions de GES calculées en fonction de facteurs largement utilisés.
 - Outre la combustion, la Régie tient aussi compte des émissions fugitives associées à la production, au traitement ou au transport du pétrole et du gaz, y compris les déversements accidentels, le brûlage à la torche et les rejets (selon le type de production).
 - L'incidence des technologies propres à un secteur est aussi prise en compte pour ce qui est des niveaux d'émissions de GES de celui-ci. Dans le cas qui nous intéresse ici, cela

comprend l'efficacité des processus de production et énergétique, de même que le recours au captage et stockage du carbone (« CSC »).

- Certains éléments ne changent pas quel que soit le secteur.
 - Des facteurs macroéconomiques (comme le produit intérieur brut, la croissance démographique, la constitution des ménages, les prix, etc.) entraînent un certain niveau d'activité dans un secteur donné.
 - Cette activité nécessite le recours à des services énergétiques dont la prestation varie en fonction des combustibles produits (p. ex., émetteurs ou non) et des technologies qui servent à leur utilisation finale (p. ex., véhicules électriques, thermopompes, etc.), autant d'éléments touchés par les conditions du marché et les politiques.
 - L'utilisation de combustibles fossiles dans l'économie entraîne des émissions de GES dans l'ensemble de la filière énergétique.
 - Les émissions de GES attribuables aux activités économiques plutôt qu'à la consommation d'énergie comptent également dans l'équation, qu'on pense ici par exemple aux procédés industriels, aux déchets, à l'agriculture ou à l'utilisation des terres.
 - Dans les scénarios de carboneutralité, les technologies qui agissent comme puits d'émissions ou qui compensent les celles de GES restantes dans l'ensemble de l'économie sont prises en considération, ce qui comprend les solutions climatiques fondées sur la nature, l'utilisation de la biomasse combinée au CSC, le recours à ce dernier dans les sous-secteurs industriels et le captage direct dans l'air.

Avenir énergétique du Canada en 2023 – Offre et demande énergétiques à l’horizon 2050

[\[Retour à la table des matières\]](#)

Le mardi 20 juin 2023, la Régie de l’énergie du Canada a rendu publique la publication phare de son programme d’information sur l’énergie.

Le rapport *Avenir énergétique du Canada en 2023* (« AE2023 ») explore trois scénarios qui pourraient s’offrir aux Canadiens à l’horizon 2050 : celui des mesures actuelles et deux de carboneutralité, soit à l’échelle mondiale et du Canada. Pour la première fois, le rapport présente une modélisation complète de zéro émission nette de gaz à effet de serre (« GES ») d’ici 2050 et ce à quoi pourrait ressembler un monde carboneutre. Tous les produits énergétiques, pour la totalité des provinces et des territoires du Canada, y sont abordés. Les analyses sont fondées sur des modèles économiques et énergétiques.

Points principaux

- La filière énergétique du Canada est complexe et diversifiée. Les modes de production et de consommation d’énergie dans un monde carboneutre sont radicalement différents de ceux d’aujourd’hui.
- La transition vers un avenir carboneutre au Canada modifie profondément le portrait énergétique, ce qui se répercute sur la façon dont les Canadiens produisent et consomment de l’énergie.
- L’électricité devient la principale source d’énergie et l’utilisation des combustibles fossiles régresse fortement dans les deux scénarios de carboneutralité.
- À mesure que les Canadiens délaissent les combustibles fossiles, les technologies actuelles sont remplacées par d’autres utilisant de l’électricité, comme les véhicules électriques et les thermopompes.
- Les combustibles fossiles continuent de jouer un grand rôle dans la filière énergétique du Canada dans les deux scénarios de carboneutralité. Toutefois, la production de pétrole et de gaz diminue dans l’un comme dans l’autre, chutant drastiquement à mesure que les actions climatiques mondiales s’intensifient et que les prix des produits de base baissent.
- Les Canadiens consomment davantage d’électricité produite à partir de sources de plus en plus sobres en carbone, comme l’éolien, le solaire et le nucléaire, qui alimentent les réseaux électriques au Canada.
- Les émissions nettes négatives de certains secteurs, dont celui de la production d’électricité, neutralisent les émissions positives d’autres secteurs et aident le Canada à atteindre la carboneutralité d’ici 2050.
- Les divers réseaux électriques au Canada continuent d’être différents selon les régions, même dans un avenir carboneutre.
- L’atteinte de la carboneutralité dans les scénarios avancés est stimulée par des politiques climatiques de plus en plus strictes, au Canada et à l’étranger.
- Les résultats présentés dans AE2023 ne constituent ni des prédictions ni des recommandations de politique. Il s’agit plutôt du fruit de scénarios fondés sur une prémisse et diverses hypothèses données.
- Les politiques, les marchés mondiaux de l’énergie, le rythme de la lutte contre les changements climatiques au Canada et ailleurs dans le monde, les technologies, les comportements des consommateurs et leurs préférences influent tous sur les tendances en matière d’énergie

ou d'émissions au Canada.

Électricité

- L'électricité jouera un grand rôle pour compenser le déclin de la consommation de combustibles fossiles et constituera un élément important dans la quête d'un bilan zéro.
- Les Canadiens modifient radicalement les types d'énergie qu'ils consomment, notamment en utilisant considérablement plus d'électricité, selon les scénarios de carboneutralité.
- La demande d'électricité augmente de 2021 à 2050, en grande partie en raison de secteurs qui émergent, comme les véhicules électriques, les thermopompes et la production d'hydrogène, alors que la consommation totale d'énergie diminue.
- Dans les deux scénarios de carboneutralité, la consommation d'électricité double de 2021 à 2050, devenant la principale source d'énergie de la filière énergétique.
- Une plus grande dépendance à l'égard de l'électricité améliore l'efficacité énergétique partout au pays, ce qui entraîne une diminution de la consommation d'énergie pouvant atteindre 22 % d'ici 2050.
- Les faibles coûts des énergies éolienne et solaire, qui sont nécessaires à l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050, font en sorte qu'elles fournissent la plus grande partie de cette électricité supplémentaire.
- L'éolien et le solaire prenant toujours plus de place, les réseaux électriques doivent miser sur des sources de production flexibles pour assurer un équilibre entre l'offre et la demande. Ce sont les centrales au gaz qui jouent ce rôle, avec un équipement de captage et stockage du carbone (« CSC ») toujours plus présent.
- Parmi toutes les technologies, c'est l'éolien qui contribue le plus à la nouvelle production d'électricité d'ici 2050, soit neuf fois plus que les niveaux actuels dans les deux scénarios de carboneutralité.
- Le réseau électrique du Canada est diversifié sur le plan régional et la composition de la production dépend principalement des ressources disponibles dans chaque province ou territoire.
- L'utilisation du charbon dans la production d'électricité sera progressivement éliminée d'ici 2030.

Émissions

- Le réseau électrique, qui atteint zéro émission nette d'ici 2035 et présente un bilan négatif par la suite, est à la base des scénarios de carboneutralité.
- Les efforts déployés à l'échelle mondiale et au pays pour réduire les émissions de GES joueront un rôle déterminant dans l'évolution des filières énergétiques du pays.
- Les sources d'énergie à faibles émissions et à émissions nulles – énergies renouvelables, nucléaire et combustibles fossiles avec CSC – s'imposent de plus en plus, au point de satisfaire à la majeure partie de la demande énergétique.
- La consommation de combustibles fossiles, pour laquelle les émissions ne sont pas captées et stockées, diminue de 65 % d'ici 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et de 56 % dans celui du Canada.
- Chaque région mise sur ses propres ressources et son expertise technologique pour propulser le secteur de l'électricité vers un bilan zéro.
- Le transport d'électricité entre les provinces est un élément déterminant dans la création d'un réseau électrique à zéro émission nette.

- Dans les deux scénarios de carboneutralité, les émissions de GES provenant de la production et du traitement du pétrole ou du gaz naturel diminueront d'environ 90 % en 2050 par rapport à 2021.
- Malgré une réduction considérable des émissions dans tous les secteurs, il en demeure plusieurs, comme le bâtiment, l'industrie lourde ainsi que le pétrole et le gaz, qui afficheront des émissions de GES positives d'ici 2050 dans les deux scénarios de carboneutralité. Toutefois, les émissions négatives nettes d'autres secteurs, dont celui de l'électricité, les neutraliseront.

Technologies émergentes

- Plusieurs technologies et combustibles émergents jouent un rôle clé dans l'atteinte de la carboneutralité, en particulier dans la réduction des émissions plus difficiles à réduire dans les secteurs de l'électricité, de l'industrie lourde ou du pétrole et du gaz.
- Le passage à l'électricité pour certaines utilisations de l'énergie n'est pas possible ou est moins efficace que d'autres options, à émissions nulles ou faibles.
- Le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (« CUSC »), l'hydrogène, les technologies à émissions négatives et les solutions fondées sur la nature deviennent des outils essentiels pour réduire les émissions dans les scénarios de carboneutralité.
- Des technologies comme la bioénergie avec captage et stockage de carbone (« BECSC ») ou encore le captage direct dans l'air, entraînent la carbonégativité d'ici 2050 dans les deux scénarios de carboneutralité, ce qui permet un équilibre entre les émissions.
- Une solide économie de l'hydrogène se développe dans les deux scénarios de carboneutralité, misant pour la plus grande partie sur son utilisation dans les véhicules de transport de marchandises lourds et dans des secteurs d'activités comme les produits chimiques, le fer, l'acier et le raffinage du pétrole.
- La production d'hydrogène à partir de la biomasse, combinée au CUSC, permet la carbonégativité, tout comme la production d'électricité à partir de la BECSC.

Production de pétrole et de gaz naturel

- L'industrie canadienne du pétrole et du gaz naturel réduit considérablement ses émissions dans les deux scénarios de carboneutralité, mais si la production diminue, c'est le rythme de l'action climatique mondiale qui détermine l'ampleur de cette réduction.
- Les prix mondiaux sont des éléments de première importance dans le portrait énergétique canadien. Ils sont établis en fonction de facteurs liés à l'offre et à la demande au-delà de nos frontières.
- La production pétrolière et gazière au Canada est principalement influencée par les prix dans les scénarios de carboneutralité. La politique sur le carbone constitue aussi un élément important.
- La production canadienne de pétrole brut culmine en 2026 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et en 2029 dans celui du Canada, mais diminue en s'approchant de 2050 dans ces deux scénarios. Malgré des prix bas et des politiques climatiques de plus en plus ambitieuses, on continue de produire du pétrole en 2050.
- Les prix mondiaux du pétrole et du gaz naturel chutent fortement dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale en réaction à la baisse de la demande mondiale de combustibles fossiles au cours des prochaines décennies.
 - La production canadienne de pétrole brut chute à 1,3 million de barils par jour (« Mb/j ») en 2050, une baisse de 75 % par rapport à 2022.
 - La production de gaz naturel au Canada recule de 68 %, pour s'établir à 5,5 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») en 2050.

- Dans le scénario de carboneutralité du Canada, les prix baissent moins que dans celui à l'échelle mondiale, résultat d'une action climatique mondiale moins ambitieuse et d'une demande mondiale plus élevée de combustibles fossiles.
 - La production de pétrole se situera à 4,1 Mb/j d'ici 2050, une baisse de 20 % par rapport à 2022.
 - La production de gaz naturel est inférieure de 36 % à celle de 2022, chutant à 11 Gpi³/j.
- La production de pétrole et de gaz naturel est la plus élevée, tout comme les émissions du secteur, dans le scénario des mesures actuelles, car les prix sont en hausse et les mesures climatiques futures moins ambitieuses.
 - La production de pétrole brut atteint alors 6,1 Mb/j en 2050, une hausse de 22 % par rapport à 2022.
 - La production de gaz naturel atteint, elle, 21,5 Gpi³/j, une augmentation de 24 % pendant la période de projection.
- L'essentiel de la production tirée des sables bitumineux en 2050 provient d'installations qui sont en exploitation aujourd'hui.
- Les politiques climatiques dans le monde tout comme leur incidence sur les marchés internationaux du pétrole brut auront un effet direct sur la production pétrolière et gazière au pays.

Exportations de pétrole et de gaz

- La disponibilité d'oléoducs et de capacité de transport ferroviaire pour l'exportation de pétrole brut constitue un obstacle majeur pour la filière énergétique canadienne depuis plus d'une décennie.
- Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la disponibilité de pétrole brut de l'Ouest canadien pour l'exportation augmente à court terme avant de reculer après 2030 et demeurer inférieure à la capacité d'exportation hypothétique totale pendant toute la période de projection.
- Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la disponibilité de pétrole brut de l'Ouest canadien pour l'exportation augmente davantage à court terme. Ce pétrole est toujours plus présent que dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale après 2030, bien qu'il demeure inférieur à la capacité d'exportation estimative.
- La baisse de la demande de produits pétroliers raffinés dans l'Ouest canadien entraîne vers le bas celle de pétrole de la part des raffineries au pays, laissant du coup un plus grand volume disponible pour l'exportation.
- L'offre de pétrole au Canada se rapproche de la capacité d'exportation nominale – sans toutefois la dépasser – pendant la majeure partie de la période de projection du scénario des mesures actuelles. Elle et culmine en 2035 avant de reculer graduellement par la suite.
- Les investissements dans la production de gaz naturel sont stimulés par les exportations présumées de GNL quel que soit le scénario, ce qui provoque une hausse de cette même production par rapport à ce qu'elle serait autrement.
- Bien que la rentabilité du GNL au Canada ait été examinée, il s'agit ici d'hypothèses et non des résultats découlant de la modélisation.
 - Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, les exportations de GNL s'amorcent en 2025 et atteignent 2,0 Gpi³/j en 2029, avant de chuter à 0,3 Gpi³/j en 2046 par suite d'une baisse de la demande mondiale.
 - Selon le scénario de carboneutralité du Canada, les exportations de GNL sont encore plus élevées, plafonnant à 3,8 Gpi³/j entre 2030 et 2050. Pour sa part, le scénario des

mesures actuelles entrevoit même des exportations de GNL encore plus importantes, se chiffrant cette fois à 4,6 Gpi³/j pour la période de 2034 à 2050.

- AE2023 n'explore pas les interactions complexes entre les pipelines et l'offre ou la demande d'énergie.
- Les estimations de capacité pipelinière totale disponible et ferroviaire structurelle sont incertaines, parce qu'elles reposent sur de nombreuses hypothèses de fond.
- La capacité disponible des réseaux pipeliniers existants pourrait être supérieure ou inférieure, la situation étant en constante évolution. Il est aussi possible que la capacité ferroviaire structurelle pour transporter du brut soit plus élevée ou moins élevée que ce que montre le rapport.
- La capacité de réserve des réseaux pipeliniers procure de la souplesse pendant les périodes d'interruption de service et d'entretien, ce qui est utile aux exportateurs qui doivent continuer d'expédier du pétrole à partir de l'Ouest canadien. Elle permet également de répondre à d'autres besoins opérationnels.

Demande de pétrole et de gaz

- Même si le gaz naturel demeure une composante importante du bouquet énergétique du Canada, la demande totale diminuera de 35 % d'ici 2050 par rapport aux niveaux actuels.
- La consommation de produits pétroliers raffinés comme de liquides de gaz naturel diminue graduellement tout au long de la période à l'étude en raison du fléchissement de la demande d'essence et de diesel.
- La demande de produits pétroliers raffinés à des fins autres, comme charge d'alimentation pétrochimique, asphalte, lubrifiants ou carburéacteur, reste relativement stable pendant toute la période de projection.
- Puisque le Canada exporte la plus grande partie du pétrole extrait de son sol, les producteurs dépendent surtout des marchés étrangers pour le vendre. La demande de pétrole canadien dépend fortement de la vigueur avec laquelle le monde poursuit l'objectif de maintenir l'augmentation de la température mondiale à 1,5 °C tout au plus.

Demande d'énergie

- Dans les trois scénarios, la consommation d'énergie augmente à court terme. À long terme toutefois, elle diminue dans les deux scénarios de carboneutralité tandis qu'elle est relativement stable dans celui des mesures actuelles.
- Malgré la croissance économique et démographique continue prévue, la demande pour utilisation finale diminue de 22 % de 2021 à 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et de 12 % pour celui du Canada.
- Ce recul est principalement attribuable à l'adoption de technologies et de combustibles différents, à une utilisation plus efficace de l'énergie et à des niveaux d'activité plus faibles dans certains secteurs.
- Dans le scénario des mesures actuelles, la consommation d'énergie est stable jusqu'en 2040. Elle recommence lentement à augmenter au fait que les politiques climatiques ne se raffermissent pas au-delà de 2030 alors que l'économie et la population continuent de croître, ce qui pousse à la hausse la consommation d'énergie.

Rapport

- La série de rapports sur l'avenir énergétique du Canada propose aux Canadiens une analyse neutre et factuelle à long terme de toute cette question au pays.

- AE2023 présente trois scénarios et deux trajectoires d'exploration pour l'atteinte de la carboneutralité à l'horizon 2050. Le rythme de l'action climatique au Canada et à l'échelle mondiale pour réduire les émissions de GES est la principale différence entre les deux scénarios de carboneutralité.
- Les différents scénarios avancés donnent un aperçu de ce à quoi pourrait ressembler la filière énergétique si le Canada atteignait ses objectifs de carboneutralité en fonction du rythme de l'action climatique au Canada et à l'échelle mondiale.
- Ce qui se passe à l'échelle mondiale se répercute sur l'économie et la filière énergétique du Canada. AE2023 se concentre sur le Canada et ne modélise pas les marchés énergétiques mondiaux pour ces scénarios.
- L'analyse présentée dans le rapport n'est pas une prédiction des résultats futurs, mais plutôt une projection de ce qui pourrait se produire à l'aide de modèles économiques et énergétiques fondés sur des hypothèses tirées de tendances, passées et actuelles.
- L'élaboration de nouvelles politiques et les percées technologiques pourraient donner lieu à des perspectives tout à fait différentes de celles présentées dans cette analyse.

Déviation du tracé dans la région de Pípsell (lac Jacko)

Chronologie – Processus

- 12 juillet 2023 – La Nation Stk’emlúpsenc te Secwépemc a déposé une lettre indiquant qu’elle était au courant de l’intention de Trans Mountain de présenter une demande de déviation dans la région de Pípsell, en Colombie-Britannique.
- La région comprend le lac Jacko et ses environs, un site qui revêt une grande importance spirituelle et culturelle pour la Nation.
- 10 août 2023 – Trans Mountain a déposé sa demande de déviation pour laquelle elle souhaite une décision accélérée (au plus tard le 21 août) afin de respecter le calendrier de construction prévu à cet endroit.
- La société a affirmé que la déviation était nécessaire pour faciliter un changement de méthode de construction afin d’utiliser une combinaison de forage directionnel horizontal (« FDH ») et de tranchée à ciel ouvert classique au lieu du microtunnelage, qui pose d’importantes difficultés techniques le long d’une partie du tracé révisé en 2022.
- 16 août 2023 – La Commission de la Régie de l’énergie du Canada a établi un processus d’audience avec des étapes visant à donner la possibilité à la Nation d’adresser des demandes de renseignements à Trans Mountain en plus de déposer des observations écrites, puis à permettre à la société de répliquer à ces dernières. La Commission a fait remarquer qu’elle pourrait tenir une journée d’audience orale le 6 septembre 2023.
- 30 août 2023 – La Commission a publié une lettre élargissant la portée de l’audience orale, qu’elle reportait en même temps aux 14 et 15 septembre 2023, avec possibilité de même greffer la date du 18 septembre.
- 11 septembre 2023 – La Commission a accédé à la demande de la Nation de reporter de quelques jours l’audience orale, aux 18 et 19 septembre, pour que leur spécialiste en patrimoine culturel et savoir autochtone puisse y assister.
- L’audience orale, avec présentation sur les connaissances autochtones faite par Jeanette Jules, gardienne du savoir de la Nation, le contre-interrogatoire et la plaidoirie ont eu lieu à Calgary, en Alberta, du 18 au 20 septembre 2023.
- 25 septembre 2023 – Une décision et une ordonnance ont été rendues.
- 20 octobre 2023 – Les motifs de décision ont été publiés.

Motifs de décision

- L’analyse et les conclusions de la Commission résument les points de vue des parties sur les questions de fond liées à la demande, soit les aspects techniques, économiques, environnementaux et socioéconomiques, ainsi que les droits et les intérêts des peuples autochtones.
- La Commission considère avoir conçu son processus conformément aux principes de l’équité procédurale et dans une optique de transparence, d’accessibilité, de souplesse et de sensibilité aux besoins des parties, au nombre desquelles figure la Nation, qui a des droits.
- En sa qualité de tribunal d’archives spécialisé, la Commission a jugé que la déviation est nécessaire en fonction de la preuve technique et économique devant elle.
- La Commission a aussi jugé que la poursuite du microtunnelage risquait fort d’échouer, tandis que, vraisemblablement, l’utilisation proposée du FDH sur 455 mètres réussirait.

- La Commission a indiqué que le fait d’obliger Trans Mountain à poursuivre le microtunnelage en dépit de difficultés techniques importantes et d’autres obstacles, qui pourraient occasionner des perturbations supplémentaires et évitables à la surface, retarderait probablement l’achèvement du projet d’au moins dix mois et pourrait entraîner une perte de revenus de deux milliards de dollars au bas mot pour la société, sans mentionner les effets négatifs supplémentaires sur les expéditeurs et les autres parties.
- La Commission a mentionné que la déviation demeurait dans les limites du couloir pipelinier approuvé et suivait le même parcours que le tracé d’origine qu’elle avait autorisé en avril 2020.
- La Commission a évalué les effets de la demande sur les droits des peuples autochtones et a déterminé qu’ils pouvaient être traités de façon adéquate, en fonction des mesures d’atténuation indiquées dans la demande en question et des conditions imposées pour le projet d’agrandissement du réseau de Trans Mountain.

La Commission s’attend à ce que Trans Mountain respecte les engagements qu’elle a pris à l’égard de l’ensemble du projet dans le contexte de la déviation et de la construction dans la région de Pípsell, lesquels comprennent des normes de remise en état améliorées et des mesures pour réduire les perturbations globales (notamment en diminuant l’ampleur des travaux de nivellement et la taille de l’empreinte pour la construction avec tranchée à ciel ouvert dans la mesure du possible). Ils prévoient également de consacrer le temps nécessaire à une mobilisation adéquate de la Nation dans le cadre des travaux de construction associés à la déviation.

Analyse environnementale

Résumé du récent débat parlementaire à ce sujet

[\[Retour à la table de matières\]](#)

Principaux points à retenir du témoignage du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles au sujet du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain ainsi que de la Régie de l'énergie du Canada dans le contexte du Budget principal des dépenses 2024-2025 (6 mai 2024)

Questions du Bloc québécois (« Bloc »)

- Les questions portaient sur les dépassements de coûts du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (« projet »).
- Le ministre a souligné l'importance du projet afin que le Canada obtienne un prix équitable pour ses ressources.

Questions du Nouveau Parti démocratique (« NPD »)

- Le NPD s'est dit préoccupé par le fait que le projet ferait passer la production de 300 000 à 900 000 barils par jour, ce qui entraînerait une hausse des émissions du secteur pétrolier et gazier.
- Le ministre a précisé que l'agrandissement n'accroît pas la production mais bien la capacité et que toutes les émissions sont prises en compte dans les prévisions.
- Le NPD a soutenu que l'accroissement de la capacité entraînerait inévitablement une augmentation de la production.
- On renvoie à la mise en garde de l'Agence internationale de l'énergie contre les investissements gouvernementaux dans l'infrastructure pétrolière, des actifs non récupérables.
- Le député Charlie Angus (NPD) a fait explicitement référence à l'analyse de la Régie concernant les droits.
 - « L'organisme de réglementation de l'énergie et les analystes nous ont dit que ce serait trop coûteux. Les droits de péage seraient trop élevés pour en payer le coût. Ces droits de péage ont été plafonnés à 22 %, ce qui signifie que la population va assumer 78 % de chaque baril qui passera par le pipeline. »
 - « Allons-nous devoir payer les droits de péage pour chaque baril acheminé par le pipeline? La Régie de l'énergie du Canada ... dit que nous allons payer 78 % du coût du baril. »
 - Ministre : « En fait, ce n'est pas ce que la Régie a dit. Le gouvernement du Canada n'a pas l'intention d'être le propriétaire à long terme du pipeline. Nous avons l'intention de le vendre et nous croyons que nous récupérerons l'argent que le gouvernement du Canada a investi dans le pipeline. »

Les autres partis n'ont pas soulevé la question du projet auprès du ministre à cette occasion.

Résumé du premier débat en comité sur la motion (23 mai 2024)

Commentaires du NPD

- La motion a été présentée à l'origine par le député Charlie Angus (porte-parole du NPD en matière de ressources naturelles).
- On critique la décision du gouvernement d'aller de l'avant avec le projet en raison de l'absence d'une analyse de rentabilisation viable et des dommages environnementaux potentiels.
- On met en lumière les dépassements de coûts importants d'un projet qui profite à une industrie pétrolière et gazière rentable qui néglige de réduire les émissions.
- On soutient que le projet contredit les objectifs visés en matière de réduction des émissions.
- On croit qu'il est impossible pour une société d'utiliser le projet à moins de fortes subventions, car les coûts de transport du bitume font que cela n'en vaudra pas la peine.
- On cite l'estimation de la Régie selon laquelle 78 % du coût de chaque baril incombera aux contribuables.
- On se dit préoccupé par la possibilité que le pipeline soit donné à des sociétés, ce qui alourdirait le fardeau des contribuables.
- On souhaite pouvoir poser des questions notamment sur les raisons pour lesquelles ces décisions ont été prises et le plan en place relatif aux émissions de gaz à effet de serre (« GES »).

Commentaires du Parti conservateur du Canada (« PCC »)

- On remet en question les dépenses du gouvernement pour le projet en laissant entendre que le secteur privé, qui aurait pu le mener à terme à un coût bien moindre, a été forcé de l'abandonner en raison de l'incertitude et des retards causés par une réglementation excessive.
- On préconise des crédits d'impôt à l'investissement pour améliorer la compétitivité par rapport aux États-Unis.
- On demande des objectifs réalistes et abordables pour concurrencer les États-Unis tout en rejetant une course aux subventions.
- On critique les règlements et impôts fédéraux, respectivement jugés anticoncurrentiels et trop élevés, alourdissant ainsi le fardeau des contribuables.
- On évoque une analyse de rentabilisation viable pour le projet, toutefois minée par les retards et conditions imposés par le gouvernement, ce qui a forcé ce dernier à acheter et à mener à terme l'agrandissement du pipeline.
- On traite de la décision de la Cour suprême du Canada concernant la *Loi sur l'évaluation d'impact*, qui crée plutôt encore plus d'incertitude pour les promoteurs du secteur privé.
- Le fardeau imposé aux contribuables va à l'encontre de l'intérêt public.

Commentaires du Bloc

- On appuie la motion.
- On constate des incohérences dans l'approche du gouvernement à l'égard du projet.
- On se dit préoccupé par les contradictions perçues dans le financement du pétrole et du gaz qui favorise une mise en valeur des combustibles fossiles.
- On partage les préoccupations du NPD au sujet des subventions aux sociétés pétrolières et gazières dans un contexte de difficultés financières pour les Canadiens.

Commentaires du Parti libéral du Canada (« PLC »)

- On manifeste de l'intérêt à discuter des répercussions du projet sur les collectivités canadiennes et à préconiser l'inclusion de leurs diverses perspectives.
- On met en valeur l'importance de cadres de réglementation pour les discussions sur la transition énergétique.
- On souligne par ailleurs l'importance d'éventuellement intégrer l'électricité dans le cadre d'une transition vers un réseau plus propre, citant en exemple l'abandon du charbon en Ontario.

- On reconnaît les difficultés liées à la dernière tranche de 16 % de la transition énergétique et propose de parler de leurs répercussions sur le réseau électrique.

Les transcriptions ou enregistrements des débats subséquents sur la motion ne sont pas encore disponibles.

Analyse environnementale – Extraits des déclarations publiques des premiers témoins devant le comité d’audience sur le projet

Association canadienne des producteurs pétroliers (« ACPP »)

- [Traduction] « L’achèvement du projet d’agrandissement du réseau de Trans Mountain est gage d’avantages économiques, sociaux et géopolitiques pour le Canada. Grâce à un meilleur accès aux marchés mondiaux, les Canadiens peuvent s’attendre à recevoir une plus grande valeur pour leurs ressources énergétiques, ce qui signifie que plus d’argent sera réinvesti dans l’économie, ce qui relève le produit intérieur brut en plus d’améliorer le pouvoir d’achat et la qualité de vie de tous les Canadiens, sans même parler de l’accroissement des recettes publiques, du nombre d’emplois et de la richesse collective. Le projet a aussi excellé par son engagement à favoriser une participation significative du public et des Autochtones. Il a permis d’embaucher plus de 3 000 Autochtones dans un contexte où presque 5 milliards de dollars ont été dépensés auprès de fournisseurs et d’entrepreneurs autochtones. Des ententes de partage d’avantages d’une valeur de plus de 580 millions de dollars ont de plus été signées avec 69 communautés autochtones. Alors que le monde subit des réalignements géopolitiques rapides et parfois même violents, des approvisionnements sûrs et fiables, en pétrole et en gaz, seront une priorité pour les gouvernements pendant encore bien des années. La réalisation du projet aidera le Canada à jouer un rôle stratégique durable afin que ses alliés et partenaires commerciaux aient accès à une source d’énergie essentielle, fiable et digne de confiance. » – 1^{er} mai 2024 (<https://www.capp.ca/fr/media/capp-statement-on-the-trans-mountain-expansion-project/>) – Lisa Baiton, présidente et chef de la direction de l’ACPP
- [Traduction] « L’absence de nouvelle capacité pipelinrière ces dernières années a ultimement limité le potentiel d’exportation de pétrole brut canadien. Le projet d’agrandissement du réseau de Trans Mountain a fait augmenter ces exportations vers la côte Ouest des États-Unis. Il ouvre en outre la porte sur le Japon, l’Inde et l’Asie du Sud-Est. »
- [Traduction] « Le projet d’agrandissement du réseau de Trans Mountain est en service depuis le deuxième trimestre de 2024 et a permis d’ajouter environ 590 000 barils de pétrole par jour de capacité de transport, ce qui profitera grandement aux producteurs canadiens en donnant notamment accès à de nouveaux marchés à partir de la côte continentale. » (<https://www.capp.ca/en/capp-data-centre/>)
- L’ACPP est d’avis que le processus d’approbation au Canada, en partie en raison de la *Loi sur l’évaluation d’impact*, est l’un des plus lourds qui soit et nuit aux investissements.
- On souhaite modifier la *Loi sur l’évaluation d’impact*, au-delà de ce qui est proposé par le gouvernement dans le projet de loi C-69, afin d’apporter des éclaircissements autour des prescriptions constitutionnelles, de simplifier le processus d’approbation et d’accroître la prévisibilité (https://www.capp.ca/wp-content/uploads/2024/06/IAA_submission.pdf, en anglais).

Environmental Defence

- [Traduction] « Les ministres Chrystia Freeland et Mary Ng viennent d'approuver une énorme nouvelle subvention au profit des combustibles fossiles, soit une garantie de prêt de 10 milliards de dollars pour le pipeline Trans Mountain. Cela signifie encore plus d'argent des contribuables pour un projet appartenant au gouvernement fédéral qui est clairement devenu un gâchis financier, car les coûts ne cessent d'augmenter. Il s'agit d'une autre promesse non tenue d'un gouvernement qui s'était engagé à mettre fin à de telles subventions. Plutôt que de mettre des milliards de dollars dans un pipeline de combustibles fossiles délétère pour le climat, le gouvernement du Canada devrait assurer un avenir sûr en investissant dans des solutions climatiques. » (Mai 2022)
- [Traduction] « L'analyse de la Régie de l'énergie du Canada montre que la capacité existante permet de répondre aux besoins du Canada en matière d'exportation de pétrole, ce qui rend inutile l'ajout de pipelines, donc le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain. » (<https://environmentaldefence.ca/2022/05/11/statement-from-julia-levin-national-climate-program-manager-on-the-new-subsidy-for-trans-mountain-pipeline/>)

Pathways Alliance

- Le président de Pathways Alliance, Kendall Dilling, affirme que le pipeline de Trans Mountain est une étude de cas qui montre à quel point il peut être difficile de réaliser de grands projets d'infrastructure au pays.
- L'organisation a récemment commencé à déposer les demandes réglementaires visant son projet embryonnaire de captage de carbone. Elle a affirmé qu'il pourrait aider ses sociétés membres, d'ici 2030, à réduire leurs émissions de 32 % par rapport aux niveaux de 2019.