



RAPPORT DE LA DIRECTION

Pour le trimestre clos le 31 mars 2024

Le 21 mai 2024

Le présent rapport de la direction (le « rapport ») doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés résumés non audités de la Corporation Trans Mountain pour le trimestre clos le 31 mars 2024 (les « états financiers de la CTM ») et les états financiers consolidés audités de la Corporation Trans Mountain pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ainsi que le rapport de la direction pour l'exercice clos le 31 décembre 2023. Les états financiers de la CTM ont été établis conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis »). À moins d'indication contraire, toutes les mesures financières contenues dans le présent rapport sont en dollars canadiens.

Dans le présent rapport, les termes « nous », « notre », « nos » et « CTM » désignent la Corporation Trans Mountain et ses filiales.

Notre mandat

La CTM a pour mandat d'exploiter de façon sécuritaire le pipeline Trans Mountain et le pipeline Puget Sound existants et de mener à bien le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (le « PARTM ») en temps opportun et d'une façon viable sur le plan commercial. La CTM exerce ses activités dans le respect des lois, règles et règlements applicables et en veillant à ce qu'elles soient gérées dans une perspective commerciale en conformité avec les normes et les attentes en matière de protection de l'environnement. La CTM réalisera l'agrandissement en phase avec les orientations et la priorité du gouvernement fédéral qui consistent à élargir l'accès aux marchés internationaux pour les producteurs canadiens de pétrole brut.

À propos de nos activités

La CTM est une société d'État fédérale et une filiale en propriété exclusive de Financière TMP Canada Ltée, laquelle est une filiale en propriété exclusive de la Corporation de développement des investissements du Canada (la « CDEV »). La CTM exerce ses activités par l'intermédiaire de quatre entités : Trans Mountain Pipeline Limited Partnership et sa filiale en propriété exclusive Trans Mountain Pipeline (Puget Sound) LLC, Trans Mountain Pipeline ULC et Trans Mountain Canada Inc. Ensemble, ces entités détiennent et exploitent le réseau pipelinier Trans Mountain, qui comprend le pipeline Trans Mountain, le pipeline Puget Sound et le PARTM. La CTM est une société d'État non-mandataire, ce qui lui permet d'emprunter auprès de parties autres que le gouvernement du Canada.

Réseau pipelinier Trans Mountain

Le réseau pipelinier Trans Mountain (le « TMPL »), qui est en service depuis 1953, transporte du pétrole brut et des produits pétroliers raffinés depuis l'Alberta jusque dans la région des basses-terres continentales de la Colombie-Britannique. Selon sa configuration actuelle, le TMPL, d'une longueur d'environ 1 150 kilomètres, commence près d'Edmonton, en Alberta, pour se terminer à Burnaby, en Colombie-Britannique.

La conception actuelle du TMPL prévoit une capacité d'environ 300 000 barils par jour (« b/j ») selon une composition de 20 % de pétrole lourd et de 80 % de pétrole léger. La capacité opérationnelle du TMPL varie d'un mois à l'autre en fonction du type de marchandises transportées et de leurs proportions, ainsi que des temps d'arrêt pouvant être requis pour des raisons liées à l'exploitation comme des travaux d'entretien.

TMPL étant un service de transport par pipeline public, il est régi par un tarif, des règles de service et un barème de droits approuvés par la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie »).

À ce jour, le TMPL demeure le seul pipeline qui transporte du pétrole provenant du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien jusqu'à la côte ouest du Canada. Il est aussi le seul pipeline qui permet aux producteurs canadiens d'accéder directement aux marchés mondiaux à partir d'un port canadien. Ainsi, la demande d'utilisation du pipeline est constante.

Le TMPL travaille actuellement à étendre considérablement son réseau, pour le faire passer d'environ 300 000 b/j à environ 890 000 b/j. Se reporter à la rubrique « Projet d'agrandissement de Trans Mountain ».

Pipeline Puget Sound

Le pipeline Puget Sound (« Puget »), détenu par Trans Mountain Pipeline (Puget Sound) LLC, est en service depuis 1954. Puget transporte du pétrole brut depuis la frontière canado-américaine, à proximité du terminal Sumas, jusqu'aux raffineries d'Anacortes et de Ferndale dans l'État de Washington.

Le pipeline Puget est d'une longueur d'environ 111 kilomètres. Il est doté d'une station de pompage et de deux réservoirs d'une capacité totale d'environ 200 000 barils pour faciliter la circulation dans le réseau. La capacité totale du pipeline atteint environ 240 000 b/j lorsqu'il transporte surtout du pétrole léger.

Puget est un pipeline public et les droits y afférents peuvent être ajustés conformément au système d'indexation de la Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC »). La FERC établit les plafonds tarifaires annuellement, ce qui permet à Trans Mountain d'ajuster ses tarifs sous réserve de la limite de plafonnement.

Projet d'agrandissement de Trans Mountain

Le PARTM représente le parachèvement de l'agrandissement du système de pipelines existant entre Edmonton, en Alberta, et Burnaby, en Colombie-Britannique. Une fois construit, un réseau de pipelines d'une capacité nominale de 890 000 b/j sera créé, ce qui représente une augmentation par rapport à la capacité actuelle de 300 000 b/j. Pour obtenir plus d'informations sur le PARTM, veuillez consulter notre site Web au www.transmountain.com.

Des expéditeurs ont signé des contrats de transport dans le cadre du TMPL agrandi et pris des engagements sur 15 et 20 ans qui correspondent à peu près à 80 % de la capacité prévue du pipeline Trans Mountain agrandi. Ces expéditeurs représentent certaines des plus grandes sociétés de production, de commercialisation et de raffinage dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien ou sont affiliés à celles-ci, et ils ont un accès direct à d'importants volumes de pétrole brut et de produits raffinés à partir de leurs activités commerciales.

Au 31 mars 2024, la construction du PARTM était presque achevée, des dépenses en capital de 27,7 G\$ ont été engagées dans la construction et des coûts de possession de 4,9 G\$ ont été inscrits à l'actif depuis le lancement du projet. Après le 31 mars 2024, le PARTM a été parachevé sur le plan mécanique, les travaux de soudure ayant pris fin le 11 avril 2024. La date de mise en service commerciale du réseau élargi était le 1^{er} mai 2024. Depuis, toutes les livraisons sont assujetties aux tarifs et aux droits du réseau élargi, et les deux pipelines transportent du pétrole brut. La CTM peut charger des cargaisons à partir de ses installations de chargement à la fine pointe de la technologie, soit au terminal maritime Westridge, où trois postes d'amarrage offrent un accès maritime au marché mondial. Le remplissage final des conduites du réseau élargi a été achevé au début de mai, suivi du chargement d'un premier navire au cours de la seconde moitié du mois de mai, selon le cycle mensuel normal de nomination.

Mesures juridiques et réglementaires

Le 1^{er} juin 2023, Trans Mountain a déposé une demande visant les droits provisoires exigibles à compter de la date de mise en service auprès de la Régie. Le 30 novembre 2023, la Régie a approuvé les droits provisoires préliminaires de Trans Mountain. Dès la mise en service du réseau élargi, la CTM prévoit comptabiliser les produits en fonction de ces droits provisoires préliminaires. Les droits provisoires font actuellement l'objet d'un examen par la Régie en raison des questions soulevées par les expéditeurs, et le processus se poursuivra jusqu'au premier trimestre de 2025.

Le 31 octobre 2023, la CTM a déposé une demande de modification du projet de construction auprès de la Régie afin de modifier le diamètre du pipeline en cours d'installation au franchissement Mountain Tunnel 3, dans les basses-terres continentales de la Colombie-Britannique. La modification demandée portait sur la réduction du diamètre du pipeline de 36 pouces à 30 pouces sur les quelque 2,5 kilomètres du franchissement et vise à atténuer les risques éventuels liés à la construction et à maintenir la date d'achèvement prévue de ce tronçon du PARTM. La modification du diamètre ne devrait pas avoir d'incidence sur la capacité de débit potentielle du nouveau pipeline. Le 12 janvier 2024, la Régie a approuvé la demande de modification sous conditions. Le Mountain Tunnel 3 a été achevé sur le plan mécanique le 16 avril 2024.

La régie a émis une autorisation de mise en service (AMS) afin de permettre l'exploitation de l'ensemble du réseau pipelinier élargi au 30 avril 2024. Suivant la mise en service commerciale du réseau élargi, la CTM doit, au titre de ses obligations continues en matière de présentation de l'information et de réglementation, remplir certains documents et les déposer auprès de la Régie et des autorités provinciales.

Faits saillants financiers

Mesures non conformes aux PCGR

Nous avons recours à certaines mesures financières qui n'ont pas de signification normalisée prescrite par les PCGR des États-Unis, car nous croyons qu'elles permettent à la direction de mieux évaluer nos résultats d'exploitation et comparer les résultats d'une période à l'autre. Ces mesures sont appelées mesures non conformes aux PCGR, et elles peuvent différer des mesures présentées par d'autres entités. Le BAIIA ajusté est une mesure non conforme aux PCGR que nous utilisons pour évaluer la performance de nos activités d'exploitation abstraction faite de l'incidence de l'amortissement sans effet sur la trésorerie. Il ne tient pas non plus compte de l'incidence des décisions de financement, de la composante liée au coût des capitaux propres de la PFUPC¹ sans effet sur la trésorerie, du change, des impôts et des autres charges.

Faits saillants financiers (en milliers de dollars canadiens, sauf le débit)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Produits des activités ordinaires	125 296	133 935
Charges d'exploitation ^{a)}	(89 396)	(83 794)
BAIIA ajusté	35 900	50 141
Dotations aux amortissements	(27 095)	(26 608)
Résultat d'exploitation	8 805	23 533
Composante liée au coût des capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	343 485	247 282
Charge d'intérêts, déduction faite des coûts de financement par emprunt incorporés	(143 042)	(26 893)
Change et autre	267	323
Résultat avant impôt sur le résultat	209 515	244 245
Charge d'impôt sur le résultat	(51 449)	(60 089)
Résultat net	158 066	184 156
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(21 430)	55 195
Dépenses en capital engagées	1 104 140	2 988 129
Débit quotidien moyen		
Livraisons transitant par la canalisation principale (b/j)	332 000	337 000
Pipeline Puget Sound (b/j)	236 000	228 000
Terminal maritime Westridge (b/j)	47 000	49 000

a) Ne tient pas compte de la dotation aux amortissements.

¹ Provision pour les fonds utilisés pendant la construction (« PFUPC »). Une composante du coût de construction des services publics réglementés représentant le coût du capital déployé pendant la construction de nouveaux actifs. La PFUPC comprend une composante coût des fonds empruntés et une composante rendement des capitaux propres.

Situation financière aux (en milliers de dollars canadiens)	31 mars 2024	31 décembre 2023
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions	141 272	116 239
Total de l'actif, y compris les travaux en cours du PARTM	36 218 176	35 174 647
Total de la dette	25 315 314	24 340 314

Produits des activités ordinaires

(en milliers de dollars canadiens)	Trimestres clos les 31 mars		Variation
	2024	2023	(%)
Transport	110 626	115 616	(4) %
Contrats de location	13 990	17 761	(21) %
Autres	680	558	22 %
Total	125 296	133 935	6 %

Le total des produits comprend des revenus tirés de trois sources, à savoir le transport, les contrats de location et les autres services. Le pipeline Trans Mountain a fonctionné à capacité maximale durant les trimestres clos les 31 mars 2024 et 2023, les nominations ayant été échelonnées tout au long de ces périodes. Pour le trimestre clos le 31 mars 2024, le total des produits a diminué de 8,6 M\$ pour s'établir à 125,3 M\$, contre 133,9 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les produits tirés du transport ont diminué de 5,0 M\$ au premier trimestre de 2024, pour s'établir à 110,6 M\$, comparativement à 115,6 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. La diminution est attribuable à une baisse des coûts d'exploitation transférables qui ont été recouverts auprès des clients, partiellement contrebalancée par la hausse des produits des activités ordinaires générés par Puget, en raison de l'accroissement du débit.

Les produits locatifs sont surtout liés aux produits tirés des contrats de location de réservoirs de stockage de tiers de la CTM. Pour le trimestre clos le 31 mars 2024, les produits locatifs ont diminué de 3,8 M\$ pour s'établir à 14,0 M\$, comparativement à 17,8 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. La diminution est surtout attribuable à la baisse des coûts transférables liés aux réservoirs de stockage de la CTM à Edmonton.

Les autres produits comprennent essentiellement des produits locatifs liés au râtelier à tubes dans les terminaux de la CTM et d'autres produits mineurs.

La mise en service du réseau élargi ayant eu lieu au deuxième trimestre de 2024, les produits faisant l'objet d'engagements contractuels associés aux contrats de transport de 15 à 20 ans sur le réseau élargi entraîneront une augmentation importante des produits.

Charges d'exploitation

(en milliers de dollars canadiens)	Trimestres clos les 31 mars		
	2024	2023	Variation (%)
Coûts d'exploitation liés au pipeline	40 680	48 394	(16) %
Dotation aux amortissements	27 095	26 608	2 %
Salaires et avantages du personnel	34 926	24 368	43 %
Impôts autres que l'impôt sur le résultat	10 350	9 649	7 %
Frais administratifs	3 440	1 383	149 %
Total	116 491	110 402	6 %

Les coûts d'exploitation liés au pipeline et impôts autres que l'impôt sur le résultat du TMPL sont traités principalement comme des coûts recouverts auprès des clients de la CTM selon l'entente tarifaire incitative (l'« ETI »). La dotation aux amortissements, les salaires et avantages du personnel ainsi que les frais administratifs liés au TMPL sont en grande partie recouverts auprès des clients, conformément aux modalités de recouvrement et aux composantes des coûts fixes prévues dans l'ETI.

Les coûts d'exploitation liés au pipeline du trimestre clos le 31 mars 2024 se sont chiffrés à 40,7 M\$, en baisse de 7,7 M\$ par rapport à 48,4 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. La diminution est principalement attribuable à la baisse des coûts d'électricité, de réhabilitation environnementale et de sécurité, en partie contrebalancée par la hausse des travaux liés à l'intégrité des actifs.

La dotation aux amortissements pour le premier trimestre de 2024 a augmenté de 0,5 M\$, pour s'établir à 27,1 M\$, comparativement à 26,6 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. La hausse est attribuable à la dotation aux amortissements engagée relativement aux entrées d'immobilisations liées au système de pipelines existant qui ont été effectuées au cours de l'exercice précédent.

La charge liée aux salaires et avantages du personnel pour le trimestre clos le 31 mars 2024 a augmenté de 10,5 M\$ pour s'établir à 34,9 M\$, en comparaison de 24,4 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. La hausse découle principalement des charges attribuables aux augmentations des effectifs pour la mise en service du réseau pipelinier élargi, ainsi qu'aux obligations commerciales connexes.

Pour le premier trimestre de 2024, les impôts autres que l'impôt sur le résultat ont augmenté de 0,8 M\$ pour s'établir à 10,4 M\$, en comparaison de 9,6 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. La hausse est principalement attribuable à l'augmentation des impôts fonciers liés au TMPL et à Puget.

Les frais administratifs du trimestre clos le 31 mars 2024 ont augmenté de 2,0 M\$, pour s'établir à 3,4 M\$, en comparaison de 1,4 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. L'augmentation découle principalement de la hausse des services contractuels externes et des coûts associés à l'accroissement des effectifs.

La mise en service du réseau élargi ayant eu lieu au deuxième trimestre de 2024, les charges d'exploitation devraient augmenter à mesure que la deuxième ligne entrera en service. L'augmentation des volumes transportés entraînera une hausse des coûts d'exploitation liés au pipeline, y compris les coûts de l'électricité, la dotation aux amortissements et les impôts autres que l'impôt sur le résultat.

Résultat d'exploitation et BAIIA ajusté

Le tableau suivant présente un rapprochement entre le résultat d'exploitation et le BAIIA ajusté :

(en milliers de dollars canadiens)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Produits des activités ordinaires	125 296	133 935
Moins : Charges d'exploitation	(116 491)	(110 402)
Résultat d'exploitation	8 805	23 533
Plus : Dotation aux amortissements	27 095	26 608
BAIIA ajusté	35 900	50 141

Le résultat d'exploitation du premier trimestre de 2024 a diminué de 14,7 M\$, pour s'établir à 8,8 M\$, comparativement à 23,5 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le BAIIA ajusté pour le trimestre clos le 31 mars 2024 a également diminué de 14,2 M\$, pour s'établir à 35,9 M\$, contre 50,1 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Comme les coûts transférables ont une incidence similaire sur les produits des activités ordinaires et les charges, la diminution du résultat d'exploitation et du BAIIA ajusté au premier trimestre de 2024 par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent s'explique surtout par la hausse des salaires et des avantages sociaux ainsi que des frais administratifs, découlant des coûts attribuables à une augmentation des effectifs en vue de la mise en service du réseau pipelinier élargi, facteur en partie compensé par l'augmentation des produits des activités ordinaires générés par Puget, attribuable à l'accroissement du débit.

Composante liée au coût des capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction (la « PFUPC »)

La composante liée au coût des capitaux propres de la PFUPC s'est établie à 343,5 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2024, en hausse de 96,2 M\$ par rapport à 247,3 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. La hausse importante est attribuable à l'effet cumulatif des dépenses en capital engagées pour le PARTM.

Charge d'intérêts

(en milliers de dollars canadiens)	Trimestres clos les		
	2024	2023	31 mars Variation (%)
Intérêts et commissions d'engagement			
Facilité consortiale	274 971	108 006	155 %
Facilités de crédit – parties liées	102 975	97 185	6 %
Commission de garantie – parties liées	10 405	820	N.S.
Coûts de financement par emprunt incorporés	(243 104)	(175 003)	39 %
Produits d'intérêts et autres	(2 205)	(4 115)	(46) %
Charge d'intérêts	143 042	26 893	432 %

n.s. : le calcul n'est pas significatif en raison du manque de comparabilité entre les périodes.

L'augmentation des intérêts et des commissions d'engagement et des coûts de financement par emprunt incorporés pour le trimestre clos le 31 mars 2024, comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent, s'explique par les dépenses en capital engagées pour le PARTM et l'augmentation connexe de la dette à long terme d'un exercice à l'autre, ainsi que par les taux d'intérêt plus élevés sur la facilité consortiale de la CTM. Se reporter à la rubrique « Liquidités et ressources en capital » pour de l'information complémentaire sur les ententes de financement de la CTM.

Impôt sur le résultat

L'impôt sur le résultat pour le trimestre clos le 31 mars 2024 s'est chiffré à 51,4 M\$, ce qui reflète un taux d'imposition effectif de 24,6 %, comparativement à un impôt sur le résultat de 60,1 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2023, ce qui correspond à un taux d'imposition effectif de 24,6 %. Pour les trimestres clos les 31 mars 2024 et 2023, les taux d'imposition effectifs correspondaient approximativement au taux d'imposition prévu par la loi de la CTM de 24,67 %.

Résultat net

Pour les trimestres clos les 31 mars 2024 et 2023, le BAIIA ajusté reflète les résultats des activités de base de la CTM, alors que le résultat net tient compte de la dotation aux amortissements et de l'incidence du financement important du PARTM, plus particulièrement de la composante liée au coût des capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, de la charge d'intérêts et des coûts de financement par emprunt incorporés.

Dépenses en capital

(en milliers de dollars canadiens)	Trimestres clos les	
	2024	31 mars 2023
Dépenses de construction liées au PARTM engagées	500 608	2 550 567
Coûts de possession du PARTM ¹⁾	585 449	421 664
PARTM, incluant les éléments de trésorerie et sans effet sur la trésorerie	1 086 057	2 972 231
Dépenses en capital liées au système de pipelines existant	18 083	15 898
Total	1 104 140	2 988 129

1) Les coûts de possession du PARTM comprennent la provision pour les fonds utilisés pendant la construction et les coûts de financement par emprunt incorporés liés à la construction du PARTM.

Les dépenses en capital pour le trimestre clos le 31 mars 2024 sont principalement liées à l'activité de construction relative au PARTM. Au total, des dépenses de construction de 500,6 M\$ ont été engagées relativement au PARTM au cours du premier trimestre de 2024. Au 31 mars 2024, la construction du PARTM était presque achevée. Par la suite, les installations mécaniques ont été achevées et le remplissage des conduites a été effectué. En outre, les approbations réglementaires nécessaires à la mise en service ont été obtenues. La date de mise en service commerciale du réseau élargi était le 1^{er} mai 2024.

Un certain nombre d'objectifs ont été atteints au PARTM au cours du premier trimestre de 2024, notamment :

- le parachèvement de la construction du pipeline sur les terres de la nation Stk'emlúpsenc te Secwépemc près de Pípsell (lac Jacko), en Colombie-Britannique;
- le parachèvement du forage directionnel horizontal de Mountain 3 dans la vallée du Fraser entre Hope et Chilliwack, en Colombie-Britannique;
- le parachèvement des installations mécaniques dans la région de l'intérieur de la Colombie-Britannique;
- le parachèvement des installations mécaniques dans la vallée du Fraser;
- le parachèvement de la réactivation du tronçon entre Darfield et Black Pines;
- le parachèvement de toutes les traversées sans tranchée importantes.

Les travaux de nettoyage, de remise en état, de génie civil ainsi que les travaux routiers liés au PARTM devraient se poursuivre jusqu'à la fin de 2024.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2024, les dépenses en capital liées au système de pipelines existant se sont chiffrées à 18,1 M\$, dont une tranche de 3,8 M\$ était liée à de nouveaux projets d'investissement, ayant principalement trait à l'installation des pôles de communication pour le réseau de fibre optique, et une tranche de 14,3 M\$ était liée à des projets d'investissement de maintien visant à assurer la sécurité et la fiabilité de l'exploitation du TMPL.

Au cours du premier trimestre de l'exercice précédent, les dépenses en capital liées au système de pipelines existant pour le trimestre se chiffraient à 15,9 M\$, dont une tranche de 3,6 M\$ était liée à de nouveaux projets d'investissement, ayant principalement trait à l'installation des pôles de communication pour le réseau de fibre optique, et une tranche de 12,3 M\$ était liée à des projets d'investissement de maintien visant à assurer la sécurité et la fiabilité de l'exploitation du TMPL.

Liquidités et ressources en capital

Les principaux besoins de la CTM en matière de liquidités et de ressources en capital portent sur le financement de la construction du PARTM, les paiements d'intérêts exigibles et la constitution du fonds de roulement. Au 31 mars 2024, les principales sources de financement de la CTM étaient la convention de crédit auprès de sa société mère et la facilité consortiale, les deux étant décrites de façon plus détaillée ci-après.

La CTM a conclu une convention de crédit avec Financière TMP (la « convention de crédit »), qui comprend une « facilité d'acquisition », une facilité d'emprunt à terme non renouvelable, et une « facilité de crédit de construction », une facilité de crédit de construction renouvelable utilisée pour financer la construction du PARTM. Les facilités sont assorties d'un taux d'intérêt de 5 % sur les montants en cours. Les facilités viennent à échéance à la plus rapprochée des dates suivantes : à la date d'échéance, soit le 29 août 2025, et en cas de modification éventuelle de la structure de participation. Les intérêts engagés aux termes de la convention de crédit seront ajoutés tous les six mois au solde en capital de la facilité de crédit de construction. Aucun autre prélèvement en trésorerie n'est autorisé aux termes de la convention de crédit.

De plus, la CTM a conclu une convention de crédit conforme aux Principes de l'Équateur 4 avec un consortium de prêteurs (la « convention de crédit consortiale ») datée du 29 avril 2022 et modifiée le 30 novembre 2023, qui comprend deux facilités renouvelables de premier rang, une facilité consortiale de 17,9 G\$ (la « facilité consortiale ») et une facilité de lettres de crédit de 100 M\$ (la « facilité de lettres de crédit »), pour un crédit disponible combiné de 18,0 G\$ aux termes des deux facilités. Les Principes de l'Équateur 4 sont un référentiel de gestion des risques adopté par les institutions financières pour déterminer, évaluer et gérer les risques environnementaux et sociaux des grands projets d'infrastructure. Les facilités aux termes de la convention de crédit consortiale viennent à échéance le 24 mars 2025 et permettent à la CTM de demander certaines prolongations jusqu'au 31 août 2025. Elles comprennent une garantie fournie par le gouvernement du Canada.

Après la clôture de la période le 17 mai 2024, le crédit disponible combiné aux termes des deux facilités a été porté à 19,0 G\$, dont 18,9 G\$ se rapportent à la facilité consortiale et 0,1 G\$, à la facilité de lettres de crédit, et la date d'échéance a été reportée au 31 août 2026. L'augmentation de la facilité s'est accompagnée d'une augmentation correspondante de la garantie fournie par le gouvernement du Canada.

De plus, TMP LP détient une convention de marge de crédit de 550 M\$ inutilisée avec Financière

TMP datée du 25 mars 2019 et modifiée le 27 octobre 2023 (la « marge de crédit liée à la capacité financière »), qui est conçue pour satisfaire aux exigences en matière de capacité financière imposées par la Régie. La marge de crédit liée à la capacité financière vient à échéance cinq ans après la date de l'avance ou plus tard si elle a été prolongée aux termes de l'entente et elle porte intérêt au taux de 5 % sur les montants prélevés et comporte une commission d'attente de 0,3 % sur la tranche non avancée.

Le total des apports en capital de Financière TMP et le crédit disponible total de la CTM au 31 mars 2024 et l'encours de crédit au 31 mars 2024 et au 31 décembre 2023 sont présentés dans le tableau suivant. Il n'y a pas de clauses restrictives de nature financière.

(en milliers de dollars canadiens)	Crédit disponible		
	total au 31 mars 2024	En cours au 31 mars 2024	En cours au 31 décembre 2023
Facilité consortiale	17 900 000	17 065 000	16 090 000
Facilité d'acquisition	2 506 350	2 506 350	2 506 350
Facilité de crédit de construction	5 743 964	5 743 964	5 743 964
Marge de crédit liée à la capacité financière	550 000	-	-
Total de la dette	26 700 314	25 315 314	24 340 314
Apports en capital			
Acquisition		2 064 150	2 064 150
Construction		5 350 500	5 350 500
Total des apports en capital		7 414 650	7 414 650
Total des placements		32 729 964	31 754 964

Aux termes de la facilité de lettres de crédit, au 31 mars 2024 et au 31 décembre 2023, la CTM avait des lettres de crédit émises et en cours de 69,3 M\$. La convention de crédit consortiale permet à la CTM de choisir de réaffecter le crédit disponible aux termes de la facilité de lettres de crédit à la facilité consortiale.

Résumé des résultats trimestriels

(en milliers de dollars canadiens)	T1 2024	T4 2023	T3 2023	T2 2023	T1 2023	T4 2022	T3 2022	T2 2022
Produits des								
activités ordinaires	125 296	123 642	137 946	126 280	133 935	135 430	121 630	113 276
BAIIA ajusté	35 900	45 776	45 067	48 219	50 141	52 510	45 718	46 283
Résultat net	158 066	160 233	(724 914)	172 112	184 156	158 259	139 744	128 772

TMPL est une entité réglementée gérée par la Régie et exerçant ses activités conformément à l'ETI conclue avec ses expéditeurs. Les produits des activités ordinaires ont généralement affiché une tendance à la hausse au cours des huit derniers trimestres en raison des augmentations des coûts transférables, tout particulièrement les coûts d'électricité, de réhabilitation environnementale et d'assurance.

Le BAIIA ajusté a été relativement stable au cours des huit derniers trimestres, toutefois, la hausse du débit et des produits tirés de Puget a entraîné une augmentation du BAIIA ajusté du quatrième trimestre de 2022 jusqu'au deuxième trimestre de 2023. Du troisième trimestre de 2023 au premier trimestre de 2024, le BAIIA ajusté a subi l'incidence de la hausse des salaires et des avantages sociaux ainsi que des frais administratifs, découlant des coûts attribuables à une augmentation des effectifs en vue de la mise en service du réseau pipelinier élargi.

Le résultat net affiche une croissance régulière du deuxième trimestre de 2022 au deuxième trimestre de 2023, en raison de l'effet cumulatif des dépenses en capital engagées pour le PARTM et de l'augmentation correspondante de la composante liée au coût des capitaux propres de la PFUPC qui a eu une incidence favorable sur le résultat net. Toutefois, la hausse de la charge d'intérêt découlant de l'augmentation des niveaux d'endettement et des taux d'intérêt a eu une incidence négative sur le résultat net du deuxième semestre de 2023 au premier trimestre de 2024. Le résultat net a également été fortement affecté par une dépréciation du goodwill qui a entraîné une perte nette au troisième trimestre de 2023.

Environnement, santé et sécurité

Notre programme Environnement, santé et sécurité compare notre performance avec notre moyenne sur les trois exercices précédents pour ce qui est de la sécurité des véhicules, de la sécurité des travailleurs et des fuites de matières transportées. La comparaison avec notre performance passée favorise une amélioration continue qui fait partie intégrante de tous nos programmes. Le tableau suivant fournit un résumé du programme Environnement, santé et sécurité de la CTM depuis le début de l'exercice 2024.

Santé et sécurité	2024	Moyenne sur trois ans de la CTM
Taux d'accidents de véhicule évitables (par million de km parcourus)	0,00	0,17
Taux d'accidents de travail à déclarer ¹⁾		
Employés	0,15	0,34
Sous-traitants	0,03	0,67
Environnement		
Taux des fuites de matières ²⁾	0,00	0,27
Volume des fuites (m ³) ²⁾	0,00	1,86

1) Taux d'accidents de travail à déclarer : nombre d'accidents à déclarer multiplié par 200 000 puis divisé par le nombre d'heures travaillées.

2) Taux des fuites par 1 000 km de pipeline en exploitation.

La CTM assure le suivi de toutes les fuites de matières, mais les données sectorielles portant sur les fuites de plus de 1,5 m³ sont le seuil utilisé à des fins de comparaison de la performance. Il n'y a eu aucune fuite ayant atteint ce seuil en 2024.

Critères environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG)

En juin 2023, la CTM a publié son troisième rapport annuel sur les critères environnementaux, sociaux et de gouvernance (« ESG »), dans lequel elle a présenté la performance de la société en matière de critères ESG, notamment le groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques (« GIFCC ») de la CTM, rapport que l'on peut lire sur notre site Web à l'adresse www.transmountain.com/fr/esg-report.

Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques (« GIFCC »)

La CTM fournit annuellement de l'information sur les quatre axes thématiques du cadre du GIFCC : la gouvernance, la gestion des risques, la stratégie et les mesures et les objectifs. Bien que le GIFCC ait été dissout et que les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») assument la responsabilité de la surveillance de l'information relative aux changements climatiques fournie par les sociétés, le Canada n'a pas encore adopté les nouvelles exigences en matière de déclaration selon les IFRS. Par conséquent, nous continuons de divulguer nos informations conformément au cadre du GIFCC.

La CTM a réalisé l'analyse quantitative des scénarios climatiques requise pour répondre aux recommandations du GIFCC. Les scénarios climatiques désignent à la fois des scénarios physiques liés au climat (c.-à-d. des modèles de concentrations d'émissions qui entraînent des changements chroniques et aigus différents du climat) et des scénarios de transition liés au climat (c.-à-d. des politiques, des conditions du marché et des conditions macroéconomiques associées à des taux de progression différents de la transition énergétique).

Gouvernance en matière de risques liés aux changements climatiques : Le conseil de la CTM dans son ensemble est responsable de la surveillance des risques environnementaux et sociaux cruciaux, y compris les risques liés au climat. Ce travail a des retombées sur l'approche employée à l'échelle de l'entreprise pour répondre à ces risques. Le conseil reçoit une mise à jour trimestrielle sur les risques auxquels est exposée la société, parmi lesquels on retrouve des risques environnementaux, sociaux et liés au climat.

Gestion des risques d'entreprise : la CTM a intégré les risques physiques et les risques de transition à son programme de gestion des risques d'entreprise (« GRE »). Les résultats des analyses des risques physiques et des risques de transition serviront à améliorer la compréhension qu'a la CTM des risques liés au climat et à améliorer son programme de GRE. Le programme de GRE de la CTM surveille et évalue les risques financiers, opérationnels et stratégiques ainsi que le risque de conformité. La direction examine et met à jour le registre des risques chaque trimestre.

Scénarios physiques : La CTM a retenu les services d'un consultant indépendant pour effectuer une évaluation des risques physiques et produire un rapport détaillé sur les répercussions physiques des changements climatiques sur 12 segments de pipelines (tronçons), les stations de pompage, les terminaux de stockage et le terminal maritime Westridge. L'analyse comprenait trois scénarios du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (« GIEC ») couvrant un grand nombre de résultats.

Risques physiques : Les tempêtes, les sécheresses et les inondations ont été identifiées comme les risques aigus les plus prononcés et le stress thermique, le stress hydrique et l'élévation du niveau de la mer comme les principaux risques chroniques. L'élévation du niveau de la mer est propre aux zones situées près du fleuve Fraser et du terminal maritime Westridge. Les risques physiques sont évalués et gérés conformément au programme d'intégrité des actifs de la CTM. Au cours des trois derniers exercices, la CTM a réagi efficacement à trois événements météorologiques extrêmes : des feux de forêt, un froid extrême et de graves inondations. Pendant et après les inondations extrêmes, la CTM a pleinement mis en œuvre ses programmes d'intervention d'urgence et d'intégrité des actifs.

Scénarios de transition : Avec le soutien d'un consultant indépendant, la CTM a effectué en 2023 un exercice de modélisation des scénarios de transition énergétique. Au début de 2024, la CTM a mis à jour ses hypothèses de modélisation pour tenir compte des versions les plus récentes des scénarios. La CTM a combiné des données tirées du rapport Avenir énergétique du Canada en 2023 de la Régie et le scénario des engagements annoncés (Announced Pledges Scenario) de 2023 de l'Agence internationale de l'énergie (« AIE »). La CTM s'est fondée sur le scénario des engagements annoncés parce qu'il reflète les engagements actuels pris par les gouvernements du monde, dont celui du Canada, parce qu'il permet d'atteindre une augmentation de température inférieure à 2 degrés Celsius et parce qu'il s'agit du scénario de transition le plus rigoureux qui conserve le niveau de précision des données requis aux fins de l'analyse. À ce stade, le scénario d'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050 de l'AIE ne contient pas suffisamment de données régionales pour garantir la fiabilité de l'analyse. La CTM a pu modéliser les incidences sur le débit du pipeline jusqu'en 2045 d'une baisse de l'approvisionnement en provenance du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et des raffineries nord-américaines.

Résilience : Dans le scénario des engagements annoncés, Trans Mountain demeure résiliente jusqu'en 2045, même si la nouvelle version du scénario prévoit une baisse plus marquée de la demande de pétrole. Dans ce contexte, la résilience signifie que le réseau pipelinier élargi devrait fonctionner à plein régime ou presque jusqu'en 2045 dans les conditions modélisées données. Le scénario des engagements annoncés décrit les circonstances dans lesquelles, d'ici 2045, l'offre de sables bitumineux sera inférieure de 36 % aux niveaux de 2022 et la demande de raffinage en Amérique du Nord, inférieure de 52 % aux niveaux de 2022.

Le PARTM a des engagements contractuels de 15 à 20 ans (contrats d'achat ferme) avec les expéditeurs de la CTM qui couvrent 80 % de la capacité accrue. Bien que ces contrats soutiennent la robustesse de nos produits des activités ordinaires à court et à moyen terme, la CTM a modélisé les répercussions jusqu'en 2045 afin d'étudier les effets au cours des années suivant l'échéance du contrat de service ferme initial.

Voici les principales raisons qui expliquent la résilience de la CTM jusqu'en 2045 :

- **La CTM exploite le seul réseau pipelinier au Canada transportant des produits pétroliers vers la côte ouest du Canada et ayant un accès maritime.** Le PARTM comprend également une augmentation importante de la capacité du terminal maritime Westridge, ce qui permettra à l'énergie canadienne d'atteindre les marchés mondiaux, y compris la côte du Pacifique. Selon le scénario des engagements annoncés, la demande de pétrole dans la région Asie-Pacifique augmentera jusqu'en 2030. Par la suite, elle connaîtra un déclin, quoique beaucoup plus lent qu'en Amérique du Nord.
- **La CTM a une faible empreinte GES et s'engage à la réduire encore davantage.** Par conséquent, la CTM peut aider les clients à soutenir la concurrence dans des marchés de plus en plus axés sur le carbone. La CTM appuie l'ambition du gouvernement du Canada d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050 et a élaboré son propre [plan de réduction des émissions](#) qui décrit son approche et ses objectifs.
- **La CTM peut tirer parti de sa flexibilité.** La CTM possède de l'expérience dans le transport de différents produits, du pétrole lourd dilué aux produits synthétiques, légers et raffinés. La composition des sources d'énergie mondiale évoluant, cette expertise peut être appliquée à d'autres produits comme les biocarburants liquides et d'autres hydrocarbures faibles en CO₂. Après l'expiration des contrats, la CTM peut optimiser ses activités pour répondre aux changements dans la nature et la proportion de marchandises transportées afin de répondre aux besoins des expéditeurs et à la demande mondiale sans avoir à apporter de changements importants aux infrastructures existantes.

Risques de transition : Malgré les scénarios de modélisation qui entraînent l'utilisation de la pleine capacité de son réseau de pipelines, la CTM continuera de surveiller l'évolution de la réglementation sur les gaz à effet de serre (« GES »), de surveiller les signes d'une transition énergétique plus rapide et de demeurer à l'écoute des attentes de nos expéditeurs et de leurs clients. La CTM continuera également d'évaluer les risques de transition liés à la réglementation et au marché, comme les variations de la demande de pétrole, la faiblesse soutenue des prix du pétrole, la réglementation sur le carbone qui peut avoir une incidence sur les clients expéditeurs, et l'accès aux raffineries.

Paramètres et cibles : La CTM surveille les émissions de GES générées par ses activités quotidiennes et publie son rendement annuel dans son rapport ESG. Les objectifs de la CTM en matière de changements climatiques comprennent :

- Élaborer un plan de compensation des émissions de la construction du PARTM une fois la construction terminée.
- Réduire les émissions de 100 000 tonnes d'équivalent CO₂ d'ici à 2030 (à partir de la première année où le réseau pipelinier élargi est pleinement opérationnel).
- Atteindre la carboneutralité (émissions de la portée 1 et de la portée 2) d'ici 2050.

Risques commerciaux

Les risques commerciaux actuels de la CTM sont les suivants :

Activités existantes

Les risques sont limités en raison des facteurs économiques associés aux activités existantes. La plupart des coûts et des produits des activités ordinaires liés aux activités d'exploitation étant libellés en dollars canadiens, le risque de change est limité. En ce qui concerne Puget, les produits des activités ordinaires et la plupart des coûts sont libellés en dollars américains, ce qui donne lieu à un risque de change limité au sein de l'entité Puget, mais crée une certaine exposition lorsque la CTM convertit les résultats de Puget en dollars canadiens au moment de la consolidation.

Les droits liés au service de transport sur le tronçon canadien du TMPL existant sont réglementés par la Régie et régis par les modalités de l'ETI, laquelle prévoit des mesures importantes d'atténuation des risques financiers. Les droits, qui sont fixés chaque année, sont conçus pour dégager un rendement sur la base tarifaire et permettre un recouvrement des coûts d'exploitation en fonction du budget annuel. Une part importante des coûts d'exploitation est classée en tant que « coûts transférables » aux termes de l'ETI, ce qui signifie que le TMPL est autorisé par les expéditeurs à engager des dépenses prudentes à des fins, par exemple, d'intégrité et d'entretien, de protection de l'environnement et de sécurité et certains autres coûts, et à ajuster les droits futurs de manière à recouvrer tout écart par rapport aux montants prévus au budget qui étaient inclus dans les droits. La CTM applique les dispositions de l'ASC 980, *Regulated Operations* selon les PCGR des États-Unis et, par conséquent, comptabilise des produits des activités ordinaires et un actif réglementaire ou une créance correspondant au montant et au calendrier des dépenses liées aux coûts transférables. Ainsi, le résultat d'exploitation de TMPL est très stable et prévisible aux termes de l'ETI.

Les activités existantes de la CTM comportent une variété de dangers physiques et de risques qui sont associés à la plupart des pipelines de transport à large diamètre. Ces risques sont souvent atténués grâce à des programmes exhaustifs de gestion de l'intégrité des actifs et à une couverture d'assurance. Par ailleurs, dans l'éventualité d'une fuite de matières, la CTM dispose également de ressources financières telles que des fonds en caisse et l'accès à des marges de crédit.

Risques liés au PARTM

La CTM est exposée aux risques liés à l'exécution du projet qui sont associés aux projets de construction majeurs dont la couverture géographique, la taille et la complexité sont comparables. Des dépenses en capital importantes pourraient être nécessaires à l'avenir pour maintenir le PARTM. La réalisation du PARTM a nécessité des dépenses en capital importantes et la CTM devra s'assurer de la disponibilité continue du financement.

L'issue de l'examen par la Régie de l'énergie du Canada de la demande visant les droits provisoires exigibles à compter de la date de mise en service, qui font actuellement l'objet d'un examen par la Régie en raison de questions soulevées par les expéditeurs, les étapes du processus se poursuivant jusqu'au premier trimestre de 2025, pourrait avoir une incidence future sur nos flux de trésorerie. La capacité de la CTM d'assurer le service de la dette actuelle et future pourrait être tributaire de plusieurs facteurs, dont sa performance financière et d'exploitation future, l'exécution du PARTM, la conjoncture économique en général ainsi que des facteurs d'ordre financier et réglementaire et d'autres facteurs, dont bon nombre ne sont pas directement du ressort de la CTM. Les flux de trésorerie d'exploitation futurs de la CTM pourraient être insuffisants pour assurer le service de la dette, en particulier avant la date de mise en service du PARTM.

Risques liés à l'exploitation et au projet

La CTM est exposée à des risques pouvant entraîner des coûts supplémentaires, avoir une incidence sur ses activités, causer des retards dans l'exécution des travaux de construction ou dans la mise en service du PARTM, ou porter atteinte à sa réputation, notamment en lien avec :

- les attentes relatives au démarrage de nouveaux équipements lorsque le PARTM commencera ses activités;
- la disponibilité et le calendrier de réception des volumes requis de pétrole des expéditeurs de la CTM, nécessaires à la mise en service du réseau élargi;
- la disponibilité des navires et de la logistique maritime associée à l'agrandissement du terminal maritime Westridge;
- l'évolution des conditions de marché, les prix des marchandises, le contexte géopolitique, les épidémies ou les pandémies et la conjoncture économique au Canada et à l'échelle mondiale, qui auront une incidence sur la construction et l'utilisation du pipeline;
- des incidents majeurs ayant une incidence sur la sécurité du public, des employés et la protection de l'environnement résultant de l'exécution de travaux de construction, de l'exploitation ou de dommages de tiers;
- des risques naturels et phénomènes environnementaux qui affectent le public, la protection de l'environnement, la réalisation des travaux ou les activités;
- les manifestations qui ont une incidence sur les travaux de construction ou les activités;
- la réception en temps opportun des permis et de l'accès aux terrains qui a une incidence sur la réalisation des travaux de construction et la mise en service;
- les autorisations, les décisions et les résultats d'ordre réglementaire et juridique, ainsi que les éventuelles modifications des lois et règlements, qui ont une incidence sur la mise en service;
- des contrôles inadéquats de la surveillance des entrepreneurs qui ont une incidence sur la réalisation des travaux de construction ou les activités;

- des contrôles inadéquats qui donnent lieu à des violations de la loi, à des fraudes ou à une augmentation des coûts;
- les variations des cours de change et des taux d'intérêt;
- le recrutement et la rétention d'une main-d'œuvre qualifiée;
- la cybersécurité ou la violation de la confidentialité qui ont une incidence sur les activités ou portent atteinte à la réputation.

Information prospective

Dans certaines sections du présent rapport, nous analysons notre stratégie et nos perspectives et formulons des commentaires sur les ressources financières, les dépenses en capital et d'autres attentes de la direction, ce qui constitue de l'information prospective. Nous présentons de l'information prospective pour aider le lecteur à saisir l'évaluation que fait la direction des plans futurs et des perspectives financières de la société. Les énoncés prospectifs se reconnaissent généralement à l'emploi de termes tels que « prévoir », « croire », « planifier », « cibler », « estimer », « continuer », « projeter » ainsi que des verbes au futur et au conditionnel et d'autres termes semblables ou expressions indiquant ou suggérant des résultats ou des événements futurs. Des exemples d'énoncés prospectifs contenus dans ce rapport comprennent, entre autres, des énoncés sur l'exploitation, le calendrier, l'incidence, la capacité et les résultats du PARTM, y compris le calendrier des travaux de nettoyage, de remise en état, de génie civil ainsi que des travaux routiers liés au PARTM; le calendrier du processus avec les expéditeurs relativement aux droits provisoires; l'échéancier et la capacité de chargement au terminal maritime Westridge; l'engagement des expéditeurs concernant le TMPL agrandi; les dates d'échéance de nos facilités de crédit; les dépenses en capital; la mise hors service d'immobilisations; le montant, la comptabilisation et la prévisibilité des produits tirés des droits; les attentes concernant l'augmentation des produits futurs et des coûts d'exploitation, y compris les coûts de l'électricité, la dotation aux amortissements et les impôts autres que l'impôt sur le résultat; les attentes concernant le BAIIA ajusté; et la résilience de la CTM et de ses activités en réponse aux scénarios de transition énergétique.

Les énoncés prospectifs ne sont pas des garanties de rendement futur. Les résultats réels pourraient être différents si des hypothèses se révèlent inexactes ou encore du fait des risques et incertitudes liés à nos activités ou d'événements qui se produisent après la date du présent rapport. Rien ne garantit que les résultats ou les événements indiqués ou suggérés dans les énoncés prospectifs, ou les plans, intentions, attentes ou croyances qu'ils contiennent ou sur lesquels ils sont fondés, sont corrects ou se produiront ou se réaliseront (ou, s'ils se produisent, les avantages qu'ils pourraient apporter à la CTM).

Cette information prospective reflète nos hypothèses et nos attentes fondées sur l'information disponible au moment où l'information a été donnée. De par sa nature, l'information prospective est assujettie à diverses hypothèses, à divers risques et à diverses incertitudes qui pourraient faire en sorte que nos réalisations et nos résultats réels diffèrent considérablement des résultats ou des attentes prévus qui sont exprimés ou sous-entendus dans cette information.

Hypothèses

Les hypothèses clés sur lesquelles repose l'information prospective contenue dans le présent rapport comprennent, sans toutefois s'y limiter, des hypothèses concernant :

- les résultats financiers et d'exploitation prévus, y compris les modifications prévues de nos activités;
- les prévisions ou les projections concernant les stratégies et les cibles de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie prévus et la disponibilité des fonds provenant de sources de financement externe;
- les coûts, les échéanciers et les dates d'achèvement potentiels des projets prévus, y compris les projets qui sont au stade de la construction, de l'obtention des permis ou de l'élaboration;
- les interruptions de service prévues ou imprévues de nos pipelines et des actifs connexes;
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs;
- les résultats attendus des processus réglementaires et des actions en justice, ainsi que les éventuelles modifications des lois et règlements;
- les conséquences prévues des modifications comptables futures, des engagements et des passifs éventuels;
- la conjoncture prévue du secteur, du marché et de l'économie;
- la demande future d'espace dans nos réseaux de pipelines;
- le rythme de la transition énergétique;
- les taux d'inflation et les prix des marchandises;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change.

Risques et incertitudes

Les risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les événements ou les résultats réels diffèrent considérablement des attentes actuelles comprennent, sans toutefois s'y limiter :

- notre capacité de mettre en œuvre avec succès nos priorités stratégiques et le fait qu'elles produisent, ou non, les résultats et les avantages financiers et opérationnels escomptés;
- la performance d'exploitation de nos pipelines et des actifs connexes;
- l'offre disponible de produits énergétiques et leurs prix;
- la performance et le risque de crédit de nos contreparties;
- les décisions et les résultats d'ordre réglementaire et juridique, ainsi que les éventuelles modifications des lois et règlements;
- l'évolution des prix sur le marché des marchandises, le contexte géopolitique, les épidémies ou les pandémies et la conjoncture économique au Canada et à l'échelle mondiale;
- la réalisation des travaux de construction et l'achèvement des projets d'immobilisations et d'exploitation, y compris la dépendance à l'égard de la disponibilité, du rendement et de l'expertise d'effectifs et d'entrepreneurs possédant des compétences et des qualifications appropriées;

- les manifestations, protestations ou désobéissance civile qui ont un impact sur l'exécution des travaux ou les activités;
- le rythme des initiatives de transition énergétique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale;
- les risques liés aux changements climatiques, y compris les effets des conditions météorologiques inhabituelles et des catastrophes naturelles;
- les effets des changements climatiques et les coûts liés à la conformité aux règlements et aux marchés et les autres coûts associés aux changements climatiques;
- notre capacité à transporter une vaste gamme de produits pétroliers et d'autres carburants;
- les risques liés à l'atteinte à la réputation;
- l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre, du matériel et des matières premières;
- les variations des taux d'intérêt, des taux d'imposition et des cours de change;
- les risques liés à la cybersécurité, à la confidentialité et à l'intégrité des données;
- les risques liés aux progrès technologiques;
- les dangers naturels (inondations, glissements de terrain, séismes, etc.);
- les risques et éventualités décrits à la rubrique « Risques commerciaux » du présent rapport.

L'information prospective doit servir exclusivement aux fins auxquelles elle est destinée, car les résultats réels pourraient être différents. Tous les énoncés prospectifs du présent rapport s'appuient uniquement sur l'information dont nous disposons actuellement et ne s'appliquent qu'à la date à laquelle ils sont formulés. Sauf si les lois applicables l'exigent, nous ne nous engageons aucunement à mettre à jour publiquement, sous forme écrite ou verbale, les énoncés prospectifs qui pourraient être formulés à l'occasion afin de refléter de nouvelles informations, des événements futurs ou pour toute autre raison. L'information et les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport sont expressément visés par cette mise en garde.