



RAPPORT DE LA DIRECTION
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023

Le 7 mars 2024

Le présent rapport de la direction (le « rapport ») doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités de la Corporation Trans Mountain pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (les « états financiers de CTM »), lesquels 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

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. 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. 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

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 »). 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. 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 décembre 2023, la construction du PARTM était achevée à environ 98 %, des dépenses en capital de 27,2 G\$ ont été engagées dans la construction et des coûts de possession de 4,4 G\$ ont été inscrits à l'actif depuis le lancement du projet. L'achèvement des installations mécaniques et la mise en service commerciale du PARTM devraient commencer au deuxième trimestre de 2024.

Mesures juridiques et réglementaires

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 1^{er} juin 2023, et a répondu aux commentaires des parties intéressées le 30 juin 2023. Le 1^{er} août 2023, Trans Mountain a reçu une demande d'information de la Régie concernant la demande visant les droits provisoires, à laquelle elle a répondu le 16 août 2023. Les expéditeurs ont fait parvenir leurs commentaires au début de septembre, auxquels Trans Mountain a répondu le 14 septembre 2023. Le 12 octobre 2023, la Régie a annoncé le processus et l'échéancier pour l'étude de la demande. Le 30 novembre 2023, la Régie a approuvé les droits provisoires préliminaires de Trans Mountain. Dès la mise en service du réseau élargi, 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 quatrième trimestre de 2024.

Le 25 septembre 2023, la Régie a rendu une décision concernant la demande de CTM et a approuvé la déviation qu'elle propose au tracé du pipeline avec l'emprise déjà convenue sur les terres de la nation Stk'emlúpsenc te Secwépemc (SSN) près de Pípsell (Iac Jacko), en Colombie-Britannique.

Le 31 octobre 2023, 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 porte 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.

Au 31 décembre 2023, 31 demandes de mise en service et 10 conditions n'avaient pas encore été approuvées. CTM travaille en étroite collaboration avec la Régie dans le but d'obtenir l'approbation de toutes les demandes de mise en service en cours d'ici avril 2024.

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 et de la dépréciation du goodwill. 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 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Produits des activités ordinaires	123 642	135 430	521 803	478 004
Charges d'exploitation ^{a)}	(77 866)	(82 920)	(332 600)	(291 351)
BAIIA ajusté	45 776	52 510	189 203	186 653
Dotation aux amortissements	(29 491)	(26 526)	(109 274)	(104 331)
Résultat d'exploitation (compte non tenu de la dépréciation du goodwill)	16 285	25 984	79 929	82 322
Dépréciation du goodwill	-	-	888 098	-
Résultat d'exploitation	16 285	25 984	(808 169)	82 322
Composante liée au coût des capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	330 335	217 106	1 165 361	704 334
Charge d'intérêts, déduction faite des coûts de financement par emprunt incorporés	(132 725)	(33 458)	(343 538)	(82 352)
Change et autre	154	52	1 175	3 769
Résultat avant impôt sur le résultat	214 049	209 684	14 829	708 073
Charge d'impôt sur le résultat	(53 816)	(51 425)	(223 242)	(174 076)
Résultat net	160 233	158 259	(208 413)	533 997
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(93 172)	(223 640)	(95 573)	170 295
Dépenses en capital engagées	1 753 965	2 744 090	10 368 263	9 754 327
Débit quotidien moyen				
Livraisons transitant par la canalisation principale (b/j)	337 000	322 000	348 000	323 000
Pipeline Puget Sound (b/j)	217 000	214 000	231 000	209 000
Terminal maritime Westridge (b/j)	43 000	26 000	41 000	31 000

a) Ne tient pas compte de la dotation aux amortissements et de la dépréciation du goodwill.

Situation financière (en milliers de dollars canadiens)	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions	116 239	241 002
Total de l'actif, y compris les travaux en cours du PARTM	35 174 647	25 983 066
Total de la dette	24 340 314	15 052 768

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.

Produits des activités ordinaires

(en milliers de dollars canadiens)	Trimestres clos les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	2023	2022	Variation (%)	2023	2022	Variation (%)
Transport	104 696	117 774	(11) %	447 980	408 248	10 %
Contrats de location	18 326	16 935	8 %	71 331	67 127	6 %
Autres	620	721	(14) %	2 492	2 629	(5) %
Total	123 642	135 430	(9) %	521 803	478 004	9 %

Le total des produits comprend des revenus tirés de trois sources, à savoir le transport, les contrats de location et autres services. Le pipeline Trans Mountain a fonctionné à capacité maximale durant la totalité de 2023 et de 2022, les nominations ayant été échelonnées tout au long de ces périodes. Pour le trimestre clos le 31 décembre 2023, le total des produits a diminué de 11,8 M\$ pour s'établir à 123,6 M\$, contre 135,4 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, le total des produits a augmenté de 43,8 M\$ pour s'établir à 521,8 M\$, comparativement à 478,0 M\$ un an plus tôt.

Les produits tirés du transport ont diminué de 13,1 M\$ au quatrième trimestre de 2023, pour s'établir à 104,7 M\$, comparativement à 117,8 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent en raison d'une baisse des coûts d'exploitation transférables qui ont été recouverts auprès des clients, partiellement annulée par une hausse des produits des activités ordinaires générés par Puget, en raison de l'accroissement du débit. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les produits tirés du transport se sont chiffrés à 448,0 M\$, en hausse de 39,8 M\$, par rapport à 408,2 M\$ pour l'exercice précédent en raison d'une augmentation des coûts d'exploitation transférables qui ont été recouverts auprès des clients, ainsi qu'à la hausse des produits des activités ordinaires générés par Puget, en raison de l'accroissement du débit et de la baisse du dollar canadien.

Les produits locatifs sont surtout liés aux produits tirés des contrats de location de réservoirs de stockage de tiers de CTM. Pour le trimestre clos le 31 décembre 2023, les produits locatifs ont grimpé de 1,4 M\$ pour s'établir à 18,3 M\$, comparativement à 16,9 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les produits locatifs ont augmenté de 4,2 M\$ pour s'établir à 71,3 M\$, comparativement à 67,1 M\$ pour l'exercice précédent. L'augmentation des produits locatifs pour le quatrième trimestre et l'exercice 2023 sont principalement attribuables à la hausse des coûts transférables liés aux réservoirs de stockage de CTM à Edmonton.

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

Charges d'exploitation

(en milliers de dollars canadiens)	Trimestres clos les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	2023	2022	Variation (%)	2023	2022	Variation (%)
Coûts d'exploitation liés au pipeline	32 552	52 797	(38) %	172 380	156 785	10 %
Dotation aux amortissements	29 491	26 526	11 %	109 274	104 331	5 %
Salaires et avantages du personnel	29 851	20 963	42 %	108 168	91 062	19 %
Impôts autres que l'impôt sur le résultat	9 380	8 358	12 %	38 174	36 900	3 %
Frais administratifs	6 083	802	658 %	13 878	6 604	110 %
	107 357	109 446	(2) %	441 874	395 682	12 %
Dépréciation du goodwill	-	-	-	888 098	-	n.s.
Total	107 355	109 446	(2) %	1 329 972	395 682	236 %

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

Les coûts d'exploitation et impôts liés au pipeline du TMPL, autres que l'impôt sur le résultat, sont traités principalement comme des coûts transférés recouverts auprès des clients de 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 récupérés 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 décembre 2023 se sont chiffrés à 32,6 M\$, en baisse de 20,2 M\$ par rapport à 52,8 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. La diminution est principalement attribuable aux recouvrements d'assurance de 10,8 M\$ liés aux inondations survenues en Colombie-Britannique en 2021, ainsi qu'à la baisse des coûts d'électricité, d'intégrité des actifs et de réhabilitation environnementale d'une période à l'autre. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les coûts d'exploitation liés au pipeline ont augmenté de 15,6 M\$, pour s'établir à 172,4 M\$, comparativement à 156,8 M\$ pour l'exercice précédent. L'augmentation s'explique principalement par la hausse des coûts de réhabilitation environnementale découlant des travaux de nettoyage des anciens sites, ainsi que par la hausse des coûts d'électricité, d'intégrité des actifs, de sécurité et d'assurance, partiellement contrebalancées par les recouvrements d'assurance liés aux inondations en Colombie-Britannique en 2021.

La dotation aux amortissements pour le quatrième trimestre de 2023 a augmenté de 3,0 M\$, pour s'établir à 29,5 M\$, comparativement à 26,5 M\$, pour la période correspondante de l'exercice précédent. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, la dotation aux amortissements a augmenté de 5,0 M\$, pour s'établir à 109,3 M\$, comparativement à 104,3 M\$ pour l'exercice précédent. Les hausses du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2023 par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent sont attribuables à la dotation aux amortissements engagée relativement aux entrées d'immobilisations liées au système de pipelines existant effectuées au cours de l'exercice précédent.

La charge liée aux salaires et avantages du personnel pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 a augmenté de 8,9 M\$, pour s'établir à 29,9 M\$, en comparaison de 21,0 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. En 2023, la charge liée aux salaires et avantages du personnel a augmenté de 17,1 M\$, pour se chiffrer à 108,2 M\$, en comparaison de 91,1 M\$ pour l'exercice précédent. Les hausses du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2023 comparativement aux périodes correspondantes de l'exercice précédent découlent principalement des coûts associés à une augmentation des effectifs en vue de la mise en service du réseau pipelinier élargi, ainsi qu'aux obligations commerciales connexes.

Pour le quatrième trimestre de 2023, les impôts autres que l'impôt sur le résultat ont augmenté de 1,0 M\$, pour se chiffrer à 9,4 M\$, par rapport à 8,4 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, tout comme ceux de l'exercice clos le 31 décembre 2023, qui ont augmenté de 1,3 M\$, pour s'établir à 38,2 M\$, par rapport à 36,9 M\$ pour l'exercice précédent. Les hausses du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2023 par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent sont principalement attribuables à l'augmentation des impôts fonciers liés au TMPL et à Puget.

Les frais administratifs du trimestre clos le 31 décembre 2023 ont augmenté de 5,3 M\$, pour s'établir à 6,1 M\$, en comparaison de 0,8 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les frais administratifs se sont accrus de 7,3 M\$ pour s'établir à 13,9 M\$, comparativement à 6,6 M\$ pour l'exercice précédent. Les hausses du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2023 par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent découlent principalement de la hausse des services contractuels externes et des coûts associés à l'accroissement des effectifs.

Dépréciation du goodwill

Au cours du troisième trimestre de 2023, une perte de valeur du goodwill de 888,1 M\$ a été comptabilisée sur la valeur comptable totale du goodwill. Le goodwill était auparavant lié à l'acquisition du TMPL et du pipeline Puget, le 31 août 2018. En raison des facteurs importants, principalement d'une hausse du coût du capital découlant de l'augmentation des taux d'intérêt au Canada ainsi que de changements dans le calendrier de mise en service du PARTM et des coûts connexes, la direction a réalisé un test de dépréciation au 30 septembre 2023. Tout comme pour le plus récent test de dépréciation effectué le 31 décembre 2022, le test de dépréciation était particulièrement sensible aux variations des taux d'actualisation, qui ont eu une incidence sur la juste valeur de l'unité d'exploitation au 30 septembre 2023.

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 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Produits	123 642	135 430	521 803	478 004
Moins : Charges d'exploitation	(107 357)	(109 446)	(1 329 972)	(395 682)
Résultat d'exploitation	16 285	25 984	(808 169)	82 322
Plus : Dotation aux amortissements	29 491	26 526	109 274	104 331
Plus : Perte de valeur du goodwill	-	-	888 098	-
BAIIA ajusté	45 776	52 510	189 203	186 653

Le résultat d'exploitation du quatrième trimestre de 2023 a diminué de 9,7 M\$ pour s'établir à 16,3 M\$, comparativement à 26,0 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le BAIIA ajusté pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 a également diminué de 6,7 M\$, pour s'établir à 45,8 M\$, contre 52,5 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 pour le quatrième trimestre de 2023 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, ce qui a été en partie compensé par l'augmentation des produits des activités ordinaires générés par Puget, découlant de l'accroissement du débit.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, le résultat d'exploitation a diminué de 890,5 M\$ pour une perte de 808,2 M\$, comparativement à un bénéfice de 82,3 M\$ pour l'exercice précédent. La diminution importante du résultat d'exploitation en 2023 par rapport à l'exercice précédent est principalement attribuable à une dépréciation du goodwill de 888,1 M\$ comptabilisée au troisième trimestre de 2023.

En 2023, le BAIIA ajusté s'est accru de 2,5 M\$, pour s'établir à 189,2 M\$, comparativement à 186,7 M\$ pour l'exercice précédent. Comme les coûts transférables ont une incidence similaire sur les produits des activités ordinaires et les charges, l'augmentation du BAIIA ajusté pour 2023 par rapport à l'exercice précédent s'explique surtout par la hausse des produits des activités ordinaires générés par Puget, attribuable à l'accroissement du débit et à la dépréciation du dollar canadien, ce qui a été partiellement contrebalancé 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.

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 330,3 M\$ pour le trimestre clos le 31 décembre 2023, en hausse de 113,2 M\$ par rapport à 217,1 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. En 2023, elle s'est chiffrée à 1 165,4 M\$, en hausse de 461,1 M\$ par rapport à 704,3 M\$ pour l'exercice précédent. Les hausses importantes pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2023 par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent sont attribuables à l'effet cumulatif des dépenses en capital engagées pour le PARTM.

Charge d'intérêts

(en milliers de dollars canadiens)	Trimestres clos les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	2023	2022	Variation (%)	2023	2022	Variation (%)
Intérêts et commissions d'engagement						
Facilité consortiale	258 436	69 897	n.s.	758 944	108 426	n.s.
Facilités de crédit – parties liées	101 825	96 911	5 %	399 073	394 237	1 %
Commission de garantie – parties liées	9 743	8 847	10 %	25 863	36 808	(30) %
Coûts de financement par emprunt incorporés	(233 780)	(137 609)	70 %	(824 705)	(446 425)	85 %
Produits d'intérêts et autres	(3 499)	(4 588)	(24) %	(15 637)	(10 694)	46 %
Charge d'intérêts	132 725	33 458	n.s.	343 538	82 352	n.s.

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

L'augmentation du total des intérêts et des commissions d'engagement et des coûts de financement par emprunt incorporés pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2023, comparativement aux périodes correspondantes 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 des taux d'intérêt plus élevés sur la facilité consortiale de CTM. Se reporter à la rubrique « Liquidités et ressources en capital » pour de l'information complémentaire sur les ententes de financement de CTM.

Impôt sur le résultat

La charge d'impôt sur le résultat pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est chiffrée respectivement à 53,8 M\$ et à 223,2 M\$, ce qui reflète des taux d'imposition effectifs respectifs de 25,1 % et de 24,7 % après normalisation pour tenir compte de la dépréciation du goodwill comptabilisée au troisième trimestre, comparativement à la charge d'impôt sur le résultat du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2022 qui était respectivement de 51,4 M\$ et de 174,1 M\$ et reflétait des taux d'imposition effectifs respectifs de 24,5 % et de 24,6 %. Après normalisation pour tenir compte de la dépréciation du goodwill comptabilisée au troisième trimestre de 2023, les taux d'imposition effectifs pour les trimestres et exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022 correspondaient au taux d'imposition prévu par la loi de 24,67 % de CTM.

Résultat net

Pour les trimestres et exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022, le BAIIA ajusté reflète les résultats des activités de base de CTM, alors que le résultat net tient compte de la dotation aux amortissements, de la dépréciation du goodwill comptabilisée au troisième trimestre de 2023 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 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Dépenses de construction liées au PARTM engagées	1 164 059	2 349 306	8 272 607	8 496 647
Coûts de possession du PARTM ¹⁾	563 070	354 409	1 987 143	1 149 790
PARTM, incluant les éléments de trésorerie et sans effet sur la trésorerie	1 727 129	2 703 715	10 259 750	9 646 437
Dépenses en capital liées au système de pipelines existant	26 836	40 375	108 513	107 890
Total	1 753 965	2 744 090	10 368 263	9 754 327

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

Les dépenses en capital pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2023 sont principalement liées à l'activité de construction relative au PARTM. Au total, des dépenses de construction respectives de 1,2 G\$ et de 8,3 G\$ ont été engagées relativement au PARTM au cours du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Au 31 décembre 2023, la construction du PARTM était achevée à environ 98 % et il restait moins de 4 kilomètres de canalisation à installer. CTM a réalisé d'importants progrès aux franchissements de cours d'eau et d'autoroutes : la construction dans la région des basses-terres continentales est achevée à 97 %, tandis que les installations du PARTM en Alberta et en Colombie-Britannique (y compris le terminal d'Edmonton et les stations de pompage en Alberta et en Colombie-Britannique) sont achevées à plus de 99 %.

Un certain nombre de jalons importants du PARTM ont été atteints au cours du quatrième trimestre de 2023, notamment :

- le parachèvement de la réactivation de l'ensemble des conduites sur le plan mécanique (octobre);
- le parachèvement de la mise en service à sec des installations du terminal d'Edmonton et de toutes les stations de pompage (novembre);
- les étapes importantes de la construction dans la région des basses-terres continentales de la Colombie-Britannique, notamment :
 - le parachèvement des installations mécaniques de l'ensemble des 12 réservoirs du terminal de Burnaby nécessaires à la mise en marche;
 - le parachèvement des installations mécaniques du terminal Westridge, y compris l'ensemble des installations nécessaires à la mise en marche;
 - le parachèvement des installations mécaniques du tronçon 7A (décembre);
 - la finalisation des soudures de la canalisation principale du tronçon 7B (novembre);
- le parachèvement de toutes les traversées sans tranchée importantes à l'exception de deux au lac Jacko et une à Mountain 3.

Au cours du premier trimestre de 2024, la quasi-totalité des actifs construits pour le PARTM sont passés à l'étape de l'exploitation, à l'exception du franchissement Mountain 3.

CTM planifie et vise actuellement la mise en service du réseau pipelinier élargi au cours du deuxième trimestre de 2024 à la suite du parachèvement du franchissement Mountain 3, de l'obtention des approbations réglementaires au début de l'exploitation et des activités liées au remplissage de la ligne.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2023, les dépenses en capital liées au système de pipelines existant se sont chiffrées à 26,8 M\$, dont une tranche de 4,8 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 22,0 M\$ était liée à des projets d'investissement de maintien visant à assurer la sécurité et la fiabilité de l'exploitation du TMPL.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les dépenses en capital liées au système de pipelines existant se sont chiffrées à 108,5 M\$, dont une tranche de 20,1 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 88,4 \$, à des projets d'investissement de maintien, dont un montant de 13,0 M\$ se rattachait aux interventions non courantes réalisées antérieurement par suite des inondations en Colombie-Britannique. Les autres dépenses en capital pour 2023 sont rattachées à d'autres projets d'investissement de maintien courants visant à assurer la sécurité et la fiabilité de l'exploitation du TMPL.

Au cours de l'exercice précédent, les dépenses en capital liées au système de pipelines existant étaient principalement liées à l'intervention en raison des inondations en Colombie-Britannique et aux projets d'investissement de maintien courants et se chiffraient à 40,4 M\$ et à 107,9 M\$, respectivement, pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Liquidités et ressources en capital

Les principaux besoins de CTM en matière de liquidités et de ressources en capital portent sur le financement de la construction actuelle du PARTM, les paiements d'intérêts exigibles et la constitution du fonds de roulement. Au 31 décembre 2023, les principales sources de financement de 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. En outre, les hypothèses relatives à la continuité de l'exploitation de CTM sont décrites à la note 2 des états financiers consolidés audités pour l'exercice clos les 31 décembre 2023.

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 essentiellement 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, le 29 avril 2022, CTM a conclu une convention de crédit auprès d'un consortium de prêteurs (la « convention de crédit consortiale ») pour une facilité d'un an (la « facilité consortiale ») de 10 G\$, qui comprend une garantie fournie par le gouvernement du Canada.

Le 24 mars 2023, la Corporation a modifié et mis à jour la facilité consortiale pour y inclure une facilité de lettres de crédit (la « facilité LC ») de 100 M\$ et pour modifier la facilité consortiale. Les facilités modifiées incluent encore une garantie fournie par le gouvernement du Canada, qui a augmenté en même temps que les modifications de la convention de crédit consortiale. La facilité consortiale a été modifiée pour devenir une facilité renouvelable non garantie de premier rang de deux ans conforme aux principes de l'Équateur 4 (« EP4 ») et pour porter le crédit disponible à 10,9 G\$. EP4 est 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, CTM ayant la possibilité de demander certaines modalités de prolongation jusqu'au 31 août 2025.

Le crédit disponible aux termes de la facilité consortiale a été augmenté à trois reprises en 2023. La plus récente augmentation, à 17,9 G\$, a été faite le 30 novembre 2023. Au 31 décembre 2023, le crédit disponible combiné aux termes de la convention de crédit consortiale totalisait 18,0 G\$. Chaque 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 inutilisée avec Financière TMP datée du 25 mars 2019 (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 27 octobre 2023, en raison des exigences accrues en matière de capacité financière imposées par la Régie relativement au réseau élargi, la marge de crédit liée à la capacité financière de TMP LP a été portée de 500,0 M\$ à 550,0 M\$.

Le total des apports en capital de la Financière TMP et le crédit disponible total de CTM au 31 décembre 2023 et l'encours de crédit aux 31 décembre 2023 et 2022 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 décembre 2023	Encours au 31 décembre 2023	Encours au 31 décembre 2022
Facilité consortiale	17 900 000	16 090 000	7 200 000
Facilité d'acquisition	2 506 350	2 506 350	2 506 350
Facilité de crédit de construction	5 743 964	5 743 964	5 346 418
Marge de crédit liée à la capacité financière	550 000	-	-
Total de la dette	26 700 314	24 340 314	15 052 768
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		31 754 964	22 467 418

Résumé des résultats trimestriels

(en milliers de dollars canadiens)	T4 2023	T3 2023	T2 2023	T1 2023	T4 2022	T3 2022	T2 2022	T1 2022
Produits								
des activités								
ordinaires	123 642	137 946	126 280	133 935	135 430	121 630	113 276	107 668
BAIIA ajusté	45 776	45 067	48 219	50 141	52 510	45 718	46 283	42 142
Résultat net	160 233	(724 914)	172 112	184 156	158 259	139 744	128 772	107 222

TMPL est une entité réglementée régie 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 comme 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 au deuxième trimestre de 2023.

Le résultat net affiche une croissance régulière pour les huit derniers trimestres, 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, une dépréciation du goodwill a entraîné une perte nette au troisième trimestre 2023.

Perspectives financières pour 2024

L'exercice 2024 marquera une transformation pour CTM, puisque l'achèvement des installations mécaniques et la mise en service commerciale du PARTM devraient avoir lieu au deuxième

trimestre. À la date du présent rapport, au cours de la première année complète d'exploitation, CTM s'attend à dégager un BAIIA ajusté d'environ 2,5 G\$.

À la date du présent rapport, les dépenses en capital visant le PARTM devraient totaliser environ 2,7 G\$ en 2024, dont 0,8 G\$ pour la PFUPC, et des dépenses additionnelles de quelque 105 M\$ sont prévues à l'égard d'autres projets d'investissement et de la mise hors service d'immobilisations.

Ces prévisions reposent sur un certain nombre d'hypothèses qui reflètent de l'information disponible à la date du présent rapport, dont les suivantes :

- Demande de transport soutenue vers la côte ouest du Canada et l'État de Washington.
- Produits des activités ordinaires enregistrés sur la base des droits contractuels approuvés par la Régie sur une base provisoire, qui font actuellement l'objet d'un examen.
- Disponibilité du financement par emprunt supplémentaire de sources de financement externes.

Les événements et les résultats réels pourraient différer de nos attentes et être considérablement différents en raison d'hypothèses, de risques ou d'incertitudes liés à nos activités qui surviennent après la date du présent rapport.

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 CTM depuis le début de l'exercice 2023.

Santé et sécurité	2023	Moyenne sur trois ans de CTM
Taux d'accidents de véhicule évitables (par million de km parcourus)	0,20	0,10
Taux d'accidents de travail à déclarer ¹⁾		
Employés	0,56	0,36
Sous-traitants	0,46	0,77
Sous-traitants – PARTM	0 52 ³⁾	s.o.
Environnement		
Taux des fuites de matières ²⁾	0,00	0,53
Volume des fuites (m ³) ³⁾	0,00	52,24

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.

3) Mesuré à partir du commencement du projet jusqu'au 31 décembre 2023.

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 2023.

Critères environnementaux, sociaux et de gouvernance

En juin 2023, CTM a publié son troisième rapport 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 CTM, rapport que l'on peut lire sur notre site Web à l'adresse <https://www.transmountain.com/fr/esg-report>.

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

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.

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 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 : 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 CTM des risques liés au climat et à améliorer son programme de GRE. Le programme de GRE de 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 : 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 CTM. Au cours des trois derniers exercices, 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, 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, CTM a effectué un exercice de modélisation des scénarios de transition énergétique. Au début de 2024, CTM a mis à jour ses hypothèses de modélisation pour tenir compte des versions les plus récentes des scénarios. 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 »). 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. 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 rendement 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 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, 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 CTM jusqu'en 2045 :

- **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.
- **CTM a une faible empreinte GES et s'engage à la réduire encore davantage.** Par conséquent, CTM peut aider les clients à soutenir la concurrence dans des marchés de plus en plus axés sur le carbone. 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.
- **CTM peut tirer parti de sa flexibilité.** 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, 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 liés à la transition : Malgré les scénarios de modélisation qui entraînent l'utilisation de la pleine capacité de son réseau de pipelines, 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. 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 : CTM surveille les émissions de GES générées par ses activités quotidiennes et publie son rendement annuel dans son rapport ESG. Les objectifs de 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 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 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. 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 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, CTM dispose également de ressources financières telles que des fonds en caisse et l'accès à des marges de crédit.

Risques liés au PARTM

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. La réalisation du PARTM nécessitera des dépenses en capital importantes et CTM devra s'assurer de la disponibilité continue du financement pour mener à bien le PARTM.

L'issue de l'examen par la Régie 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 le Régie en raison de questions soulevées par les expéditeurs, les étapes du processus se poursuivant jusqu'au quatrième trimestre de 2024, pourrait avoir une incidence future sur nos flux de trésorerie. La capacité de 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 CTM. Les flux de trésorerie d'exploitation futurs de 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

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 du PARTM et 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 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 ont 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 fluctuations des taux 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 la construction, le calendrier, l'incidence, la capacité et les résultats du PARTM, ainsi que sur le calendrier d'achèvement mécanique et de mise en service; sur l'approbation de toutes les demandes de mise en service en cours par la Régie d'ici la fin du premier trimestre de 2024; sur l'engagement des expéditeurs concernant le PARTM agrandi; sur les dates d'échéance de nos facilités de crédit; sur les dépenses en capital, sur la mise hors service d'immobilisations; sur la demande soutenue de produits pétroliers vers la côte ouest du Canada et dans l'état de Washington; sur les produits anticipés tirés des droits; sur les attentes concernant le BAIIA ajusté et sur la résilience de 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 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 ou 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;
- les hypothèses de la rubrique « Perspectives financières pour 2024 » du présent rapport.

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, l'épidémie ou la pandémie 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 fluctuations des taux d'intérêt, d'imposition et 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.