



Canada Development
Investment Corporation

La corporation de développement
des investissements du Canada

LA CORPORATION DE DÉVELOPPEMENT
DES INVESTISSEMENTS DU CANADA

RÉSUMÉ DU PLAN D'ENTREPRISE de 2023 à 2027

et

RÉSUMÉ DU BUDGET D'INVESTISSEMENT de 2023

AVRIL 2023

**RÉSUMÉ DU PLAN D'ENTREPRISE DE LA CDEV
TABLE DES MATIÈRES**

1.0	RÉSUMÉ ET PROFIL DE L'ENTREPRISE	3
2.0	MANDAT ET APERÇU DE L'ENTREPRISE	6
3.0	GOVERNANCE D'ENTREPRISE ET CONTEXTE D'EXPLOITATION	9
4.0	RENDEMENT DE L'ENTREPRISE	10
5.0	OBJECTIFS ET STRATÉGIES DE LA CDEV POUR LA PÉRIODE ALLANT DE 2023 À 2027.....	12
6.0	SECTION FINANCIÈRE	20
	ANNEXE A-1 – ORGANIGRAMME ET CONSEIL D'ADMINISTRATION	27
	ANNEXE A-2 – ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS PRO FORMA DE LA CDEV POUR LES EXERCICES ALLANT DE 2023 À 2027.....	29
	ANNEXE B – PLAN D'ENTREPRISE DE 2023 À 2027 DE CTM	
	ANNEXE C – PLAN D'ENTREPRISE DE 2023 À 2027 DE LA SGCH	
	ANNEXE D – PLAN D'ENTREPRISE DE 2023 À 2027 DE LA CFUEC	

1.0 RÉSUMÉ ET PROFIL DE L'ENTREPRISE

Qui nous sommes

La Corporation de développement des investissements du Canada (la « Corporation » ou la « CDEV ») a été constituée en société en 1982 conformément aux dispositions de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* et elle appartient en totalité à Sa Majesté le Roi du chef du Canada. La CDEV est une société d'État mandataire inscrite à la partie II de l'annexe III de la *Loi sur la gestion des finances publiques* et elle n'est pas assujettie aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu*. La CDEV relève du Parlement par l'entremise du ministre des Finances. La CDEV possède les filiales en propriété exclusive suivantes, soit la Société de gestion Canada Hibernia (la « SGCH »), Canada Eldor Inc. (« CEI »), la Corporation de financement d'urgence d'entreprises du Canada (la « CFUEC ») et Financière Canada TMP Ltée (« Financière TMP »), laquelle est propriétaire de Corporation Trans Mountain (« CTM ») et de ses filiales. En décembre 2022, le Fonds de croissance du Canada (le « FCC »), une cinquième nouvelle filiale, a été créé pour faire des investissements qui catalyseront d'importants investissements du secteur privé dans des entreprises et des projets canadiens pour aider à transformer et à faire croître l'économie canadienne à grande vitesse et à grande échelle sur la voie de la carboneutralité. Une sixième filiale a été créée au début de 2023, soit la Corporation d'innovation du Canada (la « CIC »), dont le mandat est de maximiser l'investissement des entreprises dans la recherche et le développement dans tous les secteurs et toutes les régions au Canada afin de promouvoir l'innovation comme moteur de croissance économique.

Le mandat principal de la CDEV est de gérer les actifs du gouvernement qui lui sont confiés dans une perspective commerciale. La CDEV entreprend également des analyses de certains actifs du gouvernement dans une perspective commerciale de même que la mise en place des entreprises publiques en développement, à la demande du ministre des Finances.

Ce que nous faisons

La CFUEC gère la mise en œuvre du programme du gouvernement appelé Crédit d'urgence pour les grands employeurs (le « CUGE »). Le conseil d'administration de la CFUEC compte deux administrateurs de la CDEV en plus du président et chef de la direction de la CDEV, qui est un dirigeant de la CDEV. En juillet 2022, la ministre a demandé à la CFUEC de ne plus accepter ni traiter de nouvelles demandes de prêts dans le cadre du CUGE.

La CDEV est responsable de la collecte des sommes versées par les propriétaires aux termes des ententes de participation au bénéfice net et de participation accessoire au bénéfice net (collectivement, les « ententes de participation au bénéfice net ») dans le cadre du projet pétrolier extracôtier Hibernia, et de toutes les obligations connexes.

Nous veillerons à communiquer les informations appropriées pour aider le gouvernement à respecter son engagement envers la province de Terre-Neuve-et-Labrador.

La CDEV, par l'entremise de sa filiale Financière TMP, détient CTM et son projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain. Le BAIIA de 2022 de CTM, calculé aux termes du référentiel comptable que sont les PCGR des États-Unis, devrait se chiffrer à 187 millions de dollars. Financière TMP a fourni du financement à CTM pour son projet d'agrandissement jusqu'en avril 2022, moment auquel CTM a négocié ses propres ressources financières et remboursé les emprunts, intérêts compris, suivant l'annonce faite par le gouvernement en février 2022 concernant CTM. Au cours du premier trimestre de 2023, CTM a préparé une estimation de coût révisée du PARTM ainsi qu'un calendrier révisé présenté ci-après.

La SGCH détient une participation directe dans la plateforme de production pétrolière extracôtière Hibernia. La SGCH continue de dégager des bénéfices, les prévisions pour 2022 quant au volume de ventes se chiffrant à 2,29 millions de barils de pétrole. Les prévisions pour 2022 quant au bénéfice net sont de 51 millions de dollars, contre un bénéfice net de 64 millions de dollars pour 2021.

CEI continue de payer les coûts relatifs à la mise hors service de l'ancien site minier et les prestations de retraite de certains anciens employés.

Le FCC a été constitué le 13 décembre 2022 et il sera mis en place par la CDEV en 2023 en vue d'effectuer des investissements judicieux. Nous travaillerons en collaboration avec le ministre des Finances pour nommer les membres du conseil d'administration et de la direction. Nous assisterons le conseil d'administration et la direction du FCC jusqu'à ce que celui-ci ait développé ses capacités opérationnelles. Le FCC devrait effectuer ses premiers investissements en 2023. Pour atteindre cet objectif, il pourrait conclure des conventions de gestion de placements avec des gestionnaires de placements dans le but de mettre en commun leurs ressources et leur expérience dans l'exécution de transactions commerciales complexes. Des dépenses d'investissement de 4 milliards de dollars ont été prévues au budget pour le FCC en 2023 pour s'assurer qu'il a la capacité de faire ses investissements initiaux.

La CIC a été constituée le 8 février 2023 et elle sera mise en place en tant que filiale en propriété exclusive de la CDEV. Nous travaillerons en collaboration avec le ministre des Finances pour nommer les membres du conseil d'administration et de la direction.

La principale tâche de la CDEV en 2023, et ce jusqu'en 2027, sera de superviser la gestion de CTM, d'assurer la construction du PARTM et de préparer l'entité en vue de son dessaisissement, y compris cerner les occasions d'intégrer la participation économique des Autochtones. Nous continuerons de travailler en étroite collaboration avec le gouvernement et CTM en vue de trouver d'autres sources de financement pour le PARTM.

Les principaux risques pesant sur la CDEV sont liés à l'incertitude quant au calendrier et au coût total du PARTM.

La CFUEC a relevé trois principaux risques qui nécessitent un niveau plus élevé d'attention compte tenu de leur incidence sur la Corporation, à savoir le risque de crédit lié au portefeuille, le risque macroéconomique et le risque climatique lié au portefeuille. L'évaluation et l'atténuation des autres risques se poursuit.

Budget d'investissement

Le budget d'investissement total de la CDEV pour 2023 de 14,4 milliards de dollars se compose de 7,2 milliards de dollars de dépenses d'investissement en trésorerie pour le PARTM, plus des fonds pour éventualités et des réserves pour risques de 1,7 milliard de dollars, des intérêts inscrits à l'actif se rapportant au PARTM de 1,3 milliard de dollars, des dépenses d'investissement de maintien de 123 millions de dollars pour CTM, des dépenses de 29 millions de dollars pour la SGCH et des dépenses d'investissement et de démarrage de 4 milliards de dollars pour le FCC. Les dépenses d'investissement et de démarrage pour la CIC pourraient s'élever jusqu'à 5 millions de dollars en vue de l'acquisition d'un bien immobilier et de systèmes informatiques au besoin.

Le présent plan d'entreprise est fondé sur l'hypothèse selon laquelle toutes les dépenses de construction et de financement du PARTM seront financées au moyen d'emprunts consentis par un syndicat de banques commerciales et, possiblement, de l'émission de titres d'emprunt ou de capitaux propres ou encore d'autres sources de financement. Les prêts syndiqués peuvent inclure des garanties du gouvernement ainsi que des prêts non garantis pour lesquels les actifs de CTM sont donnés en nantissement. Le plan de CTM est fondé sur l'hypothèse selon laquelle les travaux mécaniques seront terminés au quatrième trimestre de 2023, la grande majorité des coûts du projet étant engagés d'ici le milieu de 2023. Toutefois, CTM a relevé des risques qui, s'ils se matérialisaient, repousseraient l'achèvement des travaux mécaniques jusqu'en 2024 et entraîneraient une hausse des coûts.

2.0 MANDAT ET APERÇU DE L'ENTREPRISE

Mandat

Les statuts constitutifs de la CDEV nous confèrent un mandat très large. La CDEV a été constituée en société afin de fournir un organe commercial aux placements de l'État et pour gérer les avoirs commerciaux du Canada. La CDEV a pour objectif principal d'exercer toutes ses activités dans l'intérêt du Canada, dans une perspective commerciale.

En novembre 2007, la ministre des Finances a écrit au président du conseil d'administration et a indiqué que la CDEV, en ce qui concerne ses activités futures, « devra dorénavant se forger un avenir axé sur la gestion continue de ses actifs actuels dans une perspective commerciale et prêter son concours au gouvernement dans la recherche de nouvelles orientations qui conviennent aux capacités de la CDEV, tout en conservant la capacité de se dessaisir de ses actifs actuels et de toute autre participation de l'État, à la demande de la ministre des Finances ». La CDEV continue à exercer ses activités dans le cadre de ce mandat.

Dans le cadre de ce qui précède, la CDEV participera à la mise en place du FCC et de la CIC. La CDEV possède de l'expérience dans la mise en place de tels programmes, comme la CFUEC et la mise en place initiale de PPP Canada Inc.

La vision de la CDEV : être la ressource principale de l'État canadien en matière d'évaluation, de gestion et de dessaisissement de ses actifs commerciaux.

La mission de la CDEV : agir dans l'intérêt du Canada, au nom du ministre des Finances, et offrir un jugement et des pratiques commerciales solides en matière d'évaluation, de gestion et de dessaisissement des actifs de l'État canadien.

Aperçu des activités

Les activités de la CDEV sont déterminées par les priorités du gouvernement. La Corporation et ses filiales sont gérées dans une perspective commerciale, selon les politiques et les directives établies par le gouvernement. La CDEV a géré la vente de certains actifs de l'État et a aidé le gouvernement, à sa demande, en effectuant des analyses de certains actifs du gouvernement fédéral.

Financière Canada TMP Ltée et Corporation Trans Mountain

Financière TMP est propriétaire de CTM et en est également l'entité de financement. Le total des avances en trésorerie à CTM s'élève à 15 milliards de dollars, sous forme de prêts et de participation aux capitaux propres. Financière TMP a cessé de fournir du financement, et tous les intérêts facturés (au taux de 5,0 % par année) à CTM sont payés en nature et ajoutés au solde du prêt. Cette structure est conforme à l'entente relative au régime de droits intervenue entre la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie ») et les expéditeurs du pipeline Trans Mountain.

Corporation Trans Mountain

Veillez vous reporter à l'annexe B pour obtenir de plus amples renseignements sur CTM et son plan quinquennal. CTM détient la société en commandite Trans Mountain Pipeline Limited (l'exploitant du pipeline Trans Mountain), Trans Mountain Pipeline ULC, (l'entité réglementée et le commandité du pipeline), Trans Mountain Canada Inc. (l'employeur et l'entité de service) et Trans Mountain Puget Inc. (qui détient la section américaine du réseau), comme l'illustre l'organigramme qui figure à l'annexe A-1.

La CDEV continuera de collaborer avec le gouvernement pour mener à bien les prochaines étapes de la participation économique des Autochtones dans Trans Mountain.

Rentrées de la PBN provenant des propriétaires du projet Hibernia

La CDEV est responsable de l'entente de participation au bénéfice net (la « PBN ») et de l'entente de participation accessoire au bénéfice net (la « PABN ») du projet de développement Hibernia en vertu d'un protocole d'entente signé. La PBN permet au gouvernement, et désormais à la CDEV, de recevoir environ 10 % de tous les bénéfices de la production pétrolière du champ principal d'Hibernia (c'est-à-dire la PBN) ainsi que 10 % des redevances provenant des activités accessoires d'Hibernia (c'est-à-dire la PABN), comme le prolongement sud d'Hibernia. La cessation de la PABN est prévue en 2023. Le bénéfice net s'entend des produits spécifiques, diminués de certaines charges d'exploitation et dépenses d'investissement en trésorerie engagées par les propriétaires, moins les paiements de redevances.

La SGCH

La SGCH a été créée en mars 1993 aux seules fins de détenir, de gérer, d'administrer et d'exploiter une participation directe de 8,5 % dans le projet Hibernia. L'objectif principal de la SGCH est de gérer de manière commerciale sa participation dans le projet Hibernia, s'assurant ainsi que l'actif demeure prêt à la vente si jamais l'État canadien décidait de s'en dessaisir. Ces fonctions sont assurées par une équipe de direction chevronnée qui opère à partir de Calgary, et un conseiller technique a pour mandat de préparer des rapports d'évaluation technique et économique des réserves (voir l'annexe C).

CEI

CEI, par l'entremise de Cameco, gestionnaire et détenteur de la licence d'exploitation du site minier Beaverlodge, continue de gérer les biens pour lesquels elle a reçu une licence. CEI a pour objectif de transférer les biens restants au programme de contrôle institutionnel (« CI ») du gouvernement de la Saskatchewan. La période d'autorisation actuelle pour les biens se termine en 2023. Compte tenu des retards dans le transfert de certains biens, il est prévu qu'une prolongation de deux ans de la licence sera requise et demandée en 2023.

La CFUEC

La CFUEC a été établie en mai 2020 pour soutenir la reprise des entreprises et des secteurs d'activités du Canada par suite de l'incidence économique de la situation d'urgence engendrée par la pandémie de COVID-19 en administrant le CUGE. Le mandat initial de la CFUEC consistait à offrir du financement aux grandes entreprises canadiennes qui sont dans l'impossibilité d'obtenir du financement additionnel sur les marchés des capitaux en raison du contexte caractérisé par la hausse du risque de crédit. En juillet 2022, la ministre a demandé à la CFUEC de ne plus accepter ni traiter de nouvelles demandes de prêts dans le cadre du CUGE. La CFUEC se concentrera désormais sur la gestion de son portefeuille de prêts existants (voir le plan d'entreprise de la CFUEC à l'annexe D).

Le portefeuille de la CFUEC se compose de cinq emprunteurs, dont quatre sont des compagnies aériennes canadiennes. Trois types de prêts ont été consentis : des prêts garantis et non garantis dans le cadre du CUGE et des prêts non garantis aux compagnies aériennes pour le remboursement de bons de voyage. Dans le cadre d'une entente de financement avec Air Canada, la CFUEC a acheté des actions avec droit de vote de catégorie B d'Air Canada d'une valeur de 21,6 millions de dollars qu'elle détient toujours. Dans le cadre de ses prêts à Air Transat, elle détient également des bons de souscription de la société. Il convient de noter que, compte tenu des dispositions des IFRS, les résultats financiers de la CFUEC et ceux de la CDEV n'ont pas été consolidés et, par conséquent,

les tableaux de résultats financiers ci-joints ne tiennent pas compte des résultats de la CFUEC. Les projections financières de la CFUEC sont présentées dans le plan d'entreprise de la CFUEC, qui figure à l'annexe D.

Fonds de croissance du Canada (le « FCC »)

La CDEV aidera le gouvernement à mettre en place le FCC, soit la filiale de la CDEV nouvellement constituée. Les travaux consistent à choisir les administrateurs et les dirigeants appropriés pour la société, à élaborer un plan de mise en œuvre ainsi qu'une stratégie de communication et de relations avec les intervenants, des politiques d'investissement et un cadre de présentation de l'information dans le but de préparer le FCC à faire ses premiers investissements en 2023.

Corporation d'innovation du Canada (la « CIC »)

La CDEV aidera le gouvernement à lancer la CIC, à nommer des membres de la haute direction et à recruter du personnel étant donné que la législation désignant la CIC comme une société d'État distincte devrait être adoptée en 2023.

3.0 GOUVERNANCE D'ENTREPRISE ET CONTEXTE D'EXPLOITATION

La gestion de la CDEV est assurée par une équipe établie à Toronto et dirigée par un président et chef de la direction. La direction travaille en étroite collaboration avec des conseillers, des avocats ainsi qu'avec les membres du conseil d'administration et ceux de la direction des filiales en vue d'assurer la bonne marche de la Corporation et de ses filiales. La CDEV compte actuellement dix employés à temps plein. Elle retient également les services de plusieurs entrepreneurs, principalement pour l'aider à superviser le déroulement du PARTM de CTM.

La CDEV relève du Parlement par l'entremise du ministre des Finances. Le conseil d'administration de la CDEV surveille et supervise les activités et les affaires de la CDEV. L'annexe A-1 présente l'organigramme de la Corporation et la liste actuelle des membres du conseil d'administration et des dirigeants de la CDEV ainsi que des comités du conseil d'administration de la CDEV et de chacune de ses filiales.

4.0 RENDEMENT DE L'ENTREPRISE

4.1 Évaluation des résultats de 2022

Le tableau ci-dessous présente notre rendement réel en 2022 comparativement aux objectifs énoncés dans le plan d'entreprise de 2022 à 2026 :

Objectifs de 2022	Résultats de 2022
Superviser et surveiller CTM et lui fournir un soutien stratégique.	<p>La CDEV a poursuivi ses solides relations de travail avec la direction de CTM; elle a participé à la planification stratégique et aux séances d'examen, notamment à la réalisation d'une nouvelle estimation du coût du projet qui tient compte des répercussions des inondations en 2021. Modification du plan d'entreprise de 2022 pour prendre en compte les hausses de coûts et l'échéancier révisé du PARTM. Les membres de la direction et le président du conseil de la CDEV ont assisté aux réunions du conseil d'administration et des comités de CTM.</p> <p>Le BAIIA de CTM en 2022 devrait selon les prévisions s'élever à 187 millions de dollars, comparativement au BAIIA de 181 millions de dollars figurant au plan de 2022.</p>
Rester prêt à se départir de CTM ou à appuyer le recours à d'autres sources de financement de CTM.	Négociation d'une nouvelle facilité de prêts commerciaux syndiqués; remboursement des avances de prêt postérieures au 18 février 2022; plafonnement des prélèvements en trésorerie sur le Compte du Canada; négociation d'une majoration de la facilité de prêts syndiqués.
Fournir du financement à CTM.	<p>Le montant disponible sur la facilité de prêts au titre du Compte du Canada est plafonné en ce qui a trait aux prélèvements en trésorerie;</p> <p>Tous les intérêts versés dans le Compte du Canada sont payés en nature et ajoutés au principal.</p> <p>Le montant disponible sur la facilité de crédit pour la Régie reste d'un maximum de 700 millions de dollars, mais seuls 500 millions de dollars sont requis.</p>
Assister la CFUEC dans la mise en œuvre du CUGE.	Les employés de la CDEV ont assuré toutes les fonctions de gestion et d'exploitation de la CFUEC.

<p>Gérer la participation directe dans Hibernia par l'intermédiaire de la SGCH; maintenir les actifs de manière à ce qu'ils soient prêts en vue de leur éventuel dessaisissement et en maximiser la valeur dans la mesure du possible; aider le gouvernement à satisfaire à ses obligations relatives aux flux de revenus d'Hibernia.</p>	<p>Aucun fait nouveau important touchant la SGCH; Les produits de la SGCH ont augmenté en parallèle avec les prix mondiaux du pétrole; Détails fournis au gouvernement sur les flux de revenus liés au projet pétrolier Hibernia. Le bénéfice net attendu de la SGCH est de 104 millions de dollars, contre une prévision de 51 millions de dollars.</p>
<p>Gérer les responsabilités de la CDEV liées à la PBN et à la PABN.</p>	<p>Nous avons géré la collecte des sommes versées par les propriétaires d'Hibernia au titre de la PBN, et les responsabilités liées aux fonctions d'audit en ce qui a trait aux versements reçus aux termes de l'entente de la PBN. Les entrées prévues en 2022 se chiffrent à 287 millions de dollars, contre 240 millions de dollars en 2021.</p>
<p>Gérer efficacement les activités de la CDEV.</p>	<p>Les coûts d'exploitation, exclusion faite des coûts des projets professionnels, devraient s'établir à 4,5 millions de dollars selon les prévisions, ce qui est inférieur aux coûts de 4,9 millions de dollars selon le plan. Des coûts pouvant atteindre 3,7 millions de dollars en 2021 sont attribuables à la hausse des coûts liés à l'augmentation de l'effectif des RH et des frais juridiques.</p>
<p>Assister le gouvernement dans la mise en place de nouvelles sociétés.</p>	<p>La CDEV a mis en place le FCC en décembre 2022 et la CIC au début de 2023 en tant que filiales en propriété exclusive. Le projet de loi devrait être déposé en 2023, faisant en sorte que la CIC sera reconnue comme une société d'État distincte.</p>

CTM

Depuis son acquisition jusqu'à la fin de 2022, CTM aura dépensé plus de 18 milliards de dollars (à l'exclusion des coûts de financement) pour le projet. Il est à noter que l'estimation du coût total du projet a considérablement augmenté depuis le dernier plan, et que des retards dans l'achèvement prévu ont conduit à une augmentation du financement disponible pour le projet.

Nous sommes toutefois toujours en faveur de la poursuite du développement du projet compte tenu du rendement supérieur d'un investissement supplémentaire et des coûts engagés à ce jour, lesquels seraient comptabilisés en pertes si le projet était annulé. Notre objectif, ainsi que celui du conseil d'administration et de la direction de CTM, est de mener à bien le projet en toute sécurité, au moindre coût et aussi rapidement que possible afin de préserver les rendements économiques qui restent plus élevés que nos coûts de financement actuels.

Soldes des emprunts au 31 décembre 2022 compte tenu des paiements d'intérêts en nature :

Facilité de crédit à l'acquisition (Compte du Canada)	4,7 milliards \$
Facilité de crédit à la construction (Compte du Canada)	11,4
Emprunt commercial syndiqué (garanti par le gouvernement)	<u>7,2</u>
Total	23,3 \$

5.0 OBJECTIFS ET STRATÉGIES DE LA CDEV POUR LA PÉRIODE ALLANT DE 2023 À 2027

L'objectif principal de la CDEV est de gérer d'une façon commerciale les intérêts du gouvernement qui lui sont confiés. Les principaux domaines d'activités pour l'exercice 2023 et les années subséquentes sont les suivants :

- Superviser et surveiller Corporation Trans Mountain et lui fournir un soutien stratégique. Conformément au plan d'entreprise de CTM (annexe B), les objectifs clés de CTM pour l'exercice 2023 sont :
 - de poursuivre l'exploitation du réseau pipelinier Trans Mountain et du réseau de Puget existants de façon sûre et efficiente;
 - de mener à bien la construction du PARTM d'une manière sûre, respectueuse de l'environnement et commercialement viable.

- Rester prêt à se départir d'une partie ou de la totalité de CTM ou à appuyer le recours à d'autres sources de financement pour le PARTM en tenant compte du meilleur moment et de la structure d'un dessaisissement eu égard aux risques du projet. Aussi, donner des conseils sur les différentes façons d'intégrer la participation économique des groupes autochtones dans CTM.
- Aider CTM à obtenir les ressources financières nécessaires pour achever le PARTM et le mettre en service.
- Assister la CFUEC dans la gestion de son portefeuille de prêts. Cela comprend la surveillance des prêts et la recherche de solutions aux défis auxquels font face les emprunteurs, ainsi que la gestion des remboursements de prêts et des flux de trésorerie.
- Gérer la participation directe dans le champ pétrolifère Hibernia par l'entremise de notre filiale, la SGCH, avec une approche commerciale prudente. Travailler avec les responsables gouvernementaux pour aider le gouvernement à satisfaire à ses obligations relatives aux flux de revenus d'Hibernia gérés par la CDEV.
- Continuer à maintenir la SGCH sur la voie d'une vente éventuelle.
- Gérer les responsabilités de la CDEV liées à la PBN et à la PABN, y compris toute fonction d'audit et les rentrées de fonds au titre de la PBN provenant des propriétaires d'Hibernia.
- Gérer les activités de la CDEV de manière à maintenir sa capacité à exécuter toutes les tâches qui lui sont confiées de façon efficiente. Il s'agit notamment de s'assurer que les employés et la direction sont mobilisés et reçoivent une formation sur les enjeux pertinents, comme la mise en place d'une infrastructure informatique appropriée pour le travail à domicile, de demeurer en communication avec les conseillers éventuels et de maintenir un niveau de liquidités suffisant pour financer les éventualités et les nouveaux projets.
- Mettre en place les filiales FCC et CIC. Pour ce faire, il faudra participer à la nomination des présidents des conseils, des administrateurs et des chefs de la direction. Les services de conseillers seront également retenus pour prêter main-forte au FCC et à la CIC. Il pourrait aussi s'agir de négocier une entente avec un gestionnaire de placements pour gérer les fonds du FCC.

5.1 Corporation Trans Mountain

Veillez vous reporter à l'annexe B pour obtenir de plus amples renseignements sur les objectifs et les stratégies de CTM. CTM a pour mandat de détenir et d'exploiter le réseau pipelinier Trans Mountain et de réaliser le projet d'agrandissement connexe en temps opportun et d'une manière viable du point de vue commercial. Le plan stratégique de CTM est axé sur les principales stratégies suivantes :

- veiller à ce que le PARTM soit achevé dans les délais et conformément au budget d'investissement inclus dans le présent plan d'entreprise;
- veiller à ce que les flux de trésorerie en résultant produisent une valeur d'entreprise pour CTM qui permettra de recouvrer l'investissement du Canada dans le pipeline;
- collaborer avec le gouvernement pour trouver des moyens de favoriser la participation économique des Autochtones;
- veiller à ce que toutes les ententes permettent la vente fructueuse de CTM au secteur privé.

Les produits tirés des services de transport réglementés de CTM sont tributaires des tarifs établis par la Régie et des volumes transportés prévus. CTM mettra l'accent sur une exploitation efficiente et rentable du pipeline d'une manière conforme à son programme d'environnement, de santé et de sécurité.

Estimation du coût du PARTM

Le tableau qui suit présente une comparaison des estimations du coût du projet depuis 2020.

en milliards de dollars	Plan de 2021 (2021)	Plan de 2022 modifié (avril 2022)	Plan de 2023 (janvier 2023)
Coûts de construction du projet	10,4 \$	16,8 \$	25,8 \$
Éventualités et réserves pour risques *	0,5 \$	1,3 \$	0,8 \$
Coûts du projet, y compris les éventualités	10,9 \$	18,1 \$	26,6 \$
Financement (dette et capitaux propres) **	1,7 \$	3,3 \$	4,3 \$
Total du coût d'installation	12,6 \$	21,4 \$	30,9 \$
Achèvement des travaux mécaniques	30 septembre 2022	T4 2023	T4 2023
Date de mise en service (génération de produits)	1 ^{er} janvier 2023	Fin de 2023	T1 2024
Coûts de construction en 2021	3,9 \$	5,1 \$	5,1 \$
Coûts de construction en 2022	1,5 \$	5,3 \$	8,5 \$
Coûts de construction en 2023	0,1 \$	2,4 \$	7,2 \$
Coûts de construction en 2024¹			0,5 \$

* Les fonds pour éventualités seront gérés par CTM pour acquitter les coûts plus élevés découlant de la matérialisation de risques établis.

** Les coûts de financement susmentionnés sont fonction du coût en capital réglementaire de CTM qui est calculé comme suit : environ 45 % sous forme de titres de capitaux propres à 9,5 % et environ 55 % sous forme de titres d'emprunt à 4,5 %, soit un pourcentage net de 6,75 %.

¹ La mise en service du PARTM est prévue pour le premier trimestre de 2024. Ces coûts comprennent des dépenses d'investissement mineures engagées après la date de mise en service.

5.2 Financière Canada TMP Ltée et financement de CTM

Financière TMP Ltée ne finance plus les dépenses en immobilisations de CTM. Tous les intérêts facturés par le Compte du Canada sont payés en nature et ajoutés au solde du prêt en juin et en décembre chaque année. De même, Financière TMP ajoute les intérêts payables par CTM au solde de son prêt à CTM.

5.3 La Société de gestion Canada Hibernia

L'annexe C présente de plus amples renseignements sur les objectifs et les stratégies de la SGCH. Le volume de ventes prévu de barils de pétrole de la SGCH pour 2023 est de 2,12 millions de barils alors que les prévisions pour 2022 étaient de 2,29. Le prix du pétrole brut devrait baisser en 2023 pour se fixer à 90 \$ US le baril, alors qu'un prix de 102 \$ US le baril avait été prévu pour 2022.

Le plan d'entreprise de 2023 de la SGCH prévoit un bénéfice net de 89 millions de dollars, soit un montant inférieur aux prévisions de 104 millions de dollars en 2022. Les produits nets tirés du pétrole brut devraient s'établir à 166 millions de dollars en 2023, comparativement aux prévisions de 196 millions de dollars en 2022. Les dividendes versés par la SGCH devraient se chiffrer à 71 millions de dollars en 2023 comparativement aux prévisions de 105 millions de dollars en 2022. Le plan d'entreprise de la SGCH suppose le maintien du statu quo en ce qui concerne la propriété et l'exploitation pendant la période visée par le plan. Les projections financières du Plan indiquent que les paiements au titre de la PBN effectués par la SGCH et les montants de la PBN reçus par la CDEV de la SGCH sont présentés en chiffres bruts, tandis que dans les états financiers consolidés, ils sont présentés en chiffres nets.

5.4 Rentrées de la PNB des propriétaires du projet Hibernia

Au cours de la période visée par le plan, les montants à recevoir ont été estimés selon les paiements prévus par la SGCH et en appliquant un facteur fondé sur sa part de la production du champ. La PBN est payable sur les principales zones de licence d'Hibernia, mais pas sur le secteur unitaire du PSH dont la SGCH détient 5,6 %. La CDEV reçoit également une PABN qui génère des paiements liés à l'utilisation de la plateforme Hibernia lorsqu'elle est utilisée pour des licences de production à l'extérieur du champ principal. Les rentrées de la PABN cesseront à la fin de 2023 et elles sont regroupées avec la PBN.

5.5 CEI

CEI a des obligations relativement à la remise en état d'un site minier d'uranium désaffecté d'Eldorado Nuclear dans le nord de la Saskatchewan et au paiement des coûts relatifs au régime d'avantages sociaux des anciens employés. CEI est aussi une partie défenderesse dans un recours collectif en suspens intenté il y a plusieurs années dans le comté de Deloro en Ontario.

CEI continuera de payer à Cameco les coûts associés aux activités de remise en état de la mine, les frais réglementaires et les coûts relatifs au régime d'avantages sociaux des anciens employés. Les dépenses prévues pour l'exercice 2023 sont de 1,2 million de dollars et les dépenses pour la période entière de 2023 à 2025 visée par le plan se chiffrent à 5,3 millions de dollars. Une tranche de 0,9 million de dollars de ces dépenses se rapporte à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN »). CEI possède des actifs de 10 millions de dollars pour payer ces coûts attendus.

L'état du projet et les enjeux en suspens

La CCSN a approuvé des renouvellements de permis pour les biens de Beaverlodge en 2013 pour une période de dix ans se terminant en 2023. Nous procédons actuellement à la prorogation de la durée du permis jusqu'en 2025 dans le cadre d'une audience avec la CCSN. Il était prévu que d'ici à l'échéance prorogée des permis, les 65 biens soient transférés au programme de contrôle institutionnel (« CI ») du gouvernement de la Saskatchewan. Le programme de CI vise à gérer et à surveiller les anciens biens miniers, libérant les entreprises de la surveillance en continu des sites où aucune mesure corrective n'est requise.

L'audience de CCSN en 2022 a abouti au transfert de 18 biens au début de 2023. Le transfert des autres devrait avoir lieu en 2025.

Pour la période allant de 2023 à 2025, des coûts de 5,3 millions de dollars ont été prévus, la majorité d'entre eux se rapportant à des frais réglementaires, à des coûts payés à la province de la Saskatchewan pour les transferts de sites et à d'autres coûts courants de surveillance et d'étude.

5.6 CFUEC

La CFUEC, une filiale en propriété exclusive de la CDEV, a été constituée en mai 2020 pour procéder à la mise en œuvre du CUGE.

Les projections financières présentées dans le plan reflètent l'annonce du gouvernement selon laquelle le CUGE n'acceptera plus les demandes de nouveaux emprunteurs. Il est prévu que le portefeuille existant durera jusqu'en 2028, année au cours de laquelle le dernier prêt pour remboursement de bons de voyage d'une compagnie aérienne viendra à échéance. Les hypothèses qui sous-tendent les projections financières reflètent le calendrier de remboursement prévu par les contrats de prêt. La CFUEC a estimé les pertes sur prêts au moment du remboursement selon le type de prêt (garanti ou non) et le type d'emprunteur, par application des normes du secteur bancaire. Les pertes sur prêts ne sont pas fondées sur les conditions de prêt actuelles. Il est à noter qu'il n'y a actuellement aucun prêt en défaut et qu'aucune perte sur prêt n'a été subie. Le cadre comptable ne reconnaît les pertes sur prêts que sur la base des coûts engagés lorsque les défauts de paiement et d'autres facteurs surviennent.

Il y a lieu de se reporter à l'annexe D pour obtenir un complément d'information. Il est à noter que les résultats financiers du CUGE ne sont pas consolidés dans les tableaux financiers de l'annexe A-2.

5.7 Autres mandats et projets

Mise en place de nouveaux projets du gouvernement

La CDEV fera le nécessaire pour établir le FCC et le préparer à effectuer des investissements. La CDEV apportera un soutien à l'exploitation du FCC, mais elle ne devrait pas directement prendre des décisions d'investissement ou établir des politiques d'investissement.

La ministre des Finances devrait publier un Énoncé des priorités et des responsabilités (« ÉPR ») à l'attention du FCC en 2023. Cet ÉPR définira le mandat, les activités, les instruments financiers et les stratégies de mise en marché de l'entreprise, ces éléments s'appuyant en grande partie sur l'information présentée dans le document d'information technique de novembre 2022 relatif au FCC.

Le FCC peut compter sur les employés d'un gestionnaire de placements sur une base provisoire. Les employés en détachement seraient chargés de développer la capacité interne initiale du FCC ainsi que de la recherche, de la négociation et de l'exécution des premiers placements.

La CDEV fera le nécessaire pour retenir les services d'un président du conseil, d'un chef de la direction et d'administrateurs, selon les besoins, pour établir la CIC, en consultation avec la ministre des Finances. La CDEV pourrait apporter un soutien à l'exploitation de la CIC, au besoin. La CIC peut recruter du personnel, planifier ou acquérir des biens immobiliers et des systèmes informatiques. Ce plan d'entreprise ne confère pas à la CIC l'autorisation d'attribuer des fonds ou d'offrir des services consultatifs aux entreprises.

Examen des actifs de l'État

Nous demeurons disponibles et prêts à commencer l'examen des sociétés d'État ou d'autres actifs si le gouvernement nous en fait la demande.

Mandats de vente

Au moment opportun, la CDEV gèrera la vente de CTM ou de capitaux propres ou d'autres transactions financières avec les peuples autochtones ou d'autres parties.

5.8 Sommaire des risques et des mesures d'atténuation des risques

La CDEV et ses filiales sont exposées à certains risques. Les risques liés à CTM, à la SGCH et à la CFUEC sont décrits en détail dans leurs plans d'entreprise respectifs (se reporter aux annexes B, C et D). Se reporter également à l'annexe A-7 – Risques. Les principaux risques auxquels est exposée la CDEV (non consolidée) ont trait à la réputation.

CTM est assujettie à des risques qui pourraient occasionner des coûts supplémentaires, se répercuter sur les activités, créer des retards dans l'exécution des travaux de construction ou porter atteinte à la réputation. Les risques financiers comprennent le dépassement de coûts et les retards dans l'échéancier du PARTM, l'évolution de la situation du marché, les prix des marchandises, les taux d'intérêt et la conjoncture économique au Canada et à l'échelle mondiale. Les risques non financiers comprennent notamment la productivité des entrepreneurs et la disponibilité de la main-d'œuvre, les zones de construction qui présentent des défis techniques et la productivité de l'exécution, les contraintes d'ordre archéologique et environnemental, et le respect de la sécurité (tous ces facteurs ayant une incidence sur le calendrier de construction). CTM gère ces risques au moyen d'une série de politiques et de procédures, d'activités de suivi opérationnel et d'entretien, d'assurances et d'autres ententes contractuelles, et de consultations avec des experts internes et externes.

Maintenant que Financière TMP et EDC ne fournissent plus de financement à CTM, CTM est exposée à de nouveaux risques importants liés au financement et au refinancement. CTM et la CDEV explorent d'autres sources de financement pouvant apporter un complément aux ressources financières de CTM.

L'équipe de direction de la CFUEC a élaboré un cadre d'évaluation des risques et de présentation de l'information utilisé pour gérer les risques et la présentation de l'information au conseil d'administration. Dans le contexte de ce cadre, la CFUEC et son conseil d'administration ont déterminé que le risque de crédit lié au portefeuille constituait le risque principal.

CEI est assujettie à des obligations et ne peut obtenir des fonds additionnels. Elle s'en remet à Cameco pour gérer et budgéter les activités liées à la remise en état d'un site. Une mesure d'atténuation importante de ces risques réside dans le transfert des biens au contrôle institutionnel, ce qui aura pour effet de diminuer de façon importante les coûts de surveillance. Cependant, ces transferts ne suppriment pas complètement les obligations de CEI ayant trait à de futures incidences environnementales et les coûts financiers connexes.

Les principaux risques auxquels est exposée la SGCH décrits à l'annexe C comprennent les risques financiers, notamment la volatilité des cours du pétrole, la volatilité du cours de change du dollar américain par rapport au dollar canadien, le risque de crédit découlant des contreparties (les acheteurs de pétrole brut et les institutions financières) ainsi que les coûts encore inconnus de son fonds d'abandon. Les principaux risques non financiers sont typiques des risques auxquels est exposé tout producteur de pétrole en mer, à savoir un forage et une production complexes, des risques liés à la sécurité et à l'environnement, des risques liés à la réglementation et d'autres risques d'exploitation comme la cybersécurité et la perte de personnel clé en raison de la taille restreinte de l'équipe de gestion.

6.0 SECTION FINANCIÈRE

6.1 Aperçu financier pour l'exercice 2022

Compte non tenu des résultats financiers de la CFUEC, la CDEV prévoit un bénéfice net consolidé de 208 millions de dollars pour 2022, ce qui comprend avant tout un bénéfice de 120 millions de dollars provenant de la SGCH et un bénéfice net de 220 millions de dollars de CTM, moins les frais d'intérêt de CTM et les charges d'exploitation de la CDEV et l'élimination des intérêts nets intragroupe qui sont présentées dans les tableaux 4 et 5. Les dividendes de 2022 versés à l'État à partir de la réserve au titre de la PBN devraient se chiffrer à 285 millions de dollars et ceux versés à partir des capitaux propres, lesquels affichent à l'heure actuelle un déficit, à 129 millions de dollars, par rapport à des dividendes de 208 millions de dollars et de 94 millions de dollars, respectivement, pour 2021. (Se reporter aux tableaux 2 et 3 ci-dessous). Le FCC et la CIC n'ont exercé aucune activité ni engagé aucune charge en 2022.

Il y a lieu de consulter l'annexe pour les projections financières pro forma (exercice clos en décembre) (dans les tableaux suivants, les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué) :

Tableau 1 – États consolidés de la situation financière

Tableau 2 – Tableaux consolidés des flux de trésorerie

Tableau 3 – États consolidés des variations des capitaux propres

Tableau 4 – États consolidés du résultat global

Résultats financiers et projections de la CFUEC

Les résultats de la CFUEC sont présentés dans le plan d'entreprise de 2023 à 2027 de la CFUEC qui figure à l'annexe D. La CFUEC prévoit générer en 2023 un bénéfice d'exploitation avant l'apport du gouvernement de 56 millions de dollars, déduction faite de pertes de crédit de 25 millions de dollars.

Les principales hypothèses se rapportant aux tableaux susmentionnés sont décrites à la section 6.3.

6.2 Rapports financiers trimestriels

La CDEV publie des états financiers trimestriels, lesquels sont affichés en français et en anglais sur son site Web (www.cdev.gc.ca) dans les 60 jours suivant la fin de chaque trimestre. La CFUEC publie également ses états financiers trimestriels et annuels en anglais et en français sur son site Web (www.ceefc-cfuec.ca).

6.3 Commentaires, faits saillants et principales hypothèses des projections financières

États résumés du résultat net et tableaux résumés des flux de trésorerie de la CDEV (de 2022 à 2027), compte non tenu des résultats de la CFUEC, du FCC ou de la CIC :

en millions de dollars (conformément aux IFRS)	Prévisions 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025	Plan 2026	Plan 2027
Ventes de pétrole de la SGCH (en millions de barils)	2,29	2,12	2,39	2,74	3,04	3,14
Prix par baril (en \$ CA)	132	116	103	97	97	97
Produits nets tirés du pétrole brut	196	166	170	183	203	209
Flux de trésorerie liés à l'exploitation de la SGCH	125	100	115	113	126	130
Dépenses d'investissement de la SGCH	20	29	33	30	31	33
Fonds liés à l'abandon	0	0	0	0	0	0
Dividendes de la SGCH versés à la CDEV	105	71	81	81	93	96
Rentrées de la PBN (incluant celle de la SGCH)	287	217	203	219	242	250
Charges d'intérêts de Financière TMP compte non tenu des intérêts inscrits à l'actif	737	830	873	916	961	1 009
Charges d'intérêts et commissions de garantie de CTM compte non tenu des intérêts inscrits à l'actif	528	1 158	1 263	1 196	1 109	1 025
BAlIA de CTM (IFRS)	386	366	2 418	2 476	2 551	2 621
Dépenses d'investissement des activités poursuivies de CTM	76	123	61	51	53	59
Dépenses d'investissement en trésorerie pour le PARTM	8 512	7 217	498	–	–	–
Dividendes de la SGCH à verser à la CDEV	105	71	81	81	93	96
Dividendes à verser à partir de la réserve au titre de la PBN (à l'exclusion de la SGCH)	261	180	169	180	180	180

Prévisions des produits de la SGCH et des rentrées de la PBN

Les produits de la SGCH et les rentrées de la PBN influent sur les dividendes que la CDEV verse à l'État et sont tributaires de la production de pétrole d'Hibernia, des prix du pétrole brut et des dépenses d'investissement, tous des facteurs qui échappent au contrôle direct de la SGCH ou de la CDEV. La production d'Hibernia a été inférieure en 2022 du fait de l'interruption du forage de nouveaux puits qui a commencé en 2020 se poursuivra jusqu'à la fin de 2022. Les dépenses d'investissement seront plus élevées pour tous les propriétaires d'Hibernia en 2023 une fois que le forage aura repris, ce qui aura une incidence négative sur la PBN de l'exercice au cours duquel les dépenses d'investissement sont engagées. Le prix du pétrole brut fluctuera, mais il n'existe pas de moyen fiable pour prédire le prix du pétrole brut à long terme puisque le marché à terme n'est pas fluide.

Emprunts à payer au Compte du Canada et à des banques commerciales

Depuis avril 2022, Financière TMP n'est plus en mesure d'effectuer des prélèvements en trésorerie sur sa facilité de crédit à la construction et les intérêts, le cas échéant, sont payés en nature. À la clôture de l'exercice 2022, l'encours de la facilité à l'acquisition se chiffrait à 4,7 milliards de dollars et celui de la facilité à la construction, à 10,7 milliards de dollars. La limite de la facilité à la construction compte tenu des intérêts payés en nature s'établit à 13,5 milliards de dollars. Cette facilité devrait être remboursée ou faire l'objet d'une révision à l'échéance ou avant celle-ci aux termes d'un processus de vente.

D'ici la clôture de l'exercice 2023, les emprunts de CTM auprès de banques commerciales, garantis par le Compte du Canada, devraient s'élever à au plus 13,0 milliards de dollars.

6.3.2 Hypothèses pour la période visée par le plan

Le présent plan d'entreprise repose sur les hypothèses suivantes :

La Corporation de développement des investissements du Canada (non consolidé)

- 1) Charges d'exploitation – Les projections financières supposent que la direction et le conseil d'administration continuent d'assurer une gestion rigoureuse des dépenses. Les charges administratives (salaires, avantages sociaux et autres) sont de 5,3 millions de dollars par année au cours de toute la période visée par le plan d'entreprise. Ce montant est supérieur à celui des années précédentes, en raison surtout des nouveaux locaux de bureaux.
- 2) Dividendes – Se reporter à la section 5.2 ou à l'annexe C pour des explications sur les variations des prévisions quant aux dividendes versés par la SGCH
- 3) Les honoraires professionnels engagés par la CDEV, Financière TMP et CEI à l'égard des conseillers de CTM et des cabinets professionnels chargés de l'audit de la PBN ainsi que de la mise en place de certaines initiatives du gouvernement dont la responsabilité incombe à la CDEV devraient être d'environ 22 millions de dollars pour l'exercice 2023.
- 4) Cours de change. Le cours de change utilisé par la CDEV et ses filiales est de 1,29 dollar canadien pour 1 dollar américain.

- 5) Rentrées de la PBN. Les estimations des rentrées de la PBN sont fonction des paiements au titre de la PBN prévus par la SGCH, ajustés selon la participation de la SGCH (8,5 %). Voir la section 5.4 plus haut.

SGCH

- 6) Produits et charges d'exploitation – Les produits et charges d'exploitation de la SGCH sont présentés en détail à l'annexe C.

CEI

- 7) Les coûts de remise en état des sites pour la période visée par le plan s'élèvent à 5,3 millions de dollars.

Financière Canada TMP Ltée

- 8) Les emprunts contractés auprès d'EDC portent intérêt au taux de 4,7 % par année. Étant donné le gel des prélèvements en trésorerie, les commissions d'engagement seront dorénavant de néant. Les intérêts sont payés en nature et sont ajoutés au principal. Les prêts de CTM rapportent des intérêts de 5,0 % et sont également payés en nature à Financière TMP. La commission d'engagement sur la facilité de crédit pour la Régie est de 0,30 % et est payée en trésorerie.

CTM

- 9) Les produits et les charges d'exploitation de CTM devraient augmenter en 2023 du fait de la majoration des tarifs et de l'augmentation des embauches de personnel en prévision de la mise en service du projet d'agrandissement, ce qui fera diminuer le BAIIA projeté (selon les PCGR des États-Unis) à 180 millions de dollars par rapport au BAIIA de 187 millions de dollars prévu pour 2022. À l'entrée en service, le BAIIA augmentera sensiblement pour atteindre environ 2,4 milliards de dollars en raison de la hausse des droits et des volumes sur l'ensemble du système. Afin de s'assurer d'avoir des données financières comparatives à l'égard de périodes antérieures ou de groupes de comparaison, CTM prépare ses états financiers selon le référentiel comptable des entreprises réglementées aux termes des PCGR des États-Unis. La CDEV prépare ses informations financières conformément aux IFRS. Par conséquent, elle rend les informations financières de CTM conformes aux IFRS à des fins de consolidation. La CDEV présente donc les postes de l'état du résultat net ci-dessous, à la fois conformément aux PCGR des États-Unis et aux IFRS, avec les écritures d'ajustement appropriées.

en millions de dollars	2023	2024	2025	2026	2027
BAIIA de CTM – PCGR des É.-U.	180	2 418	2 476	2 552	2 621
Fonds devant être utilisés pendant la construction (contrats d'achat ferme « Firm 50 »), autres ajustements des produits	186	0	0	0	0
BAIIA de CTM – IFRS	366	2 418	2 476	2 551	2 621

Corporation de financement d'urgence d'entreprises du Canada

- 10) Comme il a été mentionné précédemment, les résultats financiers de la CFUEC n'ont pas été consolidés avec ceux de la CDEV. Les projections financières de la CFUEC figurent à l'annexe D.

en millions de dollars	2023	2024	2025	2026	2027
Prêts	2 306	2 326	2 319	1 733	1 634
Produits	97	85	84	42	24
Provision pour perte sur prêts	35	-	-	175	29

Fonds de croissance du Canada

- 11) Conformément à l'annonce relative au budget de 2022, une provision de 15 milliards de dollars a été constituée au titre du FCC sur cinq ans, à compter de 2023. Il est prévu que le FCC, par l'intermédiaire d'un gestionnaire de placement chevronné, puisse investir intégralement ce montant en l'étalant sur la période de cinq ans. Un montant de 4 milliards de dollars a été prévu pour 2023 puisque le FCC commencera à exercer ses activités, des montants plus importants devant être consacrés au cours de la période restante de planification. Il est supposé que le FCC recouvre son capital sur chacun des portefeuilles.

6.4 Budget d'investissement

La CFUEC, Financière TMP et CEI n'exercent pas d'activités hautement capitalistiques et ne requièrent aucune dépense d'investissement pour du matériel ou pour d'autres acquisitions au cours de l'exercice 2023. La CDEV a conclu un contrat de location de bureaux d'une durée de sept ans en 2022 pour un montant de 3 millions de dollars. La SGCH autofinance ses dépenses d'investissement, mais sa capacité à influencer les engagements d'investissement qu'elle doit prendre est limitée, sa participation dans le projet pétrolier Hibernia étant de 8,5 %. Les projets sont entrepris sur la base du rendement commercial comme décidé par les propriétaires aux participations majoritaires.

Le budget d'investissement total pour 2023, y compris les intérêts inscrits à l'actif, se chiffre à 14,4 milliards de dollars. Les coûts totaux du PARTM sont plus élevés que ceux présentés dans le plan de 2022 à 2026. L'estimation du coût révisé est décrite plus en détail à la section 5.1 ci-dessus.

Sommaire des dépenses d'investissement

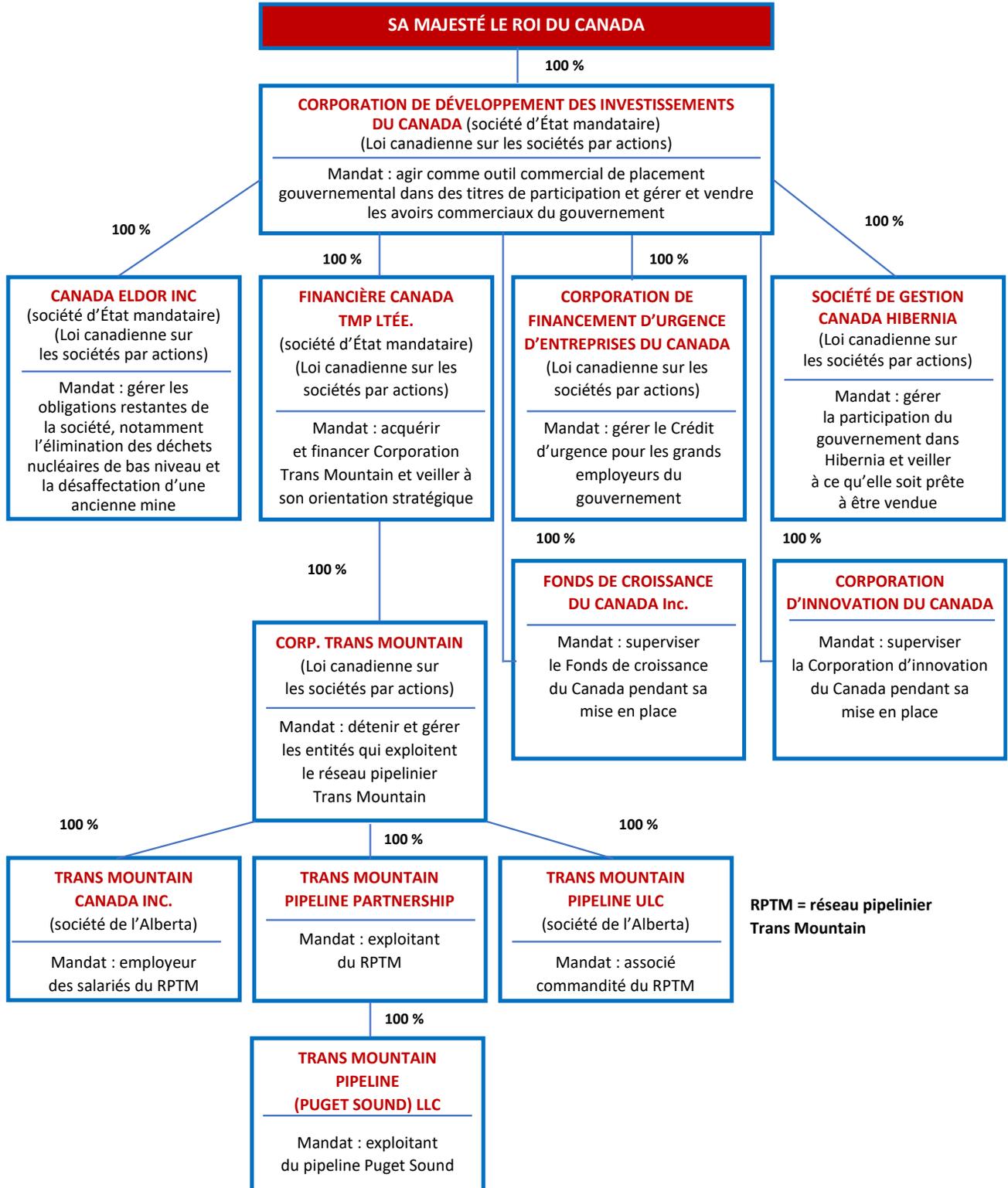
en millions de dollars	2023	2024	2025	2026	2027
CTM – coûts de construction du PARTM	7 217	498	–	–	–
CTM – fonds pour éventualités	1 700	400	–	–	–
CTM/Financière TMP – Intérêts inscrits à l'actif (selon les IFRS)	1 300	–	–	–	–
CTM – dépenses d'investissement de maintien	123	61	51	53	59
SGCH	29	33	30	31	33
CFUEC (données non consolidées dans les annexes ci-jointes)	–	–	–	–	–
FCC	4 000	4 000	4 000	3 000	–
CIC – coûts de mise en place	5	–	–	–	–
Total (données consolidées de la CDEV avec la CFUEC)	14 374	4 992	4 081	3 084	92

6.5 Budget d'exploitation

Il y a lieu de se reporter respectivement aux annexes B, C et D pour de plus amples renseignements sur les budgets d'exploitation de CTM, de la SGCH et de la CFUEC. Le budget d'exploitation combiné pour la CDEV, Financière TMP, CEI, le FCC et la CIC figure à l'annexe A-3.

ANNEXE A-1 – ORGANIGRAMME ET CONSEIL D'ADMINISTRATION

CORPORATION DE DÉVELOPPEMENT DES INVESTISSEMENTS DU CANADA



Pour assurer une communication efficace avec le gouvernement et le public, la Corporation s'appuie sur le plan d'entreprise, le résumé du plan d'entreprise, le rapport annuel et les rapports trimestriels intermédiaires, ainsi que sur son site Web et une assemblée publique annuelle. Des réunions sont également tenues, au besoin, avec le ministre des Finances et d'autres représentants du gouvernement du Canada.

Conseil d'administration

<p>Stephen Swaffield, MBA Président du conseil de la CDEV Président de CarbEx Consulting Inc. Whistler (Colombie-Britannique)</p>	<p>Robert Wener, MBA, FCPA, FCA ¹⁾ Président Wener Advisory Group Ltd. Ottawa (Ontario)</p>
<p>Jennifer Reynolds, MBA ³⁾ Chef de la direction Women Corporate Directors Foundation Toronto (Ontario)</p>	<p>Dwight Ball ³⁾ Administrateur Deer Lake (Terre-Neuve et Labrador)</p>
<p>Carole Malo, BCom, CFA, ^{1), 2)} Administratrice indépendante Commission de l'énergie de l'Ontario, Université York, Hôpital Humber River Toronto (Ontario)</p>	<p>Sandra Rosch, MBA ^{1), 2)} Vice-présidente directrice et administratrice Labrador Iron Ore Royalty Corporation Toronto (Ontario)</p>
<p>Sean Strickland, B.A. ^{1), 2), 3)} Directeur exécutif Syndicats des métiers de la construction du Canada Waterloo (Ontario)</p>	<p>Elizabeth Wademan, CFA, ICD.D Administratrice, présidente et chef de la direction Toronto (Ontario)</p>

Le conseil de la CDEV se compose de deux comités : 1) le comité d'audit, 2) le comité de mise en candidature et de gouvernance et 3) le comité des ressources humaines.

Dirigeants de la CDEV : Elizabeth Wademan

Présidente et chef de la direction

Andrew Staffl, CPA CA, MBA

Chef des finances

Zoltan Ambrus, CFA, LL. B, MBA

Vice-président (président de la CFUEC)

Tess Lofsky, LL. B

Avocate générale et secrétaire générale

AI Hamdani, CFA, MBA

Vice-président directeur et
directeur général des affaires

ANNEXE A-2 – ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS PRO FORMA DE LA CDEV POUR LES EXERCICES ALLANT DE 2023 À 2027

Tableau 1 – États consolidés pro forma de la situation financière

en millions de dollars (31 décembre)

	Chiffres réels 2021	Plan 2022	Prévisions 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025	Plan 2026	Plan 2027
Actifs								
Actifs courants								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	299,5	487,7	309,9	303,9	212,7	247,1	264,0	271,1
Placements à court terme	31,0	–	31,6	–	–	–	–	–
Clients et autres débiteurs	105,5	53,3	160,5	104,1	255,1	262,1	268,7	275,5
Autres actifs courants	26,0	5,1	26,2	30,7	31,1	29,4	29,4	31,1
	462,1	546,1	528,2	438,6	498,9	538,7	561,9	577,7
Actifs non courants								
Immobilisations corporelles (note 1)	14 639,6	21 174,0	23 904,2	32 590,8	32 550,0	31 806,3	31 116,1	30 443,3
Goodwill	1 015,9	1 015,9	1 015,9	1 015,9	1 015,9	1 015,9	1 015,9	1 015,9
Placements détenus au titre d'obligations futures	146,5	186,6	149,9	152,2	158,1	163,9	170,7	177,8
Trésorerie soumise à des restrictions	81,3	83,3	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2
Placements soumis à des restrictions	96,3	111,3	90,5	105,6	132,5	159,9	188,0	216,8
Autres actifs	292,9	341,5	325,7	258,6	222,2	185,8	149,4	113,0
	16 272,5	22 912,6	25 573,3	34 210,4	34 165,9	33 419,0	32 727,3	32 054,0
	16 735	23 459	26 102	34 649	34 665	33 958	33 289	32 632
Passifs et capitaux propres								
Passifs courants								
Fournisseurs et autres créditeurs	907,5	888,8	1 142,2	826,1	199,2	62,8	63,3	68,4
Impôt sur le résultat à payer	1,3	(1,4)	–	1,3	1,7	1,3	1,3	1,3
Autres passifs courants	159,0	166,4	128,5	148,3	37,0	35,3	35,3	35,2
	1 067,8	1 053,8	1 270,8	975,7	237,8	99,3	99,9	104,9
Passifs non courants								
Total des emprunts à payer à des sociétés liées	14 246,0	15 725,1	16 164,4	16 957,6	17 831,0	17 395,9	16 961,0	16 525,9
Emprunts à payer à des tiers		5 125,0	7 199,2	15 200,0	15 100,0	13 968,0	12 575,6	11 025,5
Impôt sur le résultat différé	540,6	537,3	624,2	685,3	777,4	900,2	1 062,5	1 262,3
Provision au titre des obligations de démantèlement	596,6	639,5	502,8	507,2	520,0	533,1	546,6	560,4
Provision au titre de la remise en état d'un site	4,2	3,1	2,8	1,6	0,0	0,0	–	–
Obligation au titre des prestations définies	75,4	75,3	51,5	51,9	51,9	51,8	51,8	51,2
Autres passifs non courants (note 1)	128,1	135,9	111,3	128,0	151,5	175,7	201,5	237,0
	15 590,9	22 241,2	24 656,3	33 531,6	34 431,8	33 024,7	31 398,9	29 662,2
Capitaux propres								
Capital social	–	–	–	–	–	–	–	–
Surplus d'apport	603,3	603,3	603,3	603,3	603,3	603,3	603,3	603,3
Réserve au titre de la participation au bénéfice net	19,5	19,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Déficit accumulé	(549,7)	(462,0)	(483,0)	(517,1)	(662,8)	175,6	1 132,1	2 205,9
Cumul des autres éléments du résultat global	2,9	2,9	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	50,4
	75,9	163,6	175,5	141,4	(4,3)	834,1	1 790,6	2 865,1
	16 735	23 459	26 102	34 649	34 665	33 958	33 289	32 632

Note 1 – Les actifs au titre de droits d'utilisation et les intérêts inscrits à l'actif sont inclus dans les immobilisations corporelles; les obligations locatives sont incluses dans les autres passifs non courants.

Note 2 – Se reporter aux annexes B et C pour les états financiers de CTM et de la SGCH.

Tableau 2 – Tableaux consolidés pro forma des flux de trésorerie
en millions de dollars (31 décembre)

	Chiffres réels 2021	Plan 2022	Prévisions 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025	Plan 2026	Plan 2027
Flux de trésorerie liés aux activités suivantes :								
Activités d'exploitation								
Bénéfice net (perte nette)	(41,4)	122,7	210,7	16,9	(84,7)	914,4	1 044,5	1 164,8
Ajustements								
Épuisement et amortissement	140,1	134,8	129,3	138,4	798,1	800,3	804,2	806,7
Perte à la décomptabilisation	–	–	1,3	–	–	–	–	–
Produit d'assurance	–	–	(27,2)	–	–	–	–	–
Charge d'impôt sur le résultat	48,5	15,1	114,4	31,5	33,0	35,9	42,1	41,3
Produits d'intérêts	(7,2)	(0,9)	(22,7)	(9,3)	(8,4)	(8,6)	(8,8)	(8,8)
Intérêts impayés non capitalisés	–	140,8	56,5	229,4	423,5	–	–	–
Désactualisation des provisions	11,0	10,2	14,9	9,7	10,0	10,3	10,7	11,0
Variation nette des prestations définies	4,9	(0,1)	5,5	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,3)
Variation de la provision au titre de la remise en état d'un site	0,2	(1,4)	(0,6)	–	–	–	–	–
Impôt sur le résultat différé	–	(3,3)	–	61,5	92,4	123,2	162,6	200,2
Paiement au titre des obligations locatives	–	–	–	(4,8)	–	–	–	–
Coûts relatifs au démantèlement	–	–	–	–	(3,6)	(3,7)	(2,5)	(4,6)
Intérêts reçus	7,2	1,1	22,7	9,2	8,4	8,6	8,8	9,1
Provisions réglées	(1,3)	(1,7)	(2,7)	(1,2)	(1,1)	(1,7)	–	–
Impôt sur le résultat payé	(29,3)	(14,3)	(44,4)	(30,9)	(33,0)	(35,9)	(42,1)	(41,3)
	132,7	403,0	457,8	450,5	1 238,2	1 846,5	2 021,9	2 182,7
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(50,5)	91,4	39,4	(66,6)	(962,6)	(53,5)	31,8	31,5
	82,2	494,4	497,2	383,8	275,5	1 793,0	2 053,8	2 214,2
Activités de financement								
Produit du financement entre parties liées	5 191,0	2 745,0	–	–	–	–	–	–
Produit du financement par des tiers	–	5 125,0	9 944,0	8 397,5	323,1	–	–	–
Rentrées de la PBN	220,8	83,0	261,9	181,4	167,3	178,1	177,5	177,5
Dividendes liés à la PBN	–	–	(270,0)	(181,4)	(167,3)	(178,1)	(177,5)	(177,5)
Remboursements versés au titre de la PBN	–	–	(5,9)	–	–	–	–	–
Paiement au titre des obligations locatives	–	(3,6)	(60,0)	(3,5)	(3,5)	(3,5)	(3,5)	(3,5)
Remboursement de titres d'emprunt	(58,9)	(1 595,0)	(1 595,0)	–	–	(1 565,7)	(1 826,0)	(1 983,8)
Frais d'émission de titres d'emprunt	–	–	(2,6)	–	–	–	–	–
Dividendes versés	(346,2)	(118,0)	(144,0)	(51,0)	(61,0)	(76,0)	(88,0)	(91,0)
	5 006,7	6 236,4	8 128,4	8 343,0	258,6	(1 645,2)	(1 917,5)	(2 078,3)
Activités d'investissement								
Retrait du compte du Trésor	3,0	–	–	–	–	–	–	–
Acquisition d'immobilisations corporelles	(5 088,8)	(6 551,0)	(8 605,3)	(8 714,2)	(592,4)	(82,0)	(84,6)	(93,3)
Acquisition de placements soumis à des restrictions	(10,2)	(15,0)	(16,2)	(15,2)	(26,8)	(27,5)	(28,1)	(28,7)
Autres variations	(39,6)	(7,6)	4,2	(3,5)	(6,1)	(3,9)	(6,6)	(6,8)
	(5 135,7)	(6 573,6)	(8 617,2)	(8 732,8)	(625,4)	(113,3)	(119,3)	(128,8)
Incidence des fluctuations des cours de change sur la trésorerie	0,7	–	2,0	–	–	–	–	–
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(46,0)	157,2	10,3	(6,0)	(91,2)	34,4	16,9	7,1
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de l'exercice	345,6	330,5	299,5	309,9	303,9	212,7	247,1	264,0
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice	299,5	487,7	309,9	303,9	212,7	247,1	264,0	271,1

Tableau 3 – États consolidés pro forma des variations des capitaux propres
en millions de dollars (31 décembre)

	Chiffres réels 2021	Plan 2022	Prévisions 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025	Plan 2026	Plan 2027
Capital social								
Solde à l'ouverture et à la clôture de l'exercice	–	–	–	–	–	–	–	–
Surplus d'apport								
Solde à l'ouverture et à la clôture de l'exercice	603,3	603,3	603,3	603,3	603,3	603,3	603,3	603,3
Réserve au titre de la PBN								
Solde à l'ouverture de l'exercice	11,8	19,5	19,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Provision	(5,2)	–	(5,9)	–	–	–	–	–
Rentrées de la PBN	220,8	83,0	261,9	180,3	168,6	180,3	180,3	180,3
Dividendes versés	(208,0)	(83,0)	(270,0)	(180,3)	(168,6)	(180,3)	(180,3)	(180,3)
Solde à la clôture de l'exercice	19,5	19,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Déficit accumulé								
Solde à l'ouverture de l'exercice	(414,4)	(549,7)	(549,7)	(483,0)	(517,1)	(662,8)	175,6	1 132,1
Bénéfice net (perte nette)	(41,4)	122,7	210,7	16,9	(84,7)	914,4	1 044,5	1 164,8
Dividendes versés	(94,0)	(35,0)	(144,0)	(51,0)	(61,0)	(76,0)	(88,0)	(91,0)
Solde à la clôture de l'exercice	(549,7)	(462,0)	(483,0)	(517,1)	(662,8)	175,6	1 132,1	2 205,9
Cumul des autres éléments du résultat global								
Solde à l'ouverture de l'exercice	(23,2)	2,9	2,9	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7
Autres éléments du résultat global	26,0	–	46,9	–	–	–	–	0,6
Solde à la clôture de l'exercice	2,9	2,9	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	50,4
Total des capitaux propres	75,9	163,6	175,5	141,4	(4,3)	834,1	1 790,6	2 865,1

Tableau 4 – États pro forma consolidés du résultat global

en millions de dollars (31 décembre)

	Chiffres réels 2021	Plan 2022	Prévisions 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025	Plan 2026	Plan 2027
Produits								
Produits tirés du transport	380,0	551,4	605,4	611,8	2 955,6	3 042,9	3 121,6	3 204,3
Produits nets tirés du pétrole brut	165,7	127,3	223,3	190,8	195,2	208,2	227,8	234,3
Produits locatifs	63,6	65,5	67,1	70,3	61,6	59,2	58,6	58,0
Autres produits	7,5	3,6	45,9	4,8	3,3	2,8	2,5	2,4
	616,8	747,8	941,7	877,7	3 215,6	3 313,0	3 410,6	3 498,9
Charges								
Épuisement et amortissement	140,1	134,8	129,3	138,4	798,1	800,3	804,2	806,7
Charges d'exploitation des pipelines	173,9	154,9	193,1	168,6	341,6	370,7	376,2	390,0
Exploitation, transport et commercialisation du pétrole brut	23,9	26,6	29,2	26,7	29,5	28,9	29,7	31,1
Salaires et avantages du personnel	86,3	88,8	97,0	106,9	148,0	147,8	147,6	147,4
Honoraires	10,7	11,0	17,4	32,1	33,2	18,0	18,3	17,8
Perte sur décomptabilisation	(0,3)	–	1,3	–	–	–	–	–
Autres charges	6,2	46,3	2,2	48,4	116,8	115,1	113,3	111,5
	440,7	462,3	469,4	521,2	1 467,3	1 480,8	1 489,3	1 504,4
Charges financières								
Charges d'intérêts	165,2	142,5	155,1	254,8	1 711,7	762,7	676,0	591,9
Produits d'intérêts	(7,2)	(1,6)	(22,7)	(18,0)	(14,2)	(14,4)	(14,6)	(14,8)
Désactualisation	11,0	10,2	14,9	9,7	10,1	10,4	10,7	11,0
	168,9	151,1	147,3	246,6	1 707,6	758,7	672,1	588,2
Bénéfice net (perte nette) avant impôt sur le résultat	7,1	134,5	325,0	110,0	40,7	1 073,5	1 249,1	1 406,3
Impôt sur le résultat								
Exigible	31,1	15,1	41,4	31,5	33,0	35,9	42,1	41,3
Différé	17,4	(3,3)	72,9	61,5	92,4	123,2	162,6	200,2
	48,5	11,8	114,3	93,0	125,4	159,1	204,7	241,5
Bénéfice net (perte nette)	(41,4)	122,7	210,7	16,9	(84,7)	914,4	1 044,5	1 164,8
Autres éléments du résultat global								
Écart de conversion	(0,4)	–	15,8	–	–	–	–	–
Réévaluations des obligations au titre des prestations définies	26,4	–	30,8	–	–	–	–	–
Total des autres éléments du résultat global	26,0	–	46,5	–	–	–	–	–
Résultat global	(15,3)	122,7	257,2	16,9	(84,7)	914,4	1 044,5	1 164,8

ANNEXE B

Le plan d'entreprise de 2023 à 2027 de la Corporation de développement des investissements du Canada (la « CDEV ») a été approuvé par le Conseil du Trésor. Le plan d'entreprise de CTM a été incorporé au présent plan. Le résumé du plan d'entreprise de 2023 à 2027 de CTM qui suit a été établi conformément à l'article 125 de la *Loi sur la gestion des finances publiques* afin de fournir des renseignements sur les activités et les décisions des sociétés d'État. Les résumés du plan de CTM visent à présenter de façon sommaire et fidèle le plan d'entreprise qui a été approuvé par le Conseil du Trésor. Les informations susceptibles de nuire commercialement aux activités de la CDEV ou de CTM n'ont pas été présentées dans le présent résumé, conformément à l'article 153(1) de la *Loi sur la gestion des finances publiques*.



TRANSMOUNTAIN

CORPORATION TRANS MOUNTAIN

Filiale entièrement détenue de

La Corporation de développement des investissements du Canada

RÉSUMÉ DU PLAN D'ENTREPRISE de 2023 à 2027

Table des matières

Profil et mandat de l'entreprise	3
Mise à jour des activités	5
Cibles de rendement et objectifs	10
Aperçu financier	11
Chiffres réels de 2022	11
Plan annuel de 2023	12
Période allant de 2024 à 2027	13
Risques	14
Plan d'emprunt	16
Analyse du marché	18
Aperçu de l'entreprise	21
Questions environnementales, sociales et de gouvernance	27
<i>Annexe 1 : Gouvernance d'entreprise</i>	31
<i>Annexe 2 : États financiers</i>	34
<i>Annexe 3 : Plan d'emprunt</i>	37

Profil et mandat de l'entreprise

Corporation Trans Mountain (« CTM ») a été créée en tant que filiale de Financière Canada TMP Ltée (« Financière TMP »). Financière TMP est une filiale de la Corporation de développement des investissements du Canada (la « CDEV »). Le 31 août 2018, conformément à l'entente d'achat d'actions et de parts entre le gouvernement du Canada et Kinder Morgan, CTM a acheté quatre entités : Trans Mountain Pipeline Limited Partnership (« TMP LP ») et sa filiale en propriété exclusive Trans Mountain Pipeline (Puget Sound) LLC (« Puget »), Trans Mountain Pipeline ULC (« TMP ULC ») et Trans Mountain Canada Inc. (« TMCI »). Collectivement, ces quatre entités sont « Trans Mountain ». Ces entités détiennent et gèrent le réseau pipelinier Trans Mountain. Dans le cadre de l'achat de Trans Mountain, CTM a également acquis certains droits, conceptions et contrats de construction liés à l'agrandissement du réseau connu sous le nom de projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (le « PARTM »). En avril 2022, le gouverneur général en conseil a, par proclamation, changé le statut de Corporation Trans Mountain à celui de société d'État non mandataire, ce qui permet à Trans Mountain d'emprunter à des entités autres que le gouvernement du Canada.

Vision et mission :

Être un chef de file en permettant à l'énergie canadienne sécuritaire et fiable d'avoir accès aux marchés mondiaux en partenariat avec les communautés autochtones.

Mandat :

Le mandat de Corporation Trans Mountain consiste à exploiter, à optimiser et à développer le pipeline Trans Mountain et le pipeline Puget et à mener à bien le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain en temps opportun et d'une manière viable du point de vue commercial. Nous exploiterons notre réseau pipelinier et serons un chef de file des pratiques de développement durable en partenariat avec les communautés autochtones et nos clients.

CTM n'a pas de rôle de politique des pouvoirs publics direct à part le fait d'exercer ses activités conformément aux lois et à la réglementation applicables et de s'assurer que les activités sont gérées d'une manière commerciale conformément aux normes et aux attentes environnementales. CTM mènera à bien le PARTM en conformité avec les politiques et les priorités énergétiques du gouvernement afin de procurer aux producteurs de pétrole canadiens un accès au marché international.

Dans l'exécution de son mandat, CTM s'est engagée à :

- Exploiter nos actifs de manière sécuritaire pour protéger la population, nos salariés et l'environnement;
- Exploiter nos actifs conformément à toutes les exigences légales applicables;
- Employer des pratiques commerciales durables;
- Exercer nos activités de façon éthique, honnête, responsable et intègre;
- Coopérer avec les collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités et établir et conserver des relations productives fondées sur le respect et la confiance mutuels;
- Fournir un environnement de travail respectueux et gratifiant à nos salariés et aux entrepreneurs;
- Respecter l'ensemble des exigences réglementaires, les conditions en matière de permis et les engagements dans le cadre des travaux de construction;
- Faire progresser la réconciliation économique avec les communautés autochtones en travaillant de concert avec ces communautés pour veiller à atteindre nos engagements, à gérer les répercussions de nos activités sur les territoires traditionnels et à offrir des possibilités de nature économique.

Mise à jour des activités

Exploitation du réseau pipelinier existant et perspectives pour 2023

L'exploitation du pipeline existant de CTM est conforme aux attentes pour 2022. Les résultats financiers et les résultats d'exploitation pour 2022 sont conformes ou supérieurs à ceux prévus dans le plan d'entreprise de 2022 à 2026 (le « plan de 2022 »). Les principales mesures de rendement, telles que les livraisons quotidiennes moyennes sur les réseaux pipeliniers de TMPL et de Puget, seront conformes, voire supérieures, aux objectifs. Les mesures de rendement en matière de sécurité et d'environnement devraient dépasser les objectifs.

Sur le plan financier, le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissements (le « BAIIA ») pour 2022 sera supérieur aux objectifs. Les résultats du BAIIA seront légèrement inférieurs en 2023 par rapport à ceux prévus dans le plan de 2022 en raison de changements prévus dans les effectifs qui entraînent une augmentation des charges liées à la main-d'œuvre. Les dépenses d'investissement pour l'exploitation (non liée au PARTM) du réseau existant seront inférieures à celles prévues dans le plan de 2022. Les dépenses d'investissement non liées au PARTM en 2023 seront supérieures à celles de 2022, en grande partie en raison de l'installation de capacités améliorées de détection des fuites dans le réseau pipelinier.

L'offre, la demande et les tarifs de transport concurrentiels soutiennent toujours la pleine utilisation des réseaux pipeliniers de TMPL et de Puget en 2023. De plus, une utilisation très élevée du réseau agrandi est prévue lorsque le PARTM entrera en service au début de 2024. Une fois le PARTM mis en service, le BAIIA se verra multiplié par près de 13 ou 14, passant de 180 millions de dollars à environ 2,4 à 2,6 milliards de dollars par année sur la durée de nos prévisions.

La direction de CTM poursuit l'embauche et la formation du personnel afin de se préparer en vue de l'essai avant mise en service, de la mise en service initiale et du démarrage du PARTM au cours de la seconde moitié de 2023 et au tout début de 2024.

Mise à jour sur le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain

Le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (le « PARTM ») consiste en la construction d'un deuxième pipeline de pétrole qui suit en grande partie le tracé du pipeline original de Trans Mountain, achevé en 1953. Lorsqu'ils seront opérationnels, les deux pipelines formeront un réseau qui acheminera 890 000 barils de pétrole par jour vers les installations de Kamloops, de Sumas, de Burnaby et vers un port à Westridge, en vue de leur distribution à des raffineries au Canada, aux États-Unis et à l'étranger. Le nouveau pipeline accroît les ventes de pétrole canadien sur les marchés étrangers et est concurrentiel, car il réduit d'environ 30 jours le temps total du trajet vers les marchés hors-frontière, et ce, à un coût comparable ou moindre.

Les coûts de construction décaissés actuels relatifs au projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain sont maintenant estimés à 26,6 milliards de dollars. L'estimation comprend également une mise à jour des coûts pour de nombreuses activités de construction présentant des difficultés techniques où les méthodes de construction doivent être adaptées aux conditions. Par exemple, Mountain 3, à l'extérieur de Hope, en Colombie-Britannique, est un forage directionnel de 2,5 km au milieu d'une montagne. Le forage directionnel fait face à des défis importants en raison de l'intrusion d'eau souterraine, et une autre technique pourrait être nécessaire. Un autre exemple est le tunnel du mont Burnaby, qui doit faire face à une pénurie de ciment spécialisé dans les basses-terres continentales. La complexité des difficultés au niveau de la construction au sein du projet pris dans son ensemble crée de l'incertitude quant aux coûts et au calendrier alors que le PARTM vise l'achèvement des travaux mécaniques en 2023.

D'autres sources de financement que celles envisagées précédemment sont nécessaires pour financer l'achèvement des activités de construction du PARTM. Le financement supplémentaire pourrait représenter entre 3 et 5 milliards de dollars. Le rendement des capitaux propres du propriétaire, les taux d'intérêt variables et le calendrier ont une incidence sur l'estimation globale des coûts de financement.

Plusieurs raisons expliquent les coûts élevés de construction depuis la dernière annonce en février 2022. Cinq facteurs principaux ont été relevés dans le cadre d'une analyse des causes fondamentales des modifications du coût global du projet. Ces facteurs sont 1) les travaux techniques et l'échéance du plan (55 %); 2) les événements externes (25 %); 3) les pratiques qui dépassent la construction normale (15 %); 4) la sécurité; et 5) les mesures d'accommodement des parties prenantes (5 %). Au fur et à mesure que les causes fondamentales se matérialisent, l'étendue des travaux du PARTM, la méthodologie de construction, la productivité et le calendrier du projet peuvent être touchés. En outre, chaque cause fondamentale peut avoir de multiples effets secondaires. Par exemple, des travaux techniques incomplets et l'échéance du plan peuvent entraîner une augmentation de l'étendue des travaux, un changement de méthodologie, une baisse de la productivité et une prolongation du calendrier.

Le doublement d'un pipeline dans un couloir étroit et montagneux où se trouvent déjà un pipeline de pétrole, un pipeline de gaz et des services publics d'électricité et où les travaux contournent des autoroutes est complexe. La réalisation de travaux dans un couloir étroit tout en respectant les normes les plus élevées de protection des poissons, des oiseaux, des amphibiens et de la faune, ainsi que la récupération et la préservation des artefacts archéologiques inestimables des communautés autochtones rendent difficile l'estimation des conditions de construction, car des solutions de rechange coûteuses à mettre en œuvre sont nécessaires lorsque les conditions se présentent. Environ 13 % de la construction du nouveau pipeline a nécessité une méthode dite de « tube conducteur », qui exige que les canalisations soient installées un tronçon à la fois. Cette méthode est jusqu'à 10 fois plus coûteuse que la méthode dite de « conduite principale », une méthode de construction à grande échelle qui réduit considérablement les coûts. La nouvelle autoroute de Coquihalla compte plus de 200 franchissements souterrains qui demandent plusieurs méthodes de construction dont le coût peut varier de 10 000 \$ à 100 000 \$ par mètre d'installation. Les normes environnementales exigent que presque tous les franchissements de cours d'eau soient souterrains, généralement à l'aide de foreuses directionnelles et à des coûts qui varient de 10 000 \$ à 100 000 \$ par mètre. À titre de référence, la construction d'une canalisation principale dans les prairies coûte entre 2 000 \$ et 4 000 \$ par mètre d'installation.

En raison de la multiplication des propriétés, de la population et des terres agricoles protégées de Hope à Burnaby, la construction du pipeline traverse des biens immobiliers de grande valeur, notamment des terrains de golf, des maisons et des zones commerciales. Le pipeline franchit également un site d'enfouissement abandonné et couvert et longe des autoroutes où la circulation ne peut être retardée de plus de 20 minutes. La réglementation sur les oiseaux nicheurs exige que l'équipement et la construction respectent la nidification des oiseaux migrateurs, ce qui raccourcit les plages de construction et accroît les coûts. Au cours de la dernière année de construction, si nous ne sommes pas en mesure d'atténuer l'incidence du projet sur les mesures de protection des oiseaux migrateurs, cela aurait des conséquences sur notre capacité d'achever les travaux mécaniques d'ici la fin de l'exercice 2023. À ce jour, plus de 350 sites archéologiques ont été répertoriés ou réexaminés et plus de 60 000 artefacts ont été consignés dans le cadre de l'un des plus importants programmes archéologiques de l'histoire du Canada. Trans Mountain a été en mesure d'éviter 116 sites, en totalité ou en partie, tout en poursuivant ses efforts visant à éviter les nouveaux sites qui pourraient se présenter au cours de la construction. La plupart des sites partiellement perturbés requièrent la modification de notre empreinte ou de notre méthodologie de construction. Les sites protégés par des tapis de construction nécessitent souvent un défrichage manuel, une surveillance et la mise en place minutieuse de dizaines de milliers de tapis. Le pipeline est construit selon les normes environnementales, sociales et de gouvernance (« ESG ») les plus élevées. Collectivement, la façon dont le PARTM est réalisé fait en sorte que les futurs propriétaires peuvent être assurés que le pipeline a été construit de la manière la plus éthique et responsable qui soit.

Depuis 2012, Trans Mountain a conclu 69 ententes liées au projet, appelées ententes d'intérêt commun, afin d'offrir une plus grande certitude et d'atténuer les risques pour le calendrier du projet. La valeur financière globale de ces ententes s'élève à environ 657 millions de dollars, compte non tenu des avantages pour les collectivités grâce aux possibilités de contrats et d'emploi. Trans Mountain a également relevé des possibilités de contrats, d'emploi et de formation liées au projet et les a optimisées. En décembre 2022, la valeur totale des contrats accordés aux peuples autochtones s'établissait à 4,84 milliards de dollars et les dépenses totales s'élevaient à 3,97 milliards de dollars. Cela représente environ 25 % des dépenses totales liées aux contrats dans l'ensemble du projet. Environ 18 % (966 sur 5 325) des entreprises sous contrat pour le PARTM étaient des entreprises autochtones ou des partenariats avec les Premières Nations. Environ 3 120 Autochtones ont travaillé sur le projet, ce qui représente 11 % de l'effectif. Il s'agit d'un niveau de participation sans précédent des Autochtones dans l'histoire des grands projets au Canada.

Le fait que les contrats de construction initiaux du PARTM étaient des conventions fondées sur le temps, l'équipement et le matériel (T&M) est un autre facteur clé du rendement des coûts. Des contrats T&M étaient nécessaires du fait de la difficulté et de l'incertitude importantes dans l'estimation des coûts de construction d'un pipeline selon les normes d'aujourd'hui, à travers les montagnes, et dans des périodes de construction de durée limitée. En 2022, des progrès importants ont été réalisés en collaboration avec les ingénieurs et les entrepreneurs afin d'évaluer les risques restants et la productivité à venir. À ce jour, l'une des principales raisons des dépassements de coûts est la productivité plus basse que prévu attribuable aux changements apportés à la méthodologie de construction, à la main-d'œuvre inexpérimentée (30 % de novices dans l'ensemble du projet), au manque d'expérience dans l'application des normes environnementales, aux travaux techniques incomplets et aux conditions de construction plus difficiles que prévu en raison du climat et de la géographie.

La structure tarifaire actuelle du pipeline prévoyait que les coûts marginaux de certains tronçons et de certaines zones de construction à risque plus élevé seraient recouverts grâce aux ajustements tarifaires des expéditeurs. L'analyse indique que le pipeline demeure concurrentiel pour l'exportation de pétrole brut vers les marchés du bassin du Pacifique par rapport aux autres tracés de pipeline passant par la côte américaine du golfe du Mexique. Les droits prévus pour le transport par pipeline sont plus élevés en raison de l'augmentation des coûts du PARTM et ont atténué les avantages concurrentiels prévus lorsque le projet sera achevé. La compétitivité des droits et la durabilité en matière d'ESG sont essentielles à long terme, le pipeline entrant en service en 2024.

Inondations en Colombie-Britannique

En novembre 2021, Trans Mountain est intervenue dans le cadre d'importantes inondations qui ont nécessité une interruption préventive prolongée du réseau pipelinier et engendré une perturbation importante de la construction du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (le « PARTM »). L'effet des inondations sur le sud-ouest de la Colombie-Britannique et l'État de Washington a entraîné des évacuations à grande échelle dans la vallée du bas Fraser et dans toute la ville de Merritt, ainsi que dans de nombreuses communautés autochtones environnantes. La Province de la Colombie-Britannique a décrété l'état d'urgence et un soutien militaire a été demandé pour participer à la restauration. Le ministre des Transports a qualifié la tempête et les dommages causés aux infrastructures de transport de la Colombie-Britannique de sans précédent – toutes les principales voies de transport routier et ferroviaire desservant les basses-terres continentales ont été fermées.

Trans Mountain est la principale source d'approvisionnement en carburant dans la région du nord-ouest du Pacifique, et l'interruption de 21 jours de l'approvisionnement d'un marché qui reçoit habituellement des stocks tous les 6 jours a été une source de perturbations, particulièrement compte tenu des dangers qui menacent les efforts de restauration dans la région. Tout au long de son intervention, Trans Mountain a travaillé à plusieurs égards pour accélérer le redémarrage de son pipeline et réduire au minimum les répercussions économiques pour les résidents de la Colombie-Britannique.

En ce qui concerne le redémarrage, des efforts particuliers ont été nécessaires pour cerner les préoccupations de la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie ») en ce qui concerne la sécurité technique du pipeline et y répondre, et pour parvenir à une entente sur les éléments requis pour redémarrer le pipeline. Le redémarrage a été effectué sans que la Régie n'émette d'ordonnance affectant le plan de redémarrage.

Les inondations en Colombie-Britannique ont eu une incidence importante sur les activités de Trans Mountain, laquelle a été atténuée par des mécanismes de recouvrement des produits et des coûts et par la grande intervention de notre personnel. Les inondations ont compromis les progrès du PARTM, ayant notamment les incidences suivantes : interruption de la construction des tronçons 5A, 5B et 6/7A, dommages aux travaux de construction en cours, changements apportés à la méthodologie et nécessité d'obtenir de nouveaux permis pour tenir compte de l'évolution des conditions de la rivière et du niveau inhabituellement élevé de la nappe phréatique dans le tronçon 6/7A.

Cibles de rendement et objectifs

Voici les principales cibles de rendement de CTM pour les cinq prochaines années :

- Assurer l'exploitation d'une manière sécuritaire, conforme à la réglementation et commercialement viable du réseau pipeline Trans Mountain.
- Achever le PARTM d'une manière sécuritaire, conforme à la réglementation et commercialement viable.
- Mettre en service les actifs du réseau agrandi en respectant les échéanciers et les budgets prévus dans ce plan.
- Générer un bénéfice avant intérêts, impôts et amortissements de 2,4 milliards de dollars pour la première année d'exploitation complète du réseau pipeline agrandi.
- Étudier les occasions d'agrandissement potentielles du réseau actuel Trans Mountain.
- Optimiser les occasions pour Trans Mountain de transporter le pétrole jusqu'à la mer.
- Exécuter un plan de préparation des activités visant la transition et l'intégration harmonieuses des actifs liés à l'agrandissement dans les activités en cours du réseau pipeline Trans Mountain.
- Préserver une réputation fondée sur l'éthique, et respecter les exigences pertinentes auxquelles est soumise une société d'État.
- Mettre en œuvre un plan pour réduire à néant ses émissions de niveau un et de niveau deux d'ici 2050, conformément à la *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*.
- Promouvoir la réconciliation économique avec les communautés autochtones et ouvrir davantage de possibilités pour des bénéfices à long terme par le biais de l'emploi, de la passation de contrats et de la possibilité de s'associer avec les communautés autochtones pour de futurs projets.
- Exploiter le réseau pipeline pendant une période de changements et de grande intensité des travaux et assurer la continuité de l'exploitation dans le cadre de toute structure de propriété ultérieure.
- Maintenir un lieu de travail diversifié et accessible.

Aperçu financier

CTM prépare ses états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis ») et applique les exigences du Topic 980 de l'Accounting Standards Codification intitulé Regulated Operations (l'« ASC 980 »). Ainsi, CTM comptabilise certains produits, charges et actifs et passifs réglementaires pour tenir compte des incidences économiques de la réglementation des tarifs. La comptabilisation de ces éléments peut différer de ce qui est prévu par les PCGR des États-Unis pour les entreprises qui ne sont pas à tarifs réglementés. CTM est assujettie, par règlement, à la *Loi de l'impôt sur le revenu*.

Il est à noter que, dans le plan de la CDEV, tous les résultats financiers sont convertis conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») qui constituent le référentiel en vertu duquel la CDEV fait rapport au gouvernement. Dans le plan de la CDEV, les données financières de CTM ont été converties conformément aux IFRS.

Chiffres réels de 2022

TMPL prévoit transporter environ 323 000 barils par jour, dont approximativement 209 000 barils par jour dans le réseau de Puget vers l'État de Washington. Les mouvements sur Puget sont influencés par les écarts de prix en vigueur entre le pétrole lourd et le pétrole léger. De manière générale, plus l'écart est grand (c'est-à-dire plus le prix du baril de pétrole lourd est faible), plus il y a de pression sur la capacité des quais et moins il y a d'espace disponible pour les barils légers provenant de Puget.

Le total du bénéfice d'exploitation avant l'amortissement (BAIIA) de CTM, qui s'est élevé à environ 187 millions de dollars, a dépassé le montant de 181 millions de dollars figurant au budget de 2022.

Les dépenses d'investissement non liées au PARTM pour 2022 se sont établies à environ 115 millions de dollars, ce qui comprend un montant de 53 millions de dollars destiné aux activités de remise en état du fait des inondations en Colombie-Britannique. Le reste des dépenses d'investissement non liées au PARTM (compte non tenu de la remise en état) est destiné aux projets de restauration pour cause d'aléas naturels, aux projets d'ordre technologique et aux projets de préparation des activités, la tranche restante visant à maintenir la sécurité et la fiabilité des conditions d'exploitation du réseau pipelinier.

Pour ce qui est du PARTM, en 2022, des dépenses de 8,5 milliards de dollars, compte non tenu des coûts de financement (provision pour les fonds utilisés pendant la construction) de 1,2 milliard de dollars, ont été engagées pour porter l'achèvement des travaux de construction du projet à 77 %.

Plan annuel de 2023

En 2023, le réseau de TMPL devrait transporter environ 311 000 barils par jour, dont approximativement 196 000 barils par jour dans le réseau de Puget vers l'État de Washington.

Le bénéfice d'exploitation avant l'amortissement (BAIIA) de CTM devrait totaliser environ 180 millions de dollars, ce qui est légèrement inférieur au montant de 187 millions de dollars pour 2022. L'accroissement des produits tirés du transport ne compensera pas entièrement les frais supplémentaires liés au plan de préparation des activités engagés en vue de la mise en service du PARTM.

Les dépenses d'investissement non liées au PARTM devraient totaliser environ 123 millions de dollars en 2023, dont une tranche d'environ 30 millions de dollars est destinée à l'achèvement d'un réseau de fibre optique pour le réseau pipelinier et à l'atténuation des risques liés aux aléas naturels, aux usines de comptage, à la préparation des activités postérieures à la mise en service du PARTM, à l'infrastructure technologique et aux applications informatiques, à l'efficacité et à la fiabilité du réseau pipelinier, à la croissance et au raccordement, et aux projets liés à la sécurité et aux interventions d'urgence.

En ce qui a trait au PARTM, des dépenses d'environ 7,2 milliards de dollars devraient être engagées en 2023 à l'égard des travaux de construction de l'ensemble des tronçons du pipeline et des terminaux. Le plan d'entreprise tient compte de l'achèvement des travaux mécaniques du projet d'agrandissement du réseau pipelinier Trans Mountain à la fin de 2023. L'exploitation du réseau agrandi commencera au premier trimestre de 2024. Ces hypothèses sont soumises aux risques inhérents aux grands projets de construction, dont bon nombre échappent au contrôle de la direction. Pour les besoins des projections financières du plan d'entreprise de 2023, on prévoit que le PARTM coûtera 26,6 milliards de dollars selon la comptabilité de trésorerie, et qu'il sera mis en service le 1^{er} janvier 2024.

Le plan d'entreprise de 2023 suppose que les facilités de crédit existantes seront augmentées et utilisées pour financer le projet. En outre, un financement supplémentaire de 3,0 à 5,0 milliards de dollars sera nécessaire pour achever le projet. Dans le cas où des risques courants au sein des grands projets de construction se réaliseraient, des dépenses d'investissement et des autorisations de financement supplémentaires pourraient être nécessaires.

À compter de février 2022, toutes les dépenses d'investissement du PARTM sont financées au moyen de la dette. Par conséquent, les mesures financières courantes telles que la dette sur le capital investi, la dette sur le BAIIA et d'autres mesures présentent des résultats atypiques par rapport aux autres sociétés pipelinières. L'entreprise est fortement endettée, mais, une fois que le PARTM sera mis en service, les flux de trésorerie excédentaires du système agrandi seront utilisés pour rembourser la dette.

Le plan d'entreprise de 2023 ne présume aucune restructuration du capital de l'entité et aucune vente de CTM au secteur privé, et ne tient pas compte de la participation des Autochtones prenant la forme d'une propriété ou par d'autres moyens. Ces questions devraient être abordées dans une version future du plan d'entreprise ou dans la version modifiée du plan d'entreprise de 2023.

Période allant de 2024 à 2027

Lorsque le PARTM sera achevé, les produits tirés du transport augmenteront considérablement en raison de la hausse de la capacité du pipeline, qui sera portée à 890 000 barils par jour, et de la structure de droits liée aux ententes de services de transport qui ont été négociées avec les expéditeurs relativement au PARTM. CTM estime que le BAIIA s'élèvera à plus de 2,4 milliards de dollars pour la première année complète d'exploitation du réseau pipelinier agrandi.

CTM continue de rechercher des occasions d'améliorer, d'optimiser et d'étendre ses activités, ce qui peut inclure l'amélioration de la productibilité du réseau de Puget, l'exploitation optimale des droits de passage et des systèmes de communication de notre réseau pipelinier, ainsi que des mesures de compensation des gaz à effet de serre liés à la construction; toutefois, l'incidence financière de telles occasions n'est pas prise en compte dans le présent plan d'entreprise.

L'annexe 2 présente les états financiers pro forma pour le plan d'entreprise de 2023 à 2027.

Risques

CTM est assujettie à des risques qui pourraient occasionner des coûts supplémentaires, se répercuter sur les activités, créer des retards dans l'exécution des travaux de construction ou porter atteinte à la réputation, notamment en ce qui a trait aux points suivants :

- l'évolution de la situation du marché, les prix des marchandises, le contexte politique, les épidémies ou les pandémies sévères et la conjoncture économique au Canada et à l'échelle mondiale;
- la survenance d'un incident majeur ayant une incidence sur la sécurité du public, et du personnel et sur la protection de l'environnement, et découlant de l'exécution des travaux de construction, des activités ou de dommages causés par des tiers;
- les aléas naturels et environnementaux ayant des répercussions sur l'exécution des travaux de construction ou sur les activités;
- les manifestations ou les mouvements de protestations ayant des répercussions sur l'exécution des travaux de construction ou sur les activités;
- la réception en temps opportun des permis et l'accès aux terres ayant des répercussions sur l'exécution des travaux de construction;
- les décisions et les résultats de nature réglementaire et juridique, ainsi que les éventuelles modifications des lois et règlements ayant une incidence sur l'exécution des travaux de construction ou sur les activités courantes;
- la défaillance des contrôles à l'égard de la surveillance des entrepreneurs ayant des répercussions sur l'exécution des travaux de construction ou sur les activités;
- la défaillance des contrôles entraînant des infractions à la loi, des fraudes ou une augmentation des coûts;
- le fait d'attirer et de maintenir en poste une main-d'œuvre compétente;
- la performance et le risque de crédit de nos contreparties;
- une atteinte à la cybersécurité ou une violation de la confidentialité entraînant des répercussions sur les activités ou une atteinte à la réputation.

CTM gère ces risques au moyen d'une série de politiques et de procédures, d'activités de suivi opérationnel et d'entretien, d'assurances et d'autres ententes contractuelles, et de consultations avec des experts internes et externes.

Dans le cadre du PARTM, la direction tient un registre complet des risques afin de faciliter la planification des travaux et d'atténuer les difficultés au niveau de la construction. Un registre des risques est un outil qui permet de suivre les risques à mesure qu'ils sont relevés. Les risques sont ensuite gérés au moyen de diverses techniques, notamment le recours à des ressources supplémentaires, un changement de méthodologie ou d'approche dans la construction, le réordonnancement des travaux et d'autres stratégies. Les risques sont classés selon leur incidence possible sur le projet.

Les risques sont généralement classés en deux catégories : probabilité raisonnable / conséquences connues ou faible probabilité / conséquences élevées. Les risques qui peuvent raisonnablement se réaliser au cours de l'exécution d'un projet sont relevés et pondérés selon leur probabilité, et un montant de dépenses d'investissement pourra être prévu dans le budget du projet. Le budget d'investissement résiduel du PARTM comprend des dépenses d'investissement de 0,8 milliard de dollars pour des risques de cette nature. Les risques à faible probabilité et à conséquences élevées seront également relevés, néanmoins, le budget du projet n'inclura généralement pas de dépenses d'investissement pour ce type d'événement.

Plan d'emprunt

Activités par le passé

En 2018, CTM a emprunté 2,5 milliards de dollars pour financer l'acquisition de Trans Mountain. La facilité à l'acquisition connexe est entièrement utilisée et demeure impayée.

Jusqu'au premier trimestre de 2022, Financière TMP a financé le PARTM à l'aide d'une facilité à la construction gouvernementale fournie par le Compte du Canada d'EDC. En avril 2022, CTM a emprunté un montant de 10,3 milliards de dollars, déduction faite d'un remboursement de 1,6 milliard de dollars, par l'entremise d'une entente de financement avec Financière Canada TMP Ltée. Le financement aux termes de cette entente a été consenti comme un financement sous forme d'emprunts à 55 % et comme un financement sous forme de capitaux propres à 45 %. En 2022, des modifications ont été apportées à l'entente de financement selon lesquelles les intérêts non payés et les commissions d'engagement seront ajoutés tous les six mois au solde en capital de la dette. La dette en cours payable à Financière TMP dans le cadre de la facilité à la construction demeurera impayée et vient à échéance en août 2025.

Les facilités de Financière TMP (acquisition et construction) portent intérêt à un taux de 5 %.

Le 29 avril 2022, CTM a conclu une facilité renouvelable non garantie de premier rang d'un an pour un montant de 10,0 milliards de dollars auprès d'un consortium de prêteurs (la « facilité consortiale »). La facilité consortiale est assortie d'une option de prolongation de six mois et d'une garantie fournie par le gouvernement du Canada. Aucun autre paiement sur les emprunts n'est exigible aux termes de la convention de crédit jusqu'à l'échéance. À la fin de 2022, un montant de 7,2 milliards de dollars a été prélevé sur cette facilité.

Le gouvernement du Canada a fourni à CTM une garantie relativement à sa facilité consortiale. En échange de cette garantie, CTM a versé une commission annuelle de 5 % déduction faite du taux d'intérêt moyen pondéré quotidien annuel payable par CTM conformément à la facilité consortiale. Les taux d'intérêt actuels sur la facilité consortiale sont supérieurs à 5 %. Par conséquent, la commission de garantie est de néant. Aux fins du plan de 2023, une commission de garantie a été spécifiquement présumée, et les coûts d'emprunt totaux sont représentatifs des taux d'intérêt sous-jacents majorés d'un écart, plus une commission de garantie de 25 points de base.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, CTM a engagé 36,8 millions de dollars au titre de la commission de garantie. La commission de garantie est incluse dans la charge d'intérêts et est payable le 31 août 2025 ou en cas de manquement. Au 31 décembre 2022, la commission de garantie à payer s'établissait à 36,8 millions de dollars, et elle était comptabilisée au poste « Intérêts à payer sur la dette à long terme ».

Sommaire des emprunts futurs

CTM a remplacé la facilité consortiale par une facilité consortiale conforme aux Principes de l'Équateur (la « facilité consortiale PE »). La facilité est d'une durée de deux ans et sa limite d'emprunt initiale s'élève à 11,0 milliards de dollars. CTM prévoit augmenter la limite de cette facilité de crédit, la faisant passer de 11 milliards de dollars à 13,0 milliards de dollars au plus tard le 10 mai 2023.

En plus de l'augmentation de la facilité consortiale PE, un financement supplémentaire de 3,0 milliards à 5,0 milliards de dollars sera nécessaire, lequel n'a pas été entièrement déterminé. Le financement accordé à CTM peut prendre différentes formes, notamment des prêts bancaires, des facilités de crédit (ou l'augmentation des facilités existantes), des émissions de papier commercial, des acceptations bancaires, des émissions d'obligations, des billets, des débetures ou les opérations de couverture connexes, qui ont des durées et des modalités différentes, peuvent être libellés en dollars canadiens ou en dollars américains, et qui peuvent tous être refinancés par CTM au fur et à mesure que le PARTM se rapproche de son achèvement ou au moment de son achèvement. Les décisions de CTM seront notamment fondées sur des paramètres tels que la rapidité d'obtention du financement, les coûts financiers et les répercussions sur un éventuel dessaisissement.

Dans le cas où un financement supplémentaire ne serait pas obtenu, la construction du PARTM devra être interrompue, les travailleurs licenciés, les entrepreneurs démobilisés et la date de mise en service du PARTM serait retardée. De telles mesures augmenteraient sensiblement les coûts du PARTM et nuiraient considérablement aux résultats économiques du propriétaire. Si le PARTM était annulé, les emprunts en cours aux termes de la facilité consortiale PE verraient la garantie du gouvernement engagée.

Après la mise en service commerciale du PARTM, CTM présume que les flux de trésorerie excédentaires seront affectés au remboursement de la dette. Les autres possibilités de refinancement susceptibles d'accélérer le remboursement de la dette ou d'abaisser le coût en capital global en prévision d'un changement de propriété n'ont pas été prises en considération dans le présent plan.

L'annexe 3 présente les tableaux du plan d'emprunt de CTM de 2022 à 2027.

Analyse du marché

Trans Mountain exploite le seul pipeline canadien qui transporte du pétrole brut et des produits raffinés vers la côte ouest, acheminant chaque jour quelque 300 000 barils de produits pétroliers provenant de l'Alberta vers les raffineries de la Colombie-Britannique et de l'État de Washington aux États-Unis. De surcroît, le réseau pipelinier Trans Mountain est le seul pipeline en Amérique du Nord qui transporte à la fois des produits raffinés et du pétrole brut léger et lourd en lots pour différents expéditeurs au moyen d'un seul pipeline. Le réseau pipelinier Trans Mountain a accès aux marchés mondiaux par le truchement de son terminal maritime de Westridge situé dans le port de Vancouver, lequel peut accueillir des navires allant jusqu'à la taille Aframax qui transportent les produits pétroliers de l'Ouest canadien vers des marchés hors-frontière comme les pays du bassin du Pacifique, où une hausse de la demande est attendue.

Les perspectives de Trans Mountain à l'égard des marchés mondiaux et régionaux du pétrole brut sont fondées sur des études préparées par des spécialistes externes reconnus, y compris des sources axées sur le Canada comme la Régie, des banques internationales et l'Association canadienne des producteurs pétroliers (l'« ACPP »). Les services de spécialistes indépendants reconnus sont également retenus pour évaluer la position concurrentielle de Trans Mountain sur ses marchés.

Aperçu général

Le ralentissement de la croissance de la demande dans les pays de l'Organisation de coopération et de développement économiques (l'« OCDE ») et les augmentations de l'offre tout au long de 2022 pourraient créer certains déséquilibres à court terme sur les marchés. Toutefois, les sanctions imposées à l'offre russe, la reprise de la demande en Chine et les craintes entourant la diminution continue de la production excédentaire de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole plus (l'« OPEP+ ») pourraient faire en sorte que la demande dépasse l'offre en 2023, ce qui entraînerait une volatilité accrue des prix du pétrole.

Demande mondiale

En 2023, la demande mondiale de pétrole brut devrait atteindre 101,8 Mb/j, dépassant les niveaux d'avant la pandémie, par rapport à une moyenne estimée à 99,7 Mb/j en 2022. La substitution du gaz par le pétrole et l'utilisation du pétrole pour la production d'électricité, en grande partie en raison de la volatilité des prix du gaz naturel en Europe, devraient compenser une partie du ralentissement de la croissance économique. Les pays de l'OCDE ont été les principaux moteurs de la demande en 2021, ainsi qu'aux premier et deuxième trimestres de 2022. La demande de l'OCDE en 2023 ne devrait augmenter que modérément pour passer de 45,8 Mb/j en 2022 à 46,4 Mb/j en 2023, en raison de la hausse des prix et des taux d'intérêt et des prévisions de ralentissement économique. Alors que la hausse de l'inflation et des taux d'intérêt et les perspectives économiques plus faibles pourraient modérer l'augmentation de la demande de l'OCDE, l'accroissement de la consommation des pays non membres de l'OCDE devrait contrebalancer le tout. Les pays non membres de l'OCDE devraient représenter la majeure partie de la croissance de la demande en 2023, dont l'augmentation prévue de la demande est de 55,4 Mb/j en 2023, contre 53,9 Mb/j en 2022. La Chine devrait représenter près de 1 Mb/j de cette croissance prévue de la demande.

Offre mondiale

En 2023, l'offre mondiale devrait atteindre 101,7 Mb/j si les prévisions actuelles restent exactes, ce qui pourrait entraîner un déficit. Les pays non membres de l'OPEP+ devraient mener la croissance de l'offre mondiale avec une moyenne attendue de 49,9 Mb/j en 2023, contre 48,0 Mb/j en 2022. Les États-Unis et le Canada devraient représenter 1,3 Mb/j, soit près de 70 % de la hausse de la production, le Brésil et la Norvège comptant pour 300 000 b/j et 210 000 b/j, respectivement.

La production de l'OPEP+ pourrait connaître une baisse en 2023 en raison des contraintes d'approvisionnement et du renforcement des sanctions imposées à la Russie, ce qui se traduirait par une production prévue de seulement 51,9 Mb/j, contre une estimation de 52,1 Mb/j en 2022. Les pays de l'Union européenne ont convenu d'interdire 90 % des importations de pétrole et de produits russes sur une période de 8 mois jusqu'à février 2023. Par conséquent, la production russe pourrait baisser pour passer d'un niveau estimé à 9,3 Mb/j en 2022 à 8,3 Mb/j en 2023. Pour atteindre les cibles d'approvisionnement, on s'attend à un nouvel épuisement de la réserve de l'OPEP, déjà réduite.

En 2022, la capacité de raffinage mondiale a de nouveau augmenté, après avoir connu sa première baisse en 30 ans en 2021. La capacité devrait maintenant augmenter par des ajouts nets de 1 Mb/j en 2022, puis de 1,6 Mb/j en 2023. En 2023, le débit des raffineries devrait passer à 82,1 Mb/j, contre 80,7 Mb/j en 2022. Le traitement devrait répondre à la demande, mais les pénuries de produits individuels, notamment de carburacteur et de diesel, devraient persister.

Au Canada

Le Canada continue de progresser en tant que grand producteur et exportateur de pétrole. Les nouveaux projets de sables bitumineux continuent de contribuer à la croissance de la production. En 2019, la production a atteint 5,54 Mb/j, dont les sables bitumineux représentaient 3,13 Mb/j. La production de condensat a également augmenté de manière importante et est très demandée par les exploitations de sables bitumineux, qui l'utilisent pour diluer la production de sables bitumineux aux fins du transport par pipeline. Au premier trimestre de 2020, la production a connu une forte baisse d'environ 1 Mb/j en raison de la pandémie de COVID-19, dont plus de 50 % provenaient des sables bitumineux. La production s'est partiellement rétablie pendant le reste de l'année, ce qui a entraîné une baisse globale de la production de 4,2 %. En 2021, la production de pétrole a continué de se redresser, atteignant une moyenne de 5,70 Mb/j. Les prix du pétrole ont atteint des sommets après la pandémie, et le Canada devrait produire 5,74 Mb/j en 2022 et 5,83 Mb/j en 2023. La majeure partie de cette augmentation de la production devrait provenir des ajouts de 140 000 b/j à la production de bitume. En parallèle, la consommation canadienne de produits raffinés est demeurée stable, ce qui a permis de dégager des volumes d'exportation supplémentaires. La majorité des exportations sont expédiées aux États-Unis, où la capacité de raffinage de teneurs plus lourdes de pétrole brut est disponible. La production et les exportations de pétrole continueront de contribuer de manière importante à l'économie canadienne pendant des décennies.

Le Canada s'est également engagé fermement sur le plan national et international, notamment par l'annonce d'un objectif de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre (les « GES ») de l'ordre de 40 % à 45 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030, en plus de s'être engagé par voie législative à atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Le fait d'être un important producteur et consommateur de pétrole et de gaz, en plus des liens économiques généraux avec l'industrie, pourrait apporter des occasions et des défis dans l'atteinte de ces objectifs. Aujourd'hui, l'énergie représente 10 % du produit intérieur brut (le « PIB ») du Canada et constitue un important générateur d'investissements et d'emplois pour le pays. Au Canada, la production et l'utilisation d'énergie représentent plus de 80 % de toutes les émissions de GES, 26 % du total étant attribuable au secteur de l'énergie lui-même. Pour réduire les émissions du secteur de l'énergie selon les objectifs fixés par le gouvernement du Canada, une accélération des investissements, soutenue par des politiques gouvernementales, est nécessaire. Ces initiatives et ces investissements doivent être axés sur l'innovation technologique nécessaire pour permettre la décarbonisation dans l'ensemble du secteur. Les solutions technologiques susceptibles d'être viables qui sont étudiées comprennent le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (le « CUSC »), l'hydrogène et les petits réacteurs modulaires (les « PRM ») nucléaires. Le Canada a également mis en œuvre un ambitieux système de tarification du carbone en 2019, et une norme sur les combustibles propres en 2022.

Trans Mountain

À long terme, CTM s'attend à ce que la réduction de la demande de pétrole au Canada entraîne une nécessité accrue d'exporter le pétrole brut canadien vers les marchés mondiaux. Traditionnellement, les États-Unis ont été le principal client des exportations de pétrole du Canada. À mesure que les États-Unis décarbonisent leur économie, la demande américaine risque de diminuer et cette baisse se traduira par une demande plus forte pour les exportations vers d'autres marchés, que ce soit par l'entremise du réseau pipelinier Trans Mountain ou d'autres pipelines concurrents ayant accès aux ports de la côte américaine du golfe du Mexique. Il est prévu que les marchés asiatiques seront une destination clé dans l'avenir pour le pétrole brut canadien. Les exportations à partir de notre terminal de Westridge devraient être intéressantes d'un point de vue logistique et moins coûteuses que les autres options pour les producteurs canadiens qui veulent accéder aux pays du bassin du Pacifique grâce à des installations d'exportation sur la côte américaine du golfe du Mexique.

Trans Mountain pourrait être touchée par les politiques sur les changements climatiques et les baisses de la demande de pétrole découlant de la fermeture de raffineries, quoique de façon minimale puisque Trans Mountain est le seul pipeline canadien qui permet aux producteurs canadiens de pétrole brut d'accéder au marché en croissance de l'Asie Pacifique, où les prix sont plus élevés. De plus, le PARTM prévoit une augmentation considérable de la capacité du terminal maritime de Westridge permettant à l'énergie canadienne d'atteindre les marchés émergents du bassin du Pacifique où une hausse de la demande est attendue, ce qui donnera de meilleures occasions aux producteurs de pétrole canadiens d'obtenir les prix mondiaux pour leur produit. À la lumière des prévisions de prix du pétrole brut qui tiennent compte des relations de prix actuelles et prévues et des nouvelles politiques environnementales adaptées aux changements climatiques, une forte utilisation du réseau pipelinier Trans Mountain est attendue dans un avenir prévisible.

Aperçu de l'entreprise

Le réseau pipelinier Trans Mountain comprend le pipeline de Trans Mountain, qui est la partie du réseau pipelinier située au Canada, et le pipeline Puget Sound, qui est la partie du réseau pipelinier située aux États-Unis.

Clients

Le réseau pipelinier Trans Mountain offre aux expéditeurs des services de transport visés par des contrats ou non. À l'heure actuelle, quatre expéditeurs sous contrat disposent d'une capacité de 54 000 b/j à destination des marchés hors-frontière à partir de notre terminal maritime de Westridge, le reste de la capacité disponible étant attribué à des mouvements non visés par des contrats vers des quais ou des raffineries ou terminaux reliés à des pipelines. Les expéditeurs de Trans Mountain, qui sont des pétrolières intégrées ou des sociétés de production, de raffinage et de commercialisation de pétrole, soumettent des demandes pour acheminer des produits pétroliers raffinés et un éventail de produits de pétrole brut lourd et léger, tous en provenance d'Edmonton, vers des points de livraison dans l'État de Washington et en Colombie-Britannique. Le pipeline de Puget Sound est relié à quatre raffineries dans l'État de Washington, deux à Anacortes et deux à Ferndale.

Offre et demande

La pandémie de COVID-19 a eu des répercussions majeures sur les marchés de l'énergie. Toutefois, l'accès aux marchés intéressants en Amérique du Nord et ailleurs dans le monde, conjugué à des tarifs peu élevés, a fait en sorte que le réseau pipelinier Trans Mountain a fonctionné à plein régime durant la pandémie. L'effet combiné de l'envergure et de l'emplacement de nos actifs nous aide à obtenir de nouveaux volumes et à faire croître nos activités à long terme.

Nous continuons de nous positionner pour tirer profit de l'augmentation de la production dans l'Ouest canadien. Les raccordements aux terminaux et les installations de stockage favorisent les volumes entrants et sortants dans notre réseau de pipelines, ce qui nous a aidés à conclure des contrats à long terme pour le PARTM et devrait attirer d'importantes ventes au comptant de volumes supplémentaires. Nous nous attacherons également à exploiter au mieux nos actifs actuels et la réalisation de projets pour atteindre les régions où la croissance se profile, comme la côte du Pacifique.

La proximité du Canada avec les États-Unis et la production considérable de pétrole brut lourd et léger au Canada revêtent une importance stratégique pour le secteur américain du raffinage. De nombreux raffineurs américains traitent une grande variété de types de pétrole brut, notamment des volumes considérables de brut lourd et léger. Cette souplesse, la proximité de l'offre de pétrole brut léger et lourd, les économies d'échelle et l'accès facile aux marchés sont autant de facteurs qui permettent à ces raffineries d'être parmi les plus rentables du monde. Les marchés de raffinage américains dépendent largement des importations de pétrole brut lourd et léger, et le Canada est le premier exportateur de pétrole brut aux États-Unis. La demande de pétrole brut lourd aux États-Unis est persistante et elle devrait rester solide dans un avenir prévisible.

Nous sommes d'avis que nous sommes en bonne position pour résister à l'incidence des fluctuations à court terme des prix des marchandises et réagir aux mouvements de l'offre et de la demande. Nos activités existantes et l'agrandissement dans le cadre du PARTM sont visés par des ententes tarifaires et des contrats à long terme qui ne varient pas en fonction du prix des marchandises ou du débit. La nature cyclique du prix des marchandises peut cependant jouer sur la cadence de l'expansion des activités de nos expéditeurs, ce qui peut influencer sur le rythme de croissance des volumes dans notre secteur, la valeur de nos services à mesure que les contrats viennent à échéance et le calendrier de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures. Nous surveillons de près le marché afin d'améliorer la connectivité de notre réseau ou d'étendre notre empreinte en Amérique du Nord. Nous préconisons toujours une approche rigoureuse et nous positionnerons stratégiquement nos activités d'expansion afin de saisir les occasions qui se présenteront en conformité avec nos préférences en matière de risque.

Concurrence

Les autres transporteurs qui sont capables d'expédier les hydrocarbures liquides de l'Ouest canadien vers les marchés du Canada, des États-Unis et d'ailleurs dans le monde représentent les concurrents de notre pipeline. La concurrence entre les pipelines existants s'exerce principalement au niveau du coût du transport, de l'accès à l'offre, de la qualité et de la fiabilité du service, du recours à d'autres transporteurs contractuels et de la proximité avec les marchés.

La concurrence peut aussi venir des projets d'agrandissement de pipelines qui donnent accès à des marchés actuellement desservis par notre pipeline. En outre, la volatilité des écarts de prix du brut et la capacité insuffisante des pipelines, les nôtres comme ceux de nos concurrents, peuvent rendre le transport ferroviaire du pétrole brut concurrentiel, en particulier pour les marchés non desservis par pipeline à l'heure actuelle.

Nous estimons que nos pipelines offrent toujours des possibilités intéressantes aux producteurs de l'Ouest canadien grâce à nos accès aux marchés mondiaux par l'entremise du terminal maritime de Westridge, au temps de transit des produits et aux tarifs concurrentiels que nous pratiquerons lorsque le PARTM sera en service.

Pipeline Trans Mountain

TMP ULC est le commandité de TMP LP et le détenteur du certificat d'utilité publique émis pour l'exploitation du pipeline Trans Mountain. TMP LP est propriétaire des actifs qui composent le pipeline Trans Mountain. Le pipeline Trans Mountain (« TMPL »), qui est en exploitation depuis 1953, a une longueur d'environ 1 150 kilomètres et son tracé commence dans la région d'Edmonton, en Alberta, pour se terminer à Burnaby, en Colombie-Britannique. Vingt-trois stations de pompage alimentées à l'électricité en activité et quatre terminaux situés à Edmonton, à Kamloops, à Sumas et à Burnaby de même que le terminal maritime de Westridge facilitent le mouvement dans le réseau. Le réseau dispose de réservoirs d'une capacité de stockage totale de près de 11 millions de barils, surtout à Edmonton (8 millions de barils) et à Burnaby (1,7 million de barils). La capacité restante se trouve à Kamloops, à Sumas et au terminal maritime de Westridge. La capacité de 8 millions de barils à Edmonton est répartie dans 35 réservoirs : 20 réservoirs (2,9 millions de barils) sont actuellement utilisés pour le service de transport par pipeline du TMPL et 15 réservoirs (5,1 millions

de barils) sont loués à un tiers. Trans Mountain a la capacité, à certaines conditions, de rappeler ces réservoirs afin de les utiliser pour son service de transport par pipeline réglementé.

La capacité nominale de 300 000 barils par jour du pipeline est déterminée selon une combinaison du débit de 20 % de pétrole lourd et de 80 % de pétrole léger. La capacité de livraison réelle de la canalisation principale du TMPL est fonction du type de marchandise transportée.

Le TMPL transporte régulièrement plusieurs produits, notamment du pétrole raffiné, du pétrole brut synthétique, du pétrole brut léger et du pétrole brut lourd, et il est le seul pipeline en Amérique du Nord qui transporte à la fois des produits raffinés et du pétrole brut dans la même conduite. Ce procédé, appelé « mise en lots », fait en sorte qu'une série de produits peuvent se succéder dans le pipeline sous forme d'un « train de lots ». Généralement, un train de lots dans la canalisation principale est constitué de diverses matières transportées pour différents expéditeurs. Le temps de transit d'un baril entre Edmonton et Burnaby est d'environ 10 jours.

Le TMPL est un pipeline public qui génère des revenus grâce à la perception de droits pour le service de transport par pipeline conformes aux droits approuvés par la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie »). Les taux tarifaires sont ajustés chaque année en fonction de la détermination de l'exigence en matière de revenus annuels et de l'application d'une conception des droits approuvée. Les paramètres relatifs aux exigences en matière de revenus sont négociés avec les expéditeurs et sont énoncés dans une entente de tarification qui a toujours été fondée sur une méthode axée sur le coût du service. La durée de chaque entente de tarification a varié entre un an et cinq ans, l'actuelle entente de tarification visant le règlement avec droits incitatifs 2022-2023 étant d'une durée de deux ans.

Pipeline de Puget Sound

En exploitation depuis 1954, le pipeline de Puget Sound (« Puget ») transporte du pétrole brut depuis la frontière entre le Canada et les États-Unis près du terminal de Sumas jusqu'aux raffineries de l'État de Washington situées à Anacortes et à Ferndale.

Puget est d'une longueur d'environ 111 kilomètres et dispose d'une station de pompage et de deux réservoirs de stockage pour faciliter le mouvement dans le réseau pipelinier. Le pipeline a une capacité de débit totale d'environ 240 000 barils par jour lorsqu'il transporte principalement du pétrole léger. Le temps de transit pour un baril dans le réseau de Puget est d'environ une journée.

Puget est aussi un pipeline public. Il est réglementé par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (la « FERC ») pour ce qui est des questions financières et par le Department of Transportation des États-Unis (le « USDOT ») pour ce qui est de la sécurité et de l'intégrité de ses actifs.

Trans Mountain Canada Inc.

TMCI, qui a été constituée en 2002, emploie le personnel qui assure l'exploitation et l'entretien du TMPL et qui fournit certains services de soutien et de surveillance à Puget. Le siège social de TMCI est situé à Calgary, en Alberta.

Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain

Le PARTM est en voie d'achever un doublement du pipeline existant entre Strathcona County (près d'Edmonton), en Alberta, et Burnaby, en Colombie-Britannique. Le PARTM, une fois achevé, créera un réseau pipelinier d'une capacité nominale de 890 000 barils par jour, soit une forte augmentation par rapport à la capacité actuelle de 300 000 barils par jour. La portée du PARTM comprendrait ce qui suit :

- Nouveau pipeline d'une longueur d'environ 860 km et d'un diamètre de 36 pouces, nouveau pipeline d'une longueur d'environ 120 km et d'un diamètre de 42 pouces et pipeline remis en service d'une longueur d'environ 193 km et d'un diamètre de 24 pouces ainsi que trois nouvelles conduites de livraison parallèles d'une longueur de 3,6 km et d'un diamètre de 30 pouces allant du terminal Burnaby jusqu'au terminal maritime de Westridge.
- Construction de 12 nouvelles stations de pompage.
- Installation de 72 nouvelles vannes d'isolement dans la canalisation principale pour apporter un complément aux vannes d'isolement de la canalisation principale existantes. Ces vannes servent à limiter le volume et les répercussions d'une fuite ou d'une rupture d'un pipeline.
- Construction de 19 nouveaux réservoirs, soit 14 à Burnaby, 1 à Sumas et 4 à Edmonton. Démolition d'un réservoir à Burnaby et retrait de deux réservoirs à Edmonton utilisés pour les services commerciaux afin de les utiliser pour les services réglementés.
- Construction de trois nouveaux postes d'amarrage au terminal maritime de Westridge à Burnaby et d'un quai d'intervention pour les remorqueurs et l'équipement d'intervention d'urgence, suivie de la mise hors service et de la démolition du poste d'amarrage actuel. Après l'agrandissement, il est prévu que le terminal maritime de Westridge serait en mesure de répondre aux besoins d'un maximum de 34 navires de classe Aframax par mois.
- Les emprises existantes de Trans Mountain seront utilisées sur environ 73 % du tracé du pipeline, 16 % du tracé suivra d'autres infrastructures linéaires comme des lignes de télécommunication, des lignes de transport d'électricité ou des autoroutes et de nouvelles emprises seront utilisées sur 11 % du tracé.
- Lorsqu'elle serait en service, la « conduite 1 », d'un diamètre de 24 pouces pour la majeure partie, transporterait des produits raffinés, du pétrole brut synthétique et du pétrole brut léger et elle aurait la capacité de transporter du pétrole brut lourd; la « conduite 2 », d'un diamètre de 36 pouces pour la majeure partie, transporterait du pétrole lourd et elle aurait la capacité de transporter du pétrole brut léger.

Les principaux travaux de construction seront terminés d'ici la fin de 2023. Le coût décaissé du PARTM est estimé à 26,6 milliards de dollars, et il devrait entrer en service à la fin du premier trimestre de 2024.

Les paramètres économiques du PARTM demeurent conformes aux taux de rendement prévus autorisés par l'autorité de réglementation de Trans Mountain. Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissements (le « BAIIA ») ajusté devrait atteindre plus de 2,4 milliards de dollars pour la première année d'exploitation complète du PARTM, montant qui devrait augmenter d'année en année. Ces projections sont soutenues par des engagements contractuels à long terme (15 ans et 20 ans) visant 80 % de la capacité de 890 000 barils par jour du réseau.

Structure de droits liée au contrat de service du PARTM

Dans le cadre du PARTM, la conception des droits et du modèle de produits afférente aux services de transport sur le réseau agrandi fait l'objet d'un changement fondamental en ce sens que les droits fixés pour la première année sont calculés en fonction des exigences énoncées dans les ententes de service de transport négociées avec les expéditeurs sous contrat. Ces ententes de service de transport portent sur l'engagement que prend chacun des expéditeurs conformément aux exigences en matière de service de transport, notamment l'engagement relatif au volume mensuel, le lieu de livraison et le type de pétrole brut (léger ou lourd).

Droits du PARTM

Les droits sont constitués de deux éléments, soit une composante fixe et une composante variable. La composante fixe des droits correspond au montant que doit payer un expéditeur sous contrat conformément à son engagement relatif au volume mensuel. La composante variable des droits tient compte du recouvrement de frais, comme les coûts de l'électricité, imposés aux expéditeurs en fonction de leur utilisation du pipeline. Les coûts de l'électricité sont recouverts dans la composante variable des droits alors que presque tous les autres coûts d'exploitation sont pris en compte dans la composante fixe. Environ 80 % de la capacité de 890 000 barils par jour a fait l'objet d'accords passés avec les expéditeurs, dont une proportion de plus de 93 % pour une période de 20 ans. La note de crédit de la plupart des expéditeurs est de première qualité ou presque. Les expéditeurs peuvent se prévaloir d'une réduction s'ils sont sous contrat pour une période de 20 ans (réduction de 10 % des droits) ou s'ils s'engagent à acheminer de grands volumes (réduction de 7,5 % des droits).

La composante fixe des droits sera ajustée en fonction de la date de mise en service du PARTM selon la variation de certains coûts non plafonnés (c.-à-d. les coûts imputés aux expéditeurs) à un taux de 0,07 \$ par baril par tranche de 100 \$ de coûts non plafonnés. Dans les catégories des coûts non plafonnés, on retrouve ce qui suit :

- 1) coûts d'acquisition de terrains et d'emprises pour le tronçon 7 (région du Lower Mainland en Colombie-Britannique);
- 2) acquisition de matériaux liés aux conduites;
- 3) travaux de construction de pipelines du tronçon 5B (région montagneuse);
- 4) travaux de construction de pipelines du tronçon 7 (région du Lower Mainland), dont le tunnel du mont Burnaby;
- 5) coûts de mesures d'accommodement payables à des communautés autochtones jusqu'à la date de mise en service inclusivement;
- 6) accords d'investissement destiné aux communautés.

Les coûts résiduels du projet se classent dans la catégorie. La composante fixe des droits déterminés pour la première année d'une entente de service de transport relativement au réseau agrandi augmente de 2,5 % par année sur la durée des ententes en question, sans aucun lien avec les mesures économiques générales de lutte contre l'inflation.

Dans le cadre des négociations commerciales afférentes au projet, il a été convenu que la moitié des produits au comptant générés par les volumes acheminés excédant 85 % de la capacité des pipelines serait partagée entre les expéditeurs. La quote-part de ce montant revenant aux expéditeurs leur sera retournée puis portée au crédit de la composante variable des droits. Par ailleurs, Trans Mountain a également négocié une entente avec la province de la Colombie-Britannique selon laquelle Trans Mountain partagera avec cette province un montant oscillant entre un minimum de 0,5 milliard de dollars et un maximum de 1,0 milliard de dollars, en fonction des volumes au comptant, sur une période de 20 ans. Le mécanisme de partage fait partie des modalités des contrats conclus avec les expéditeurs et du contrat avec la Colombie-Britannique, qui ont dans les deux cas été signés bien avant l'acquisition de Trans Mountain par le gouvernement du Canada.

La composante variable des droits comprend des coûts transférables qui feront l'objet d'un rapprochement chaque année. Les coûts devant être transférés dans les droits variables sont les suivants :

- coûts de l'électricité;
- coûts d'abandon de pipeline;
- quote-part des produits au comptant non visés par des contrats revenant à l'expéditeur, le cas échéant;
- coûts de mesures d'accommodement payables à des communautés autochtones suivant le début de la mise en service;
- émission de gaz à effet de serre – mesures de compensation liées aux activités de construction du PARTM;
- autres coûts prévus au contrat.

Questions environnementales, sociales et de gouvernance

En juin 2022, nous avons publié notre rapport annuel sur les critères environnementaux, sociaux et de gouvernance (« ESG ») qui présente notre performance à cet égard en 2021 et décrit plus en détail les pratiques ci-dessous.

Environnement

Nous nous sommes dotés d'un programme d'intégrité solide et proactif qui inclut des inspections à l'intérieur des canalisations, des patrouilles aériennes régulières, des forages d'intégrité et un centre de contrôle qui assure une surveillance constante du fonctionnement des pipelines. En ce qui concerne le pipeline étendu, nous installons une nouvelle technologie qui place un câble à fibre optique à l'extérieur de la canalisation sur sa longueur et qui peut nous aider à localiser l'emplacement d'une fuite présumée. En 2022, nous avons poursuivi, le long du pipeline, l'installation d'un conduit où sera installé le câble à fibre optique ultérieurement. L'un des avantages uniques du projet est la possibilité d'offrir un accès à Internet haute vitesse aux communautés situées le long du tracé, qui n'en ont jamais eu auparavant. En cas d'incident, nous utilisons le système de commandement des interventions, reconnu internationalement, pour gérer nos interventions d'urgence. Nous disposons de plans d'intervention d'urgence et de notre propre matériel pour les interventions d'urgence sur le pipeline, les stations de pompage et le terminal maritime de Westridge.

Dans le cadre de l'exécution du PARTM, nous avons recours à un éventail de pratiques et de technologies environnementales de pointe. Nous avons évalué et cherchons à réduire au minimum les répercussions des activités de construction sur la terre, l'eau et l'air, en tenant compte des connaissances traditionnelles autochtones et des ressources patrimoniales afin de protéger les lieux d'importance culturelle. En 2021, nous avons sélectionné et intégré des règles de protection de l'environnement au projet, une première dans le secteur. Chacune des règles vise un domaine susceptible d'entraîner un incident environnemental important. Notre programme Règles de protection de l'environnement, qui est l'un des meilleurs dans notre secteur, a remporté le Prix de l'innovation de la Fondation CEPA. Cette distinction est remise à une société membre qui parraine, chapeaute ou adopte des innovations dans le secteur des pipelines énergétiques. La construction du PARTM générera des émissions provenant principalement des mouvements des véhicules et du matériel. Dans le cadre du processus d'obtention des approbations réglementaires, nous nous sommes engagés à compenser ces émissions liées aux travaux de construction. Pour gérer et réduire les émissions associées à la consommation de carburant, nous avons élaboré un plan de gestion du carbone pour le projet d'agrandissement. Ce plan prévoit des initiatives telles qu'une politique de lutte contre la marche au ralenti et l'utilisation de camps de travailleurs et de services de navette pour réduire au minimum le transport vers et depuis les sites de travail. Nous prévoyons créer un plan de compensation des émissions découlant de la construction du projet d'agrandissement d'ici la fin de 2023. Nous avons évalué les risques et les occasions liés aux changements climatiques, soit les risques physiques et les risques de transition (c.-à-d. les risques liés à la transition à une économie à faibles émissions de carbone), et nous continuerons de peaufiner notre travail à mesure que de nouvelles informations deviendront disponibles.

Responsabilité sociale

Conformément à notre mandat d'exercer nos activités de manière à respecter l'engagement du Canada à promouvoir la réconciliation économique avec les peuples autochtones, nous nous efforçons de trouver des façons d'ouvrir des possibilités pour les communautés autochtones et d'accroître leur participation dans les régions où nous exerçons nos activités. Nous tâchons aussi de générer des retombées positives qui perdureront au-delà du projet d'agrandissement et feront en sorte que les collectivités autochtones seront dans une position plus enviable que lorsque le PARTM a été lancé. Nous cherchons à nous engager d'une manière significative avec les communautés autochtones, en adaptant notre engagement afin de respecter les divers besoins, principes de gouvernance et protocoles de chaque population. Nous avons établi et entretenu des relations avec les propriétaires fonciers le long du tracé du pipeline existant. Nous attachons une grande importance à ces interactions continues et savons que l'exploitation sécuritaire de notre pipeline dépend chaque jour de ces relations. Notre principal objectif est de traiter chaque propriétaire foncier de manière juste et équitable. De plus, nous investissons dans les collectivités où nous exerçons nos activités afin de favoriser le bien-être économique et social dans le but de laisser un legs positif aux collectivités environnantes.

Nous nous efforçons de créer un lieu de travail inclusif et diversifié qui soutient tous les salariés et les entrepreneurs. Selon nous, la diversité des points de vue et des connaissances culturelles enrichit la compréhension culturelle collective de notre entreprise, renforce la confiance, réduit le roulement du personnel, favorise l'innovation et crée un environnement positif où nos employés peuvent s'épanouir. À titre de société sous réglementation fédérale, nous nous conformons à la *Loi sur l'équité en matière d'emploi* et adoptons des pratiques d'emploi proactives afin d'accroître la représentation des groupes désignés.

Chaque année, notre rapport sur l'équité en matière d'emploi présente une analyse de la représentation des quatre groupes désignés, soit les femmes, les minorités visibles, les Autochtones et les personnes vivant avec un handicap, et donne un aperçu des taux d'embauche (ou de départ) et de promotion des personnes qui se sont identifiées parmi ces groupes. À partir de cette analyse, nous pouvons évaluer la portée des progrès accomplis pour accroître la diversité au sein de Trans Mountain. De plus, nous présentons les mesures qualitatives qui sont essentielles à l'accroissement de la sensibilisation, à l'élimination de la discrimination et à l'amélioration des pratiques en milieu de travail dans un souci d'équité et d'inclusion. Notre comité sur la diversité et l'inclusion (composé de membres des groupes désignés de l'ensemble de l'entreprise) permet de proposer l'examen des préoccupations, des problèmes et des idées. Ce comité apporte son soutien et sa contribution aux diverses activités en matière de diversité qui ont lieu au cours de l'année.

En 2022, l'accent sera mis sur la santé mentale et le bien-être pour nous assurer que les salariés issus de divers horizons ont accès à des programmes qui favorisent leur pleine participation au travail et leur bien-être psychologique dans l'exercice de leurs fonctions. Le plan de 2022 prévoit des séances de sensibilisation à la santé mentale, une formation à l'intention des dirigeants et un examen des politiques et des programmes.

Nous nous soucions de la sécurité et du bien-être de nos employés, mais aussi de la sécurité des autres membres de la collectivité et de l'environnement. C'est pourquoi nous nous sommes dotés de règles et de pratiques rigoureuses en matière de sécurité et d'attentes élevées à l'égard de nos entrepreneurs, et nous nous efforçons toujours d'améliorer nos pratiques de sécurité.

Gouvernance

Une bonne gouvernance d'entreprise est au cœur de l'atteinte d'un succès durable et de la création d'avantages à long terme pour toutes nos parties prenantes.

CTM est gérée par une équipe de dirigeants chevronnés située à Calgary et dirigée par le président et chef de la direction, lequel relève du conseil d'administration. Le conseil d'administration compte 12 membres nommés par la CDEV, dont huit, notamment le président, sont considérés comme indépendants. Le conseil jouit d'une autorité étendue sur la gouvernance d'entreprise et sur la stratégie et nomme plusieurs comités qui sont chargés de superviser des domaines spécialisés précis. Ces comités comprennent le comité des ressources humaines, de la rémunération, des mises en candidature et de gouvernance, qui surveille et approuve la rémunération de la haute direction, le comité d'audit, qui nomme l'auditeur externe commun et qui supervise la communication de l'information financière et les questions de comptabilité, le comité de l'environnement et de la santé et sécurité (« ESS »), qui surveille la protection environnementale et les questions liées à la santé et à la sécurité ainsi que le comité de surveillance du projet d'agrandissement qui supervise le PARTM. En 2020, un comité spécial du conseil d'administration a été mis sur pied pour superviser les mesures prises par CTM pour faire face à la pandémie de COVID-19. Les fonctions de ce comité ont depuis été intégrées au comité de l'ESS. En 2021, nous avons créé un comité directeur exécutif ESG chargé de fournir un leadership sur les questions ESG et liées aux changements climatiques. Le comité épaulé les efforts du conseil d'administration et coordonne les démarches du groupe de travail sur le développement durable, qui rassemble des dirigeants de différentes fonctions au sein de l'entreprise et responsables de la mise en place d'objectifs ESG.

Les communications avec la CDEV s'appuient sur le plan d'entreprise et le résumé du plan d'entreprise, sur les rapports annuels et trimestriels ainsi que sur les réunions exceptionnelles, au besoin. La haute direction de la CDEV collabore étroitement avec la haute direction de CTM sur la plupart des questions stratégiques en soutien au conseil d'administration de CTM. Quant à la CDEV, elle relève du Parlement par l'intermédiaire du ministre des Finances.

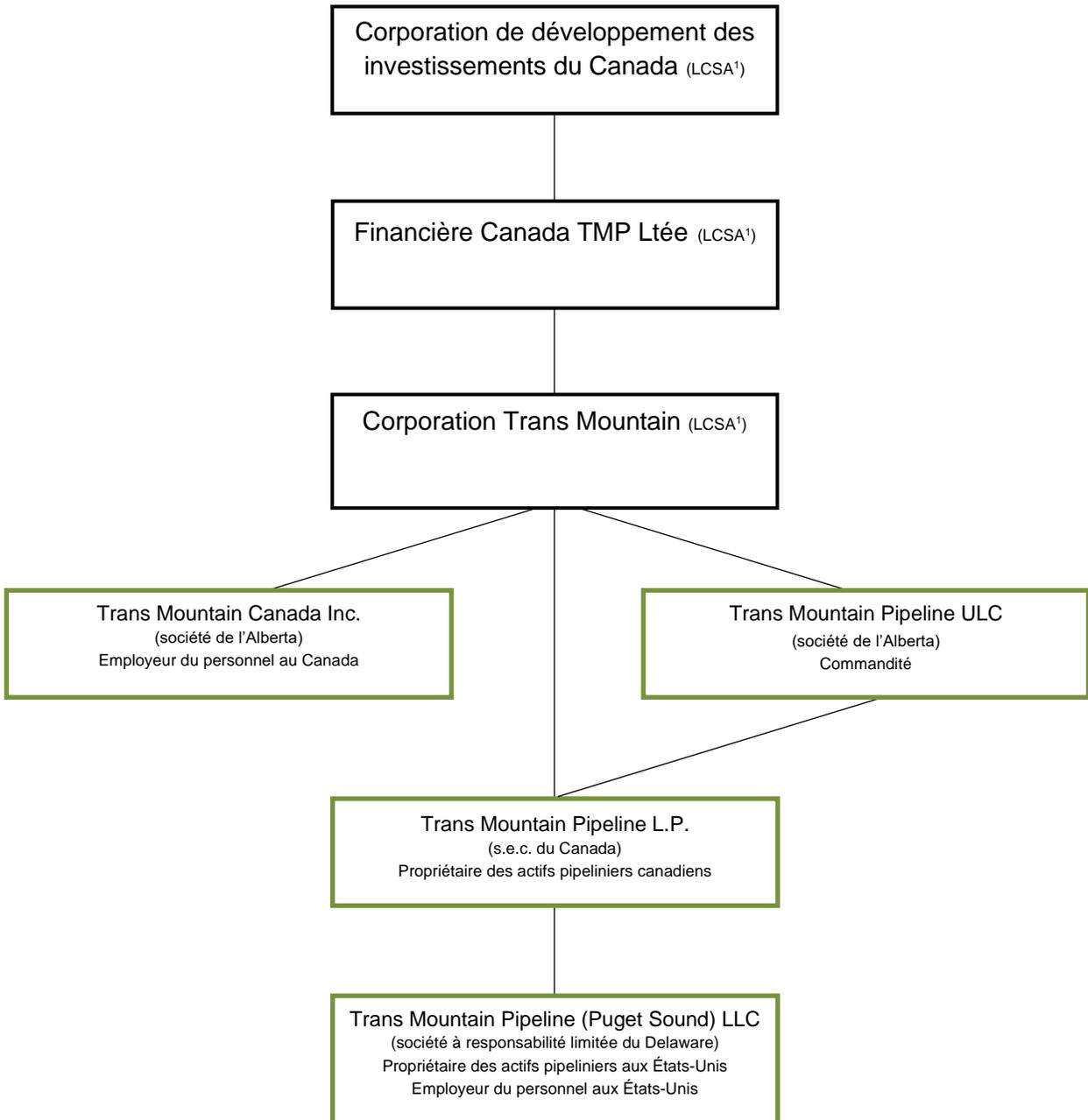
La composition actuelle du conseil d'administration et de l'équipe de direction de CTM est décrite à l'annexe 1.

GIFCC

Chez Trans Mountain, nous adoptons une approche progressive pour repérer et gérer les risques liés aux changements climatiques. Nous nous employons à nous familiariser avec les risques et les occasions, à élaborer des plans, à rehausser nos capacités internes et à contribuer à la résilience climatique des collectivités le long du tracé du pipeline. Nous avons examiné notre structure de gouvernance en 2022 afin de rehausser le degré de gouvernance à l'égard des questions ESG les plus pertinentes pour les comités du conseil, notamment en matière de climat. En 2022, CTM a publié un plan de réduction des émissions de portée 1 et de portée 2. Nous avons également classé officiellement les risques et les occasions liés au climat et rehaussé notre analyse des risques liés au climat dans le cadre de notre programme de gestion du risque d'entreprise. Nous avons amélioré l'analyse des risques de transition et des risques physiques liés aux changements climatiques, y compris les évaluations quantitatives, et nous élaborerons en 2023 un plan de compensation des émissions liées à la construction du projet d'agrandissement. La taxe sur le carbone et la diminution de la demande de pétrole sont pour nous deux risques importants liés à la transition. La tarification du carbone peut avoir une incidence indirecte sur nous puisqu'elle peut rendre la production pétrolière et gazière canadienne plus coûteuse, tandis que les variations de la demande de pétrole peuvent avoir des répercussions plus directes. Nous avons toutefois conclu avec nos expéditeurs plusieurs contrats d'achat ferme à long terme, dont la durée est de 15 à 20 ans, ce qui nous rend plus résilients face à ces répercussions. Au deuxième trimestre de l'exercice, nous avons réalisé une évaluation des risques physiques de nos actifs et de nos activités afin de connaître l'exposition actuelle de notre infrastructure pipelinière aux risques physiques chroniques et graves pertinents, tels qu'ils sont définis par le GIFCC, et la façon dont le profil de risque évoluera selon différents scénarios d'émissions. Les résultats de cette évaluation nous permettent d'adhérer aux Principes de l'Équateur 4 en démontrant les mesures que nous avons prises pour assurer la résilience des activités de CTM face aux conséquences des changements climatiques.

Annexe 1 : Gouvernance d'entreprise

Le diagramme suivant illustre la structure organisationnelle de CTM.



1. Loi canadienne sur les sociétés par actions.

Au 1^{er} septembre 2022, le conseil d'administration et les comités de CTM se présentaient comme suit :

Conseil d'administration

William Downe (président du conseil d'administration)
Dawn Farrell (chef de la direction)
Harold Calla
Brian Ferguson
Carol Anne Hilton
Patricia Koval
H. Stanley Marshall
Marie-José Nadeau
Michael Sabia
Sandra Stash
Stephen Swaffield
Elizabeth Wademan

Comité de surveillance du projet d'agrandissement (SPA)

Stanley Marshall (président du comité)
Brian Ferguson
Carol Anne Hilton
Sandra Stash
Stephen Swaffield

Comité d'audit

Brian Ferguson (président du comité)
Harold Calla
Patricia Koval
Michael Sabia
William Downe (membre d'office)

Comité de l'environnement et de la santé et sécurité (ESS)¹

Sandra Stash (présidente du comité)
Brian Ferguson
Stephen Swaffield
William Downe (membre d'office)

Comité des ressources humaines, de la rémunération, des mises en candidature et de la gouvernance (RHRMCG)

Marie-José Nadeau (présidente du comité)
Carol Anne Hilton
Patricia Koval
William Downe (membre d'office)

Le président du conseil d'administration, M. W. Downe, siège d'office à tous les comités.

¹ Le 1^{er} septembre 2021, le conseil d'administration a dissous le comité de la COVID-19. Les responsabilités de ce comité et les affaires qui en relevaient sont maintenant assumées et réglées par le comité de l'environnement et de la santé et sécurité.

L'équipe de direction de CTM se présente comme suit :

Dawn Farrell	Présidente et chef de la direction
Michael Davies	Directeur des opérations
Mark Maki	Directeur des finances
Rob Van Wallegem	Vice-président directeur, Affaires autochtones, et chef des affaires juridiques
Maureen Neufeldt	Directrice, Ressources humaines et Technologie
Corey Goulet	Directeur, exécution du Projet
Amerigo Silvestri	Directeur, bureau du Projet et affaires commerciales
Paul Huddleston	Vice-président, Services d'ingénierie et opérations
Heather Mark	Vice-présidente, Finances et Services aux expéditeurs
Kevin Thrasher	Vice-président, Affaires juridiques
Dorothy Golosinski	Vice-présidente, Réglementation et conformité
Deanne Carson	Vice-présidente, Communications corporatives et Affaires gouvernementales

Annexe 2 : États financiers

Corporation Trans Mountain
États de la situation financière consolidés pro forma
Du 31 décembre 2022 au 31 décembre 2027
En milliers de dollars canadiens

	Chiffres réels 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025	Plan 2026	Plan 2027
Actifs						
Actifs courants						
Trésorerie et équivalents de trésorerie	162 489	131 925	53 348	97 323	124 305	142 494
Débiteurs	122 213	83 015	251 566	258 647	265 163	272 005
Autres actifs courants	41 170	41 170	41 170	41 170	41 170	41 170
	325 872	256 110	346 084	397 140	430 638	455 669
Immobilisations corporelles						
Actif au titre du droit d'utilisation	24 205 240	33 305 332	33 057 570	32 302 993	31 549 044	30 800 738
Actifs réglementaires	65 531	53 784	53 784	53 784	53 784	53 784
Goodwill	131 111	180 186	143 777	107 368	70 959	34 550
Placements soumis à des restrictions	888 098	888 098	888 098	888 098	888 098	888 098
Trésorerie soumise à des restrictions	90 481	105 643	132 470	159 922	188 014	216 760
Montants différés et autres actifs	78 514	78 514	78 514	78 514	78 514	78 514
	434 059	81 334	81 334	81 334	81 334	81 334
Total des actifs	26 218 906	34 949 001	34 781 631	34 069 153	33 340 386	32 609 446
Passifs et capitaux propres						
Passifs courants						
Créditeurs	1 335 413	835 413	143 213	60 802	61 364	63 456
Passifs réglementaires	80 228	79 972	7 388	7 388	7 388	7 388
Dette à court terme	7 200 000	15 200 000	15 100 000	13 967 960	12 575 609	11 025 483
Intérêts à payer	19 664	39 328	—	—	—	—
Autres passifs courants	40 175	28 428	28 428	28 428	28 428	28 428
	8 675 480	16 183 141	15 279 029	14 064 578	12 672 789	11 124 755
Dette à long terme						
Intérêts à payer	7 852 768	8 250 314	8 673 407	8 673 407	8 673 407	8 673 407
Impôt sur le résultat différé	36 808	62 058	—	—	—	—
Passifs réglementaires	914 294	1 107 892	1 193 542	1 310 037	1 465 912	1 659 452
Prestations de retraite et avantages postérieurs à l'emploi	92 556	107 718	134 545	161 997	190 089	218 835
Obligation locative	51 166	51 166	51 166	51 166	51 166	51 166
Autres crédits différés	48 873	48 873	48 873	48 873	48 873	48 873
	7 918	7 918	7 918	7 918	7 918	7 918
Total des passifs	17 679 863	25 819 080	25 388 480	24 317 976	23 110 154	21 784 406
Capitaux propres						
	8 539 042	9 129 921	9 393 151	9 751 177	10 230 232	10 825 040
Total des passifs et des capitaux propres	26 218 905	34 949 001	34 781 630	34 069 153	33 340 385	32 609 446

Corporation Trans Mountain
États du résultat net et du résultat global consolidés pro forma
Pour les exercices clos du 31 décembre 2022 au 31 décembre 2027
En milliers de dollars canadiens

	Chiffres réels 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025	Plan 2026	Plan 2027
Produits						
Produits tirés du transport	408 248	425 418	2 955 574	3 042 921	3 121 630	3 204 262
Produits locatifs	67 127	70 258	61 554	59 151	58 602	58 033
Autres produits	2 629	2 413	1 660	1 693	1 727	1 761
	478 004	498 089	3 018 788	3 103 765	3 181 958	3 264 056
Charges						
Coûts d'exploitation des pipelines	156 785	168 615	341 575	370 745	376 200	389 970
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	104 331	112 334	806 838	805 613	806 666	807 755
Salaires et avantages du personnel	91 062	102 108	143 256	142 944	142 635	142 328
Taxes et impôts, autres que l'impôt sur le résultat	36 900	38 558	75 516	77 781	80 114	82 518
Charges administratives	6 604	8 790	40 055	36 077	31 980	27 760
	395 682	430 405	1 407 240	1 433 160	1 437 594	1 450 330
Bénéfice d'exploitation	82 322	67 684	1 611 548	1 670 605	1 744 364	1 813 726
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	704 334	1 096 450	-	-	-	-
Charges d'intérêts, déduction faite des coûts de financement de la dette inscrits à l'actif	(82 352)	(381 345)	(1 262 668)	(1 196 084)	(1 109 434)	(1 025 377)
Autres, montant net	1 934	1 688	-	-	-	-
(Perte) profit de change	1 835	-	-	-	-	-
Recouvrement (charge) d'impôt	(174 076)	(193 598)	(85 650)	(116 495)	(155 875)	(193 539)
Bénéfice net	533 997	590 879	263 230	358 026	479 055	594 809
BAIIA ajusté	186 653	180 018	2 418 386	2 476 218	2 551 029	2 621 481

Corporation Trans Mountain
Tableaux des flux de trésorerie consolidés pro forma
Pour les exercices clos du 31 décembre 2022 au 31 décembre 2027
En milliers de dollars canadiens

	Chiffres réels 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025	Plan 2026	Plan 2027
Activités d'exploitation						
Bénéfice net (perte nette) de l'exercice	533 997	590 879	263 230	358 026	479 055	594 809
Éléments sans effet sur la trésorerie						
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	104 331	112 334	806 838	805 613	806 666	807 755
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(704 334)	(1 096 450)	—	—	—	—
Impôt sur le résultat différé	174 484	193 598	85 650	116 495	155 875	193 539
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	429 555	(97 332)	(971 485)	(25 632)	58 547	60 406
	538 033	(296 971)	184 233	1 254 502	1 500 142	1 656 509
Activités d'investissement						
Dépenses d'investissement	(8 807 391)	(8 115 977)	(559 076)	(51 036)	(52 717)	(59 448)
Dépenses liées aux logiciels à usage interne	(10 981)	—	—	—	—	—
Acquisitions de placements soumis à des restrictions	(16 162)	(15 162)	(26 827)	(27 452)	(28 092)	(28 746)
	(8 834 534)	(8 131 139)	(585 903)	(78 488)	(80 809)	(88 194)
Activités de financement						
Émission (remboursement) de titres d'emprunt	7 114 750	8 397 546	323 093	(1 132 040)	(1 392 351)	(1 550 126)
Apports en capital	1 235 250	—	—	—	—	—
Frais d'émission de titres d'emprunt	(2 553)	—	—	—	—	—
Dividendes	—	—	—	—	—	—
	8 347 447	8 397 546	323 093	(1 132 040)	(1 392 351)	(1 550 126)
Incidence des opérations de change sur les soldes de trésorerie	1 555	—	—	—	—	—
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et de la trésorerie soumise à des restrictions	52 501	(30 564)	(78 577)	43 975	26 982	18 189
Trésorerie et trésorerie soumise à des restrictions, à l'ouverture de la période	188 501	241 003	210 439	131 862	175 837	202 819
Trésorerie et trésorerie soumise à des restrictions, à la clôture de la période	241 003	210 439	131 862	175 837	202 819	221 008
Trésorerie, à l'ouverture de la période	115 740	162 489	131 925	53 348	97 323	124 305
Trésorerie soumise à des restrictions, à l'ouverture de la période	72 761	78 514	78 514	78 514	78 514	78 514
Trésorerie et trésorerie soumise à des restrictions, à l'ouverture de la période	188 501	241 003	210 439	131 862	175 837	202 819
Trésorerie, à la clôture de la période	162 489	131 925	53 348	97 323	124 305	142 494
Trésorerie soumise à des restrictions, à la clôture de la période	78 514	78 514	78 514	78 514	78 514	78 514
Trésorerie et trésorerie soumise à des restrictions, à la clôture de la période	241 003	210 439	131 862	175 837	202 819	221 008

Annexe 3 : Plan d'emprunt

Corporation Trans Mountain
Tableaux complémentaires pro forma
Plan de financement

		Chiffres réels	Plan	Plan	Plan	Plan	Plan
		2022	2023	2024	2025	2026	2027
Entente de financement avec Financière TMP							
Solde d'ouverture		9 175 000	10 325 000	-	-	-	-
Demande de financement		2 745 000	-	-	-	-	-
Remboursement		(1 595 000)					
Solde de clôture		10 325 000	10 325 000	-	-	-	-
Apport en capital de Financière TMP	45 %	1 235 250	-	-	-	-	-
Financement de la dette de Financière TMP							
Facilité à la construction							
Solde d'ouverture		5 046 250	5 346 418	5 743 964	6 167 057	6 167 057	6 167 057
Prélèvement	55 %	1 510 000	-	-	-	-	-
Remboursement		(1 595 000)					
Intérêts payés en nature		385 168	397 546	423 093			
Solde de clôture		5 346 418	5 743 964	6 167 057	6 167 057	6 167 057	6 167 057
Facilité à l'acquisition							
Solde d'ouverture		2 506 350	2 506 350	2 506 350	2 506 350	2 506 350	2 506 350
Solde de clôture		2 506 350	2 506 350	2 506 350	2 506 350	2 506 350	2 506 350
Facilité bancaire garantie par le gouvernement							
Solde d'ouverture		-	7 200 000	13 000 000	13 000 000	13 000 000	13 000 000
Prélèvement (remboursement)		7 200 000	5 800 000	-	-	-	(1 071 836)
Solde de clôture		7 200 000	13 000 000	13 000 000	13 000 000	13 000 000	11 928 164
Limite de la facilité bancaire garantie par le gouvernement		10 000 000	13 000 000	13 000 000	13 000 000	13 000 000	13 000 000
Facilité de réserve des tiers							
Solde d'ouverture		-	-	2 200 000	2 300 000	1 388 395	230 773
Prélèvement (remboursement)		-	2 200 000	100 000	(911 605)	(1 157 622)	(230 773)
Solde de clôture		-	2 200 000	2 300 000	1 388 395	230 773	-
Facilité garantie des tiers							
Solde d'ouverture		-	-	-	-	-	-
Prélèvement (remboursement)		-	-	-	-	-	-
Solde de clôture		-	-	-	-	-	-
Facilité garantie des tiers		-	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000
Facilité au titre des exigences de nature financière imposées par la Régie							
Solde d'ouverture		-	-	-	-	-	-
Prélèvement (remboursement)		-	-	-	-	-	-
Solde de clôture		-	-	-	-	-	-
Limite de la facilité		500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000

En plus de l'augmentation de la facilité bancaire garantie par le gouvernement, un financement supplémentaire de 3,0 milliards à 5,0 milliards de dollars sera nécessaire, lequel n'a pas été entièrement déterminé.

Une facilité de 500 millions de dollars inutilisée est maintenue pour satisfaire aux exigences de nature financière imposées par la Régie. Une commission d'engagement de 0,30 % est versée sur la facilité au titre des montants non utilisés. Aucun montant ne devrait être prélevé sur cette nouvelle facilité dans le cours normal des activités.

Contrats de location

Au cours d'exercices précédents, CTM a conclu des contrats de location en vigueur jusqu'en 2023. Dans certains cas, CTM peut procéder à des prolongations ou à des modifications de ces contrats de location pour les harmoniser avec l'achèvement prévu du TMEP. Le montant estimé de ces prolongations ou de ces modifications pour 2023 est d'environ 76 millions de dollars.

CTM demande l'autorisation de conclure de nouveaux contrats de location en 2023 comportant des paiements annuels pouvant atteindre environ 4,6 millions de dollars pour des véhicules et de l'équipement neufs requis pour soutenir l'effectif croissant. Les engagements financiers au titre de contrats de location ou les contrats de location relatifs au PARTM sont inclus dans les exigences d'emprunt liées au PARTM.

Année	2022	2023	2023 (au 31 déc.)	2024 (au 31 déc.)	2025 (au 31 déc.)	2026 (au 31 déc.)	2027 (au 31 déc.)
	Chiffres réels	Plan	Prévisions	Prévisions	Prévisions	Prévisions	Prévisions
Actifs au titre de droits d'utilisation : terrains (locaux, entrepôts, espaces de fixation, stations de pompage)							
Locaux pour la réception et le stockage des matériaux et de l'équipement et servant également d'ateliers tout au long du pipeline							
Passif – Nouveaux contrats (en millions de dollars)	450 000	–	–	–	–	–	–
Passif – Prolongations/modifications (en millions de dollars)	12 132 000	19 325 000	8 150 000	123 000	–	–	–
Total du passif (en millions de dollars)	12 582 000	19 325 000	8 150 000	123 000	–	–	–
Nombre d'années restantes prévues	2,00	2,00	0,48	0,01	–	–	–
Actifs au titre de droits d'utilisation : bâtiments (locaux à bureaux, etc.)							
Surtout des locaux à bureaux – Emplacements divers							
Passif – Nouveaux contrats (en millions de dollars)	–	–	–	–	–	–	–
Passif – Prolongations/modifications (en millions de dollars)	804 000	14 142 000	13 432 000	12 096 000	8 736 000	4 704 000	672 000
Total du passif (en millions de dollars)	804 000	14 142 000	13 432 000	12 096 000	8 736 000	4 704 000	672 000
Nombre d'années restantes prévues	1,00	4,00	2,66	2,57	1,85	1,00	0,14
Actifs au titre de droits d'utilisation : matériel (location de parcs, camps, matériel de bureau, etc.)							
Matériel divers, dont des véhicules loués au Canada et aux États-Unis, du matériel de bureau comme des imprimantes et du matériel lié à la construction du pipeline							
Passif – Nouveaux contrats (en millions de dollars)	1 724 000	4 603 000	4 143 000	3 222 000	2 301 000	1 380 000	459 000
Passif – Prolongations/modifications (en millions de dollars)	–	42 483 000	4 247 000	–	–	–	–
Total du passif (en millions de dollars)	1 724 000	47 086 000	8 390 000	3 222 000	2 301 000	1 380 000	459 000
Nombre d'années restantes prévues	5,00	5,00	0,05	0,03	0,02	0,01	0,00

Ententes commerciales

CTM a conclu des ententes commerciales et elle pourrait conclure de nouvelles ententes commerciales visant des investissements destinés aux communautés dans le cadre du PARTM. Ces accords d'investissement destinés aux communautés engagent financièrement CTM à fournir des fonds assortis de modalités de paiement pouvant dépasser un an à des administrations municipales ou à des communautés autochtones.

ANNEXE C

SGCH

LA SOCIÉTÉ DE GESTION CANADA HIBERNIA

Filiale entièrement détenue de

**La Corporation de développement des investissements
du Canada**

RÉSUMÉ DU PLAN D'ENTREPRISE du plan d'entreprise de 2023

POUR LES EXERCICES de 2023 à 2027

Le 7 décembre 2022

Table des matières

1.0 Introduction.....	3
2.0 Mandat.....	4
3.0 Objectifs pour 2023	4
4.0 Commercialisation et transport	4
5.0 Structure organisationnelle	5
6.0 Risques.....	5
7.0 Section financière.....	6
8.0 Intentions d'emprunt.....	10
9.0 Normes internationales d'information financière (IFRS) et états financiers	10

1.0 Introduction

La Société de gestion Canada Hibernia (la « SGCH ») est une filiale entièrement détenue de la Corporation de développement des investissements du Canada (la « CDEV ») et elle a été constituée en 1993 dans le but de détenir et de gérer la participation du gouvernement du Canada (le « gouvernement ») dans le projet Hibernia, un projet de mise en valeur et de production de pétrole situé à 315 kilomètres au large des côtes de la province de Terre-Neuve-et-Labrador (la « Province »).

La Société d'exploitation et de développement d'Hibernia ltée (la « SEDH ») exploite ce projet, qui est détenu conjointement, et Exxon Mobil Corporation fournit, aux termes d'un contrat, le personnel de gestion et le personnel administratif et technique. Bien que les opérations quotidiennes du projet soient gérées par ExxonMobil, tous les propriétaires jouent un rôle actif dans les processus décisionnels. La SGCH détient une participation directe de 8,5 % dans le champ principal d'Hibernia et détient, à l'heure actuelle, une participation directe de 5,67 % dans le secteur unitaire du prolongement sud d'Hibernia (le « secteur unitaire du PSH »). La participation directe détenue par la SGCH dans le secteur unitaire du PSH (il en va de même pour tous les autres propriétaires du secteur unitaire du PSH) est assujettie à des ajustements futurs prévus en 2025 conformément à l'entente du secteur unitaire du PSH.

À titre de société ne possédant qu'un seul actif, la part initiale du financement de la SGCH a été obtenue grâce à des crédits du gouvernement jusqu'au début de la production en novembre 1997. Depuis lors, son financement provient des flux de trésorerie internes générés par la participation de la SGCH dans Hibernia. La SGCH doit s'assurer qu'elle dispose de suffisamment de liquidités pour financer ses dépenses d'investissement, ses charges d'exploitation et ses frais de transport, les redevances, sa participation au bénéfice net, l'impôt sur le résultat, ses charges administratives et ses frais futurs d'abandon sans avoir recours à des crédits supplémentaires du gouvernement. La SGCH a la responsabilité de payer ses impôts aux gouvernements fédéral et provincial, les redevances et sa participation au bénéfice net, au même titre que les entreprises du secteur privé.

La SGCH tire ses flux de trésorerie uniquement des actifs du projet Hibernia, qui comprennent notamment sa quote-part de la production de pétrole brut d'Hibernia et une petite tranche des produits accessoires tirés des installations de production et de forage du projet Hibernia. Les flux de trésorerie varient surtout en fonction des volumes de production du projet Hibernia, du prix du pétrole brut, des paiements au titre des redevances et de la PBN, des charges d'exploitation, de l'impôt et des principales dépenses d'investissement. L'excédent des flux de trésorerie par rapport aux besoins de l'entreprise est retourné à l'actionnaire (la CDEV) sous forme de dividendes, lesquels sont déclarés, à son gré, par le conseil d'administration de la SGCH. Les versements de dividendes ont débuté en 2003 après le remboursement par la SGCH des crédits parlementaires de 431 millions de dollars correspondant à la quote-part du gouvernement dans les dépenses d'investissement du projet. D'ici la clôture de l'exercice 2022, la SGCH prévoit qu'elle aura versé des dividendes cumulatifs de 2,50 milliards de dollars¹, une participation au bénéfice net (« PBN ») du gouvernement fédéral de 336 millions de dollars et un montant de 757 millions de dollars en impôt fédéral.

¹ Toutes les données financières sont exprimées en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

2.0 Mandat

Le mandat principal de la SGCH est de gérer la participation du gouvernement dans le projet Hibernia. Dans le cadre de l'exécution de son mandat principal, la SGCH s'engage à faire en sorte que la santé et la sécurité des travailleurs et la préservation de l'environnement soient au cœur des préoccupations pour toutes les décisions prises par Hibernia, que les activités soient conformes aux lois et à la réglementation, que la participation du gouvernement soit protégée et que la valeur des actifs soit maximisée, et que toutes les décisions soient prises selon une approche prudente sur le plan commercial.

La SGCH a pour mandat secondaire de s'assurer que l'actif d'Hibernia soit prêt à être évalué et vendu, si le gouvernement décidait de s'en dessaisir. La SGCH s'acquitte de ce mandat en maintenant une estimation des réserves de pétrole restantes réalisée par une firme d'ingénierie réputée dans le domaine, et en maintenant un modèle économique solide qui facilite l'évaluation de l'actif selon différentes hypothèses et variables.

En tant que société à but lucratif, la SGCH n'a pas de rôle d'intérêt public.

3.0 Objectifs pour 2023

Les principaux objectifs commerciaux de la SGCH pour 2023 sont de dégager un rendement opérationnel et financier conforme au plan d'entreprise, d'établir les informations à fournir liées aux changements climatiques conformément au cadre du Groupe de travail sur la divulgation de l'information financière relative aux changements climatiques (le « GIFCC ») et d'appuyer les possibilités de réduction des GES à Hibernia, de participer à tous les comités qui veillent à la direction stratégique du projet, de soutenir l'exploitant dans le cadre des occasions futures de désengorgement des installations, des mises à niveau de l'appareil de forage de la plateforme, des activités de prolongation de la durée de vie des actifs et de la réduction des charges d'exploitation ainsi que de la mise en valeur future des ressources, et de surveiller les risques par l'entremise de notre système de gestion des risques d'entreprise, ce qui comprend la mise en œuvre des stratégies d'atténuation appropriées.

4.0 Commercialisation et transport

La SGCH vend généralement les cargaisons de pétrole brut d'Hibernia en fonction du cours de référence du pétrole brut Brent daté, en dollars américains, plus ou moins un écart de prix qui reflète les conditions du marché. La SGCH continue de recourir à Suncor comme agent de commercialisation et elle participe à la commercialisation conjointe des cargaisons.

Le système Basin Wide Transportation and Transshipment System (BWTTS) génère des économies de coûts et des gains d'efficacité pour tous les participants au BWTTS, notamment la SGCH. Aux termes de ce système, les participants au BWTTS (huit sociétés productrices exerçant leurs activités sur la côte Est du Canada) se partagent des pétroliers-navettes pour le transport du pétrole jusqu'au terminal de Newfoundland Transshipment Ltd (« NTL »). Le pétrole stocké au NTL est ensuite transbordé à des pétroliers en deuxième étape qui l'acheminent au marché.

5.0 Structure organisationnelle

Depuis sa création en 1993, la SGCH emploie une petite équipe de professionnels chevronnés du secteur de l'énergie. À la clôture de l'exercice 2022, il est prévu que le personnel comptera huit salariés à temps plein et à temps partiel (soit 6,1 équivalents temps plein ou « ÉTP ») et un sous-traitant à temps partiel.

6.0 Risques

Les principaux risques financiers comprennent la volatilité des cours du pétrole; la volatilité du cours de change du dollar américain par rapport au dollar canadien et le risque de crédit découlant des contreparties aux ventes de pétrole de la SGCH.

Les principaux risques non financiers comprennent notamment les risques liés aux changements climatiques, les risques opérationnels et techniques liés à l'exploitation pétrolière extracôtière (notamment les dommages physiques causés à la plateforme par des incendies ou des explosions, les risques liés au transport maritime, la complexité des forages et les risques liés à la production), les risques liés à la sécurité, à la santé et à l'environnement (notamment les déversements de pétrole, les incidents touchant la sécurité et les écrasements d'hélicoptère), les risques liés aux technologies de l'information et à la cybersécurité, la disponibilité des assurances liées aux risques susmentionnés, et la perte de personnel clé.

7.0 Section financière

<i>Se reporter aux tableaux I, II et III pour consulter les états financiers complets</i>	Chiffres réels 2021	Prévisions 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025	Plan 2026	Plan 2027
Volumes <i>(en unités, selon les indications)</i>							
Production quotidienne moyenne – Production brute d’Hibernia (bp/j) % du secteur unitaire du PSH	99 106 35 %	75 900 34 %	77 700 37 %	86 100 32 %	95 100 21 %	102 800 14 %	109 500 23 %
Production quotidienne moyenne – Quote-part nette de la SGCH (bp/j)	7 483	5 723	5 800	6 548	7 519	8 324	8 590
Volumes de ventes (Mbp/année)	2,71	2,29	2,12	2,39	2,74	3,04	3,14
Prix <i>(en unités, selon les indications)</i>							
Brent daté (en \$ US le baril)	70,77	102,02	90,00	80,00	75,00	75,00	75,00
Prix réalisé (en \$ US le baril)	69,44	103,02	90,00	80,00	75,00	75,00	75,00
Prix réalisé (en \$ CA le baril)	86,74	132,03	116,10	103,20	96,75	96,75	96,75
Taux de change (en \$ US /\$ CA)	1,25	1,28	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29
Données financières, participation directe de la SGCH <i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Produits tirés des ventes de pétrole brut	235	314	246	247	265	294	303
Paiements au titre des redevances et de la PBN	84	118	80	76	82	91	94
<i>Taux effectif des redevances et de la PBN</i>	36 %	38 %	33 %	31 %	31 %	31 %	31 %
Charges d’exploitation, frais de transport et frais de commercialisation	24	27	27	30	29	30	31
Charges administratives	4	2	3	3	3	3	3
Impôt sur le résultat	29	41	32	33	36	42	41
Dépenses d’investissement	8	20	29	33	30	31	33
Contributions au fonds pour abandon	10	–	–	–	–	–	–
Dividendes	86	105	71	81	81	93	96

Notes :

- bp/j s’entend de barils de pétrole par jour et Mbp s’entend de millions de barils de pétrole.
- Les prévisions de 2022 sont basées sur les résultats réels des huit premiers mois de l’exercice et sur les résultats prévus des quatre derniers mois de l’exercice. Par conséquent, les résultats réels de l’exercice peuvent différer de ces prévisions. Plus particulièrement, le calendrier réel des livraisons de cargaisons pourrait avoir une incidence significative sur les résultats réels à la clôture l’exercice.

Hypothèses principales

Les flux de trésorerie de la SGCH sont surtout sensibles aux variations des prix du pétrole brut, aux taux de change (\$ US/\$ CA), aux volumes de production et aux aux montants des dépenses d’investissement.

Prévisions de 2022

Comme l'indique le tableau qui précède, les volumes de la production quotidienne moyenne brute de 75 900 bp/j en 2022 (5 723 bp/j selon la quote-part de la SGCH) devraient être inférieurs de 23 % à ceux de 2021. La diminution est attribuable aux baisses de production naturelles puisque aucun nouveau puits n'a été foré depuis juin 2020 et qu'aucun nouveau puits n'a été mis en production en 2022. Les volumes de ventes également devraient être moindres pour 2022.

La SGCH vend généralement son pétrole en fonction du cours de référence du Brent daté. La SGCH s'attend à obtenir un prix de 103,02 \$ US le baril en 2022, ce qui représente une prime de 1,00 \$ US le baril par rapport au Brent daté. Ce prix représente une amélioration comparativement au prix réalisé de 69,44 \$ US le baril et un escompte de 1,33 \$ US par rapport au Brent daté en 2021. Les cours du pétrole ont monté considérablement en 2022 du fait de la demande accrue et des contraintes liées à l'offre en raison d'événements géopolitiques. Le prix de 132,03 \$ CA le baril de pétrole que la SGCH s'attend à réaliser en 2022 reflète un taux de change moyen de 1,28 \$ US pour 1 \$ CA, en regard d'un taux de change moyen de 1,25 en 2021. L'affaiblissement du dollar canadien en 2022 a une incidence favorable sur les prix du pétrole réalisés en dollars canadiens.

Les produits tirés des ventes de pétrole brut devraient augmenter de 34 % en 2022 par rapport à 2021 en raison de la hausse des cours du pétrole, laquelle a plus que contrebalancé l'incidence des volumes de ventes moindres. Les paiements au titre des redevances et de la PBN devraient augmenter de 41 % en 2022 par rapport à 2021, ce qui est attribuable à l'incidence de la hausse des cours du pétrole, puisque dans certaines zones visées par les redevances, le taux de PBN et les taux de redevances varient selon le cours du pétrole. L'augmentation des produits tirés des ventes de pétrole brut entraîne aussi une augmentation du bénéfice imposable et de l'impôt sur le résultat qui en découle.

Les charges d'exploitation, frais de transport et frais de commercialisation devraient augmenter de 3 millions de dollars, soit 11 %, en 2022 par rapport à 2021, en raison de la hausse des charges d'exploitation plus élevées liées à la logistique, aux activités de R&D et aux coûts supplémentaires associés à la révision de la plateforme.

Les charges administratives devraient baisser en 2022 par rapport à 2021 en raison de la réduction des effectifs.

Les dépenses d'investissement de 2022 devraient être plus élevées de 12 millions de dollars à celles de 2021 en raison de la reprise du programme de forage et des mises à niveau de l'appareil de forage de la plateforme et du système de compression du gaz. Il n'y a pas eu de forages en 2021, et les dépenses au titre de l'équipement et des installations ont été modestes.

Les dividendes devraient s'établir à 105 millions de dollars en 2022, en hausse de 19 millions de dollars, ou de 22 % par rapport à 2021. La hausse est attribuable surtout à l'augmentation des produits tirés des ventes de pétrole brut plus élevés en raison de la hausse des cours du pétrole, facteurs contrebalancés en partie par les redevances, la PBN et les impôts sur le résultat plus élevés.

Plan de 2023

Les volumes de la production quotidienne moyenne brute devraient augmenter de 2 % pour s'établir à 77 700 bp/j en 2023 par rapport aux prévisions de 2022, ce qui s'explique par les gains de production attribuables aux nouveaux forages, atténués par les baisses de production naturelles constantes. La quote-part nette qui revient à la SGCH de la production a augmenté de 1 % pour s'établir à 5 800 bp/j en 2023, contre 5 723 bp/j en 2022, sous l'effet du déclin de la production du champ principal d'Hibernia dans lequel la SGCH a une participation directe plus importante (8,5 %). La légère croissance de la production en 2023 est attribuable au secteur unitaire du PSH dans lequel la participation directe de la SGCH est moindre (5,67 %). Les volumes de vente devraient diminuer de 7 % et se chiffrer à 2,12 Mbp en 2023 sous l'effet de prélèvements de pétrole moindres dans les stocks par rapport à 2022.

La SGCH prévoit un prix réalisé de 90,00 \$ US le baril de pétrole en 2023, ce qui représente une baisse de 12 % par rapport au prix réalisé de 102,02 \$ US le baril prévu en 2022. De même, le prix en dollars canadiens, soit 116,10 \$ le baril, que la SGCH s'attend à réaliser en 2023 est de 12 % inférieur au prix réalisé de 132,02 \$ le baril prévu en 2022, puisqu'il n'y a pas de variation importante du taux de change moyen, soit 1,29 \$ US pour 1 \$ CA en 2023 et 1,28 \$ US pour 1 \$ CA en 2022. La SGCH passe en revue les prévisions de tiers à l'égard des prix du pétrole brut et du taux de change pour établir ses hypothèses.

Les produits tirés des ventes de pétrole brut devraient diminuer de 22 % en 2023 par rapport aux prévisions de 2022, en raison des cours du pétrole et des volumes de ventes moindres. Les paiements au titre des redevances et de la PBN devraient baisser de 32 % par rapport à la même période, du fait du fléchissement des produits tirés des ventes de pétrole brut et de l'incidence de l'augmentation des dépenses d'investissement pouvant être déduites des produits dans le calcul des redevances et de la PBN. En conséquence, le taux combiné effectif des redevances et de la PBN sera ramené à 33 % en 2023, alors qu'il était de 38 % en 2022. La diminution des produits tirés des ventes de pétrole brut entraîne aussi une réduction du bénéfice imposable et de l'impôt sur le résultat qui en découle.

Il n'y a pas de variation des charges d'exploitation, frais de transport et frais de commercialisation, qui sont estimés à 27 millions de dollars en 2023 et en 2022.

Les charges administratives passent de 2 millions de dollars en 2022 à 3 millions de dollars en 2023, sous l'effet des pressions inflationnistes sur les coûts et des niveaux d'activité plus élevés au titre des études des gisements et des déplacements.

Les dépenses d'investissement devraient augmenter et atteindre 29 millions de dollars en 2023, contre 20 millions de dollars en 2022, ce qui s'explique par les forages durant un exercice complet en 2023, comparativement à des forages durant deux mois seulement en 2022. Environ 75 % du budget d'investissement de 2023 est affecté aux dépenses liées aux forages, le solde de 25 % étant affecté aux dépenses liées aux installations.

Les dividendes devraient diminuer de 34 millions de dollars pour s'établir à 71 millions de dollars en 2023, contre 105 millions de dollars en 2022. Cette diminution s'explique par la baisse des produits tirés des ventes de pétrole brut, ainsi que par les dépenses d'investissement plus élevées, annulées en partie par les redevances, la PBN et les impôts sur le résultat moins élevés.

Plan de 2024 à 2027

Les volumes de la production quotidienne moyenne brute augmentent pendant la période visée par le plan de 2024 à 2027, reflétant la mise en production de nouveaux puits dans le cadre du programme de forage continu au cours de cette période. De même, la quote-part nette qui revient à la SGCH de la production et les volumes de ventes qui en découlent augmentent progressivement pendant la période visée par le plan de 2024 à 2027.

La SGCH présume que les prix du pétrole de référence du Brent daté seront de 80,00 \$ US le baril en 2024 et de 75,00 \$ US le baril pour la période de 2025 à 2027. La SGCH présume que les prévisions concernant le taux de change resteront stables à 1,29 \$ US pour 1 \$ CA au cours de la période de 2024 à 2027. En dollars canadiens, la SGCH prévoit un prix réalisé de 103,20 \$ le baril de pétrole en 2024 et de 96,75 \$ le baril pour la période de 2025 à 2027. La SGCH passe en revue les prévisions de tiers à l'égard des prix du pétrole brut et du taux de change pour établir ses hypothèses.

Les produits tirés des ventes de pétrole brut augmentent en 2024, en raison de l'accroissement des volumes de ventes, ce qui contrebalance largement la baisse des prix réalisés du pétrole. Les produits tirés des ventes de pétrole brut augmentent chaque année au cours de la période de 2025 à 2027 du fait de l'accroissement des volumes de ventes, alors que les prix réalisés du pétrole demeurent stables. Le taux combiné effectif des redevances et de la PBN devrait demeurer relativement stable, s'établissant à 31 % (des produits tirés des ventes de pétrole brut). L'impôt sur le résultat augmente du fait de la hausse du bénéfice imposable résultant de l'augmentation des produits tirés des ventes de pétrole brut.

Il n'y a pas de variation importante d'un exercice à l'autre des charges d'exploitation, frais de transport et frais de commercialisation au cours de la période allant de 2024 à 2027, ceux-ci devant se situer entre 29 millions de dollars et 31 millions de dollars par année. Les charges administratives pour cette période devraient se maintenir à 3 millions de dollars par année.

Les dépenses d'investissement sont relativement stables, se situant entre 30 millions de dollars et 33 millions de dollars par année entre 2024 et 2027. Au cours de cette période, la majorité (entre 75 % et 90 %) des dépenses d'investissement seront affectées aux forages, puisque de 4 à 6 puits seront forés chaque année dans le cadre d'un programme de forage continu. Il est prévu que tous les puits seront forés à partir de la plateforme et qu'ils cibleront tous le champ principal d'Hibernia, sauf un puits qui devrait être foré à partir de la plateforme et qui ciblera le secteur unitaire du PSH. Aucun projet majeur n'est planifié pour la période allant de 2024 à 2027; il est plutôt prévu que les autres dépenses d'investissement seront consacrées à divers coûts liés aux installations et aux projets, dont des levés sismiques, des mises à niveau de l'équipement et des installations et des conduites d'écoulement.

Les dividendes devraient augmenter au cours de la période visée par le plan de 2024 à 2027, reflétant l'accroissement de la production et des produits tirés des ventes de pétrole brut qui en découlent, alors que les dépenses décaissées par la société resteront relativement stables.

Analyse de sensibilité

Les principales hypothèses les plus susceptibles d'avoir une incidence importante sur les prévisions de flux de trésorerie de la SGCH et les dividendes qui en découlent sont les prix du pétrole et les taux de production. Le tableau qui suit illustre l'incidence, sur les flux de trésorerie disponibles pour le versement des dividendes, de variations de ces variables en supposant que tous les autres facteurs restent constants (par exemple, le taux de change \$ US/\$ CA) :

Variable	Variation	Variation des flux de trésorerie disponibles pour le versement des dividendes (après impôt)
		Plan 2023 (en millions de dollars)
Prix du pétrole Brent daté	+/- 1 \$ US/b	+/- 1 \$
Prix du pétrole Brent daté	+/- 10 \$ US/b	+/- 12 \$
Production quotidienne moyenne d'Hibernia (en bp/j)	+/- 10 %	+/- 12 \$

8.0 Intentions d'emprunt

La SGCH est partie à des transactions de location. Selon l'alinéa 10 b) du *Règlement général sur les sociétés d'État*, un contrat de location est réputé être une opération d'emprunt aux fins de la partie X (sociétés d'État) de la *Loi sur la gestion des finances publiques* si l'emprunt (le contrat de location) dépasse le moindre des montants suivants : a) 5 % de l'actif total d'une société d'État et b) 10 millions de dollars. Pour la SGCH, le montant le moins élevé est b) 10 millions de dollars. À l'heure actuelle, la SGCH ne s'attend pas à ce qu'un nouveau contrat de location dépasse ce seuil au cours de la période visée par le plan de 2023 à 2027. Par conséquent, dans le présent plan, la SGCH ne demande pas l'approbation pour conclure un nouveau contrat de location dépassant le seuil.

9.0 Normes internationales d'information financière (IFRS) et états financiers

La SGCH prépare ses états financiers selon les Normes internationales d'information financière (International Financial Reporting Standards, ou « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2010.

Les tableaux I, II et III sont présentés ci-après.

Société de gestion Canada Hibernia
États de la situation financière pro forma
31 décembre 2021 à 2027
En millions de \$ CA

Tableau I

	Chiffres réels 2021	Plan 2022	Prévisions 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025	Plan 2026	Plan 2027
Actifs								
Actifs courants								
Trésorerie et placements à court terme	63,07	60,02	60,98	60,58	60,13	60,29	60,78	60,37
Débiteurs	17,43	14,57	18,56	21,05	3,50	3,50	3,50	3,50
Charges payées d'avance	0,29	0,31	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Stocks	4,35	4,17	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35
Total des actifs courants	85,14	79,07	84,18	86,27	68,27	68,43	68,92	68,51
Immobilisations corporelles								
Installations et puits du projet Hibernia, au coût	564,47	639,21	556,59	590,72	626,94	660,92	694,64	732,36
Actifs locatifs au titre de droits d'utilisation	14,18	15,31	11,34	13,50	10,66	7,82	5,98	13,14
Moins épuisement et amortissement cumulés	(470,59)	(497,33)	(491,79)	(511,42)	(533,58)	(559,20)	(587,77)	(617,75)
Immobilisations corporelles nettes	108,06	157,19	76,14	92,80	104,02	109,54	112,85	127,75
Autres actifs								
Actif d'impôt différé	–	–	–	–	–	–	–	–
Fonds entiercés	8,50	10,50	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73
Fonds pour abandon et risques	173,06	178,64	175,74	181,85	188,07	194,51	201,17	208,06
Total des autres actifs	181,56	189,14	184,47	190,58	196,80	203,24	209,90	216,79
	374,76	425,40	344,79	369,65	369,09	381,21	391,67	413,05
Passifs et capitaux propres								
Passifs courants								
Créditeurs et charges à payer	14,22	10,05	13,85	14,66	8,95	8,95	8,95	8,95
Impôts sur le résultat exigibles	1,28	(1,37)	0,64	1,26	1,27	1,27	1,27	1,28
Total des passifs courants	15,50	8,68	14,49	15,92	10,22	10,22	10,22	10,23
Autres passifs								
Obligations locatives	14,76	15,99	11,65	13,38	10,10	6,82	4,54	11,26
Passif d'impôt différé	–	–	–	–	–	–	–	–
Passif relatif au démantèlement	119,31	153,85	94,00	97,57	101,32	105,26	109,40	113,75
Total des autres passifs	134,07	169,84	105,65	110,95	111,42	112,08	113,94	125,01
Capitaux propres								
Résultats non distribués	225,19	246,88	224,65	242,78	247,45	258,91	267,51	277,81
Total des capitaux propres	225,19	246,88	224,65	242,78	247,45	258,91	267,51	277,81
	374,76	425,40	344,79	369,65	369,09	381,21	391,67	413,05

Société de gestion Canada Hibernia
États des résultats et des résultats non distribués pro forma
Exercices clos les 31 décembre 2021 à 2027
 En millions de \$ CA

Tableau II

	Chiffres réels 2021	Plan 2022	Prévisions 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025	Plan 2026	Plan 2027
Produits								
Ventes de pétrole brut	234,76	157,17	313,78	245,74	246,65	265,48	293,93	303,31
Redevances	(69,10)	(29,84)	(91,23)	(61,46)	(59,20)	(63,72)	(70,54)	(72,79)
Participation au bénéfice net	(14,94)	(7,99)	(26,89)	(18,46)	(17,27)	(18,58)	(20,57)	(21,23)
Produits nets tirés du pétrole brut	150,72	119,34	195,66	165,82	170,18	183,18	202,82	209,29
Produits d'intérêts	1,04	1,07	4,16	9,21	8,38	8,60	8,82	9,05
Revenus tirés des droits d'utilisation des installations et des frais de traitement, montant net	1,01	1,18	1,79	1,80	1,60	1,10	0,80	0,60
Total des produits	152,77	121,59	201,61	176,83	180,16	192,88	212,44	218,94
Charges								
Exploitation des champs	18,37	21,72	20,96	20,76	23,53	22,85	23,60	25,06
Transport et commercialisation	5,53	4,83	5,56	5,98	6,01	6,04	6,07	6,08
Administration	3,53	3,37	2,40	3,14	2,99	3,02	3,30	2,82
Épuisement et amortissement	29,10	22,79	24,04	22,47	25,00	28,46	31,41	32,82
Désactualisation	2,67	2,85	3,40	3,57	3,75	3,94	4,14	4,35
Charges d'intérêts	0,15	0,20	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Autres	(0,16)	–	(0,36)	–	–	–	–	–
Total des charges	59,19	55,76	56,24	56,16	61,52	64,55	68,76	71,37
Bénéfice net avant impôt	93,58	65,83	145,37	120,67	118,64	128,33	143,68	147,57
Impôt sur le résultat								
Impôt sur le résultat différé	–	–	–	–	–	–	–	–
Impôt exigible	29,48	15,05	40,91	31,54	32,97	35,87	42,08	41,27
Total de l'impôt sur le résultat	29,48	15,05	40,91	31,54	32,97	35,87	42,08	41,27
Bénéfice net	64,10	50,78	104,46	89,13	85,67	92,46	101,60	106,30
Résultats non distribués								
À l'ouverture de l'exercice	247,09	231,10	225,19	224,65	242,78	247,45	258,91	267,51
Dividendes	(86,00)	(35,00)	(105,00)	(71,00)	(81,00)	(81,00)	(93,00)	(96,00)
À la clôture de l'exercice	225,19	246,88	224,65	242,78	247,45	258,91	267,51	277,81

Société de gestion Canada Hibernia
États des flux de trésorerie pro forma
Exercices clos les 31 décembre 2021 à 2027
En millions de \$ CA

Tableau III

	Chiffres réels 2021	Plan 2022	Prévisions 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025	Plan 2026	Plan 2027
Activités d'exploitation								
Bénéfice net de l'exercice	64,10	50,78	104,46	89,13	85,67	92,46	101,60	106,30
Épuisement et amortissement	29,10	22,79	24,04	22,47	25,00	28,46	31,41	32,82
Désactualisation	2,67	2,85	3,40	3,57	3,75	3,94	4,14	4,35
Intérêts (montant net)	(0,89)	(0,87)	(3,92)	(8,97)	(8,14)	(8,36)	(8,58)	(8,81)
Charge d'impôt sur le résultat	29,48	15,05	40,91	31,54	32,97	35,87	42,08	41,27
Activités liées à l'abandon	(0,03)	(1,70)	(0,85)	(4,76)	(3,57)	(3,66)	(2,49)	(4,59)
Impôts sur le résultat payés	(27,63)	(14,29)	(41,55)	(30,92)	(32,96)	(35,87)	(42,08)	(41,26)
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	10,05	6,71	(1,50)	(1,68)	11,84	—	—	—
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	106,85	81,32	124,99	100,38	114,56	112,84	126,08	130,08
Activités d'investissement								
Dépenses d'investissement d'Hibernia	(7,50)	(36,80)	(19,98)	(29,37)	(32,65)	(30,32)	(31,23)	(33,13)
Intérêts reçus	1,04	1,07	4,16	9,21	8,38	8,60	8,82	9,05
Fonds entierscés	—	(2,00)	(0,23)	—	—	—	—	—
Fonds pour abandon et risques	(10,54)	(5,60)	(2,68)	(6,11)	(6,22)	(6,44)	(6,66)	(6,89)
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	0,10	—	—	—	—	—	—	—
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement	(16,90)	(43,33)	(18,73)	(26,27)	(30,49)	(28,16)	(29,07)	(30,97)
Activités de financement								
Paiement d'obligations locatives	(3,56)	(3,64)	(3,35)	(3,51)	(3,52)	(3,52)	(3,52)	(3,52)
Dividendes versés à la CDEV	(86,00)	(35,00)	(105,00)	(71,00)	(81,00)	(81,00)	(93,00)	(96,00)
Sorties de trésorerie liées aux activités de financement	(89,56)	(38,64)	(108,35)	(74,51)	(84,52)	(84,52)	(96,52)	(99,52)
Variation de la trésorerie	0,39	(0,65)	(2,09)	(0,40)	(0,45)	0,16	0,49	(0,41)
Trésorerie à l'ouverture de l'exercice	62,68	60,67	63,07	60,98	60,58	60,13	60,29	60,78
Trésorerie à la clôture de l'exercice	63,07	60,02	60,98	60,58	60,13	60,29	60,78	60,37

ANNEXE D

*Canada Enterprise
Emergency Funding Corporation*

*La Corporation de financement
d'urgence d'entreprises du Canada*

LA CORPORATION DE FINANCEMENT D'URGENCE D'ENTREPRISES DU CANADA

une filiale de la

CORPORATION DE DÉVELOPPEMENT
DES INVESTISSEMENTS DU CANADA

**RÉSUMÉ DU PLAN D'ENTREPRISE
de 2023 à 2027**

et

RÉSUMÉ DU BUDGET D'INVESTISSEMENT DE 2023

Avril 2023

PLAN D'ENTREPRISE DE LA CFUEC
TABLE DES MATIÈRES

1.0	RÉSUMÉ ET PROFIL DE L'ENTREPRISE.....	3
2.0	MANDAT ET APERÇU DE L'ENTREPRISE.....	4
3.0	GOUVERNANCE D'ENTREPRISE ET CONTEXTE D'EXPLOITATION.....	6
4.0	RENDEMENT DE L'ENTREPRISE.....	8
5.0	OBJECTIFS ET STRATÉGIES DE LA CFUEC POUR LA PÉRIODE ALLANT DE 2023 À 2027	9
6.0	SECTION FINANCIÈRE	11
	ANNEXE A-1 – ORGANIGRAMME ET CONSEIL D'ADMINISTRATION	14
	ANNEXE A-2 – ÉTATS FINANCIERS PRO FORMA DE LA CFUEC POUR LES EXERCICES ALLANT DE 2021 À 2027	15
	ANNEXE A-3 – RÉSULTATS PRÉVUS POUR 2023	19

1.0 RÉSUMÉ ET PROFIL DE L'ENTREPRISE

En mai 2020, la Corporation de financement d'urgence d'entreprises du Canada (la « CFUEC »), une filiale en propriété exclusive de la Corporation de développement des investissements du Canada (la « CDEV »), a été constituée pour procéder à la mise en œuvre d'un programme du gouvernement du Canada (le « gouvernement »), soit le Crédit d'urgence pour les grands employeurs (le « CUGE »).

Les activités de la CFUEC depuis sa constitution en 2020 sont principalement la négociation et l'attribution de prêts aux demandeurs et de l'administration de ces prêts une fois qu'ils sont consentis. Les prêts dans le cadre du CUGE sont consentis selon des modalités prescrites documentées dans les feuilles de modalités autorisées par le ministre des Finances. En 2023, la CFUEC prévoit s'employer principalement à l'administration des prêts, puisqu'elle a cessé de traiter de nouvelles demandes dans le cadre du CUGE.

En 2021, le mandat de la CFUEC a été élargi pour inclure les prêts dans le cadre du CUGE aux entreprises de transport aérien pour le remboursement des vols annulés (prêts pour le remboursement de bons), ainsi que les prêts dans le cadre du CUGE aux grandes entreprises de transport aérien en vertu d'une feuille de modalités spécialisée.

En juillet 2022, le ministre a demandé à la CFUEC de ne plus accepter ni traiter de nouvelles demandes de prêts dans le cadre du CUGE.

En septembre 2022, la CFUEC avait consenti sept prêts de trésorerie dans le cadre du CUGE, quatre prêts pour le remboursement de bons et un prêt pour « grande entreprise de transport aérien » présentant des engagements totaux de 7,4 milliards de dollars. Un total de 3,0 milliards de dollars avait été prélevé sur ces prêts. Des prêts d'une valeur de 0,4 milliard de dollars avaient été remboursés et des engagements de prêts d'une valeur de 4,2 milliards de dollars avaient été annulés ou avaient expiré. L'encours des prêts de la CFUEC s'élève actuellement à 2,6 milliards de dollars et les actions d'Air Canada sont évaluées à 0,4 milliard de dollars.

Les projections financières fournies dans le présent plan supposent qu'aucune convention de prêts additionnelle ne sera signée et que les prêts existants seront remboursés au cours des cinq prochaines années, les estimations de pertes sur prêts étant conditionnelles aux caractéristiques des prêts et s'établissant en moyenne à 17 % du portefeuille. Les hypothèses quant à la taille, au calendrier et aux résultats financiers figurant dans le présent document sont uniquement émises à des fins de planification.

2.0 MANDAT ET APERÇU DE L'ENTREPRISE

2.1 Mandat

La CFUEC est une société d'État fédérale non mandataire constituée en mai 2020 et détenue en propriété exclusive par sa société mère, la CDEV. La CFUEC est responsable de l'administration du CUGE. Les objectifs du CUGE sont de contribuer à protéger les emplois canadiens, d'aider les entreprises canadiennes à affronter le ralentissement économique découlant de la pandémie de COVID-19 et d'éviter, dans la mesure du possible, la faillite d'entreprises qui seraient autrement viables. Aux termes d'un décret émis à l'intention de la CFUEC le 10 mai 2020 (CP 2020-307 ou le « décret »), les prêts consentis dans le cadre du CUGE sont accordés conformément aux modalités approuvées par la ministre des Finances.

Le conseil d'administration et l'équipe de direction de la CFUEC se sont employés à évaluer les demandes de prêt conformément aux modalités du CUGE et aux modalités approuvées par la ministre et à administrer les prêts consentis. Ces modalités peuvent être modifiées de temps à autre ou être assorties de modalités complémentaires par la ministre. Les modalités initiales des prêts consentis dans le cadre du CUGE ont été fournies par la ministre à la CFUEC en mai 2020. En avril 2021, la ministre a autorisé deux nouvelles séries de modalités pour le CUGE applicables aux emprunteurs qui sont des transporteurs aériens. En février 2022, la ministre a autorisé des modifications aux conventions de prêt du CUGE avec les transporteurs aériens de taille moyenne afin d'atténuer les effets de la vague Omicron de COVID-19 qui sévissait à ce moment-là.

En juillet 2022, la ministre a demandé à la CFUEC de ne plus accepter de nouvelles demandes après le 29 juillet 2022. Cette décision a fait l'objet d'une annonce publique le 29 juillet. Le conseil d'administration et l'équipe de direction de la CFUEC s'emploient désormais à administrer les prêts approuvés et consentis.

L'approbation des prêts aux termes de la feuille de modalités de mai 2020 reposait sur l'admissibilité et les besoins en trésorerie du demandeur. Si un demandeur répondait aux critères d'admissibilité et aux modalités prescrites, le demandeur était admissible à un prêt dans le cadre du CUGE, pourvu que le prêt fasse partie de projections indiquant un retour à la stabilité financière.

2.2 Aperçu des activités

Depuis sa création, la CFUEC a été responsable de la réception et de l'analyse des demandes dans le cadre du CUGE par rapport aux critères et aux modalités d'admissibilité approuvés par la ministre des Finances, de la négociation et de la conclusion des transactions conformément à ces modalités et de leur financement. Une fois les prêts financés, la CFUEC est responsable de leur administration (et de la gestion de tout instrument de capitaux propres connexe obtenu).

La CFUEC a conclu une convention de financement avec Sa Majesté la Reine du chef du Canada, représentée par la ministre des Finances. Cette convention souligne de quelle manière la CFUEC est capitalisée. La CFUEC est financée au moyen de l'émission d'actions privilégiées en faveur du gouvernement.

2.3 Processus de demande et d'approbation de prêt

Les demandes dans le cadre du CUGE sont acceptées depuis le 20 mai 2020. Les éléments de base du processus d'approbation selon la feuille de modalités de mai 2020 allaient comme suit :

1. La CFUEC procède à un examen initial des demandes et transmet les demandes admissibles aux ministres des Finances et de l'Innovation, des Sciences et de l'Industrie.
2. Si les ministres jugent la demande acceptable, la CFUEC procède à un contrôle diligent préalable et entre en négociation avec l'emprunteur. Lorsqu'une convention satisfaisante est atteinte, elle est signée et le prêt est financé et administré par la CFUEC.

La feuille de modalités de mai 2020 régit tous les prêts dans le cadre du CUGE autres que certains prêts dans le cadre du CUGE consentis à des entreprises de transport aérien. Les sociétés canadiennes étaient admissibles aux termes de la feuille de modalités si elles répondaient à des critères d'admissibilité spécifiques, y compris avoir des produits se chiffrant à plus de 300 millions de dollars et nécessiter un prêt d'au moins 60 millions de dollars. Pour assurer une protection des contribuables, outre les intérêts, la CFUEC a obtenu des bons de souscription des sociétés cotées en bourse et a perçu des frais des sociétés privées.

En avril 2021, la ministre des Finances a prescrit que deux feuilles de modalités additionnelles, soit une pour les grands transporteurs aériens et une pour le remboursement de bons, devraient être réputées constituer des modalités approuvées du CUGE aux fins du décret.

Depuis le 29 juillet 2022, selon la directive de la ministre des Finances, la CFUEC n'accepte plus de demandes dans le cadre du CUGE. Étant donné l'absence de demande en cours, la CFUEC ne prévoit pas traiter ou approuver d'autres demandes dans le cadre du CUGE, à moins que la ministre ne donne d'autres directives dans ce sens.

2.4 Administrateur du prêt

Puisque aucune nouvelle demande n'est acceptée dans le cadre du CUGE, la CFUEC s'attend à ce que ses principales activités aient désormais trait à l'administration des prêts existants, soit à la fois la gestion des prêts dans le cours normal des activités et la gestion des défaillances et des situations particulières des emprunteurs, le cas échéant.

2.5 Avoirs en capitaux propres

La CFUEC détient 21 570 942 actions ordinaires d'Air Canada, lesquelles ont été obtenues dans le cadre du prêt du CUGE accordé à Air Canada. La CFUEC ne considère pas qu'elle est une détentrice à long terme d'actions d'Air Canada. Elle a plutôt l'intention de se départir de ces actions au moment opportun.

Par ailleurs, la CFUEC détient des bons de souscription d'Air Transat, qui ont été obtenus dans le cadre du prêt du CUGE accordé à Air Transat. Ils peuvent être exercés à l'échéance ou à une date antérieure, cédés au moment opportun ou rachetés par Air Transat.

3.0 GOUVERNANCE D'ENTREPRISE ET CONTEXTE D'EXPLOITATION

Le conseil d'administration de la CFUEC est constitué de trois administrateurs de la CDEV (y compris la présidente et chef de la direction de la CDEV), de trois administrateurs indépendants de la CFUEC et du président du conseil et chef de la direction de la CFUEC. En janvier 2021, M. Zoltan Ambrus, un vice-président de la CDEV, a été nommé par le conseil d'administration de la CFUEC au poste de président et chef de la direction. M. Ambrus est en détachement de la CDEV.

La CFUEC partage son personnel, ses espaces de bureaux et ses ressources administratives avec sa société mère, la CDEV. Une convention de services est intervenue entre la CDEV et la CFUEC, laquelle présente les services que la CDEV fournira à la CFUEC pour l'aider à mettre en œuvre le programme de CUGE.

Un protocole d'entente a été conclu entre la CDEV et la CFUEC. Celui-ci souligne les responsabilités de chaque partie pour aider à faire en sorte que la CFUEC soit en mesure de fournir le niveau de gouvernance et de présentation de l'information approprié pour permettre à la CDEV de satisfaire à ses obligations à titre de société d'État mère.

L'organigramme figure à l'annexe A-1.

3.1 Gestion de la trésorerie et politique en matière de dividendes

À mesure que les prêts sont remboursés, le CFUEC est susceptible d'accumuler un excédent de trésorerie. La CFUEC prévoit conserver des fonds suffisants pour faire face à ses obligations prévues tout en disposant d'une marge de manœuvre supplémentaire pour accorder au besoin un financement supplémentaire aux emprunteurs du CUGE (p. ex., dans le cadre d'une restructuration). Les fonds excédentaires seront remis au gouvernement sous forme de rachats d'actions privilégiées.

3.2 Mesures découlant de la COVID-19

La CFUEC a été établie pour mettre en œuvre le CUGE en réponse à la COVID-19 et son orientation stratégique est nécessairement influencée par la pandémie. La vague Omicron de la fin de l'année 2021 et du début de l'année 2022 a eu des répercussions défavorables sur les prêts dans le cadre du CUGE accordés à des entreprises de transport aérien, ce qui a fait en sorte que ces prêts ont été modifiés en février 2022 avec l'autorisation de la ministre.

Si une nouvelle recrudescence de la COVID-19 entraînait un accroissement des difficultés économiques pire que prévu pour les emprunteurs du CUGE, les résultats financiers de la CFUEC seraient susceptibles d'être touchés de manière importante par les pertes sur prêts qui en découlent et par l'augmentation possible des volumes de prêts en cas de réouverture du CUGE à de nouvelles demandes. Cependant, il est prévu que la COVID-19 n'aura pas d'incidence sur les activités de la CFUEC, au-delà du recouvrement des prêts dans le cadre du CUGE et des instruments de capitaux propres.

4.0 RENDEMENT DE L'ENTREPRISE

4.1 Évaluation des résultats de 2022 à ce jour

Le tableau ci-dessous présente le rendement réel de la CFUEC en 2022 comparativement aux objectifs énoncés dans le plan d'entreprise de 2022 à 2026 :

Objectifs de 2022	Résultats de 2022
Gestion des demandes d'information des éventuels demandeurs	En 2022, la CFUEC a reçu un petit nombre de demandes de renseignements de la part de demandeurs éventuels ayant manifesté leur intérêt. Ces demandes ont été traitées en temps opportun et aucune n'a donné lieu à un dépôt de demande de prêt. La CFUEC n'accepte plus de nouvelles demandes depuis le 29 juillet 2022.
Gestion de tous les aspects du programme de prêts du CUGE, y compris du contrôle diligent préalable des demandes de prêt et de la supervision du travail des conseillers juridiques et financiers	La CFUEC a géré avec brio le contrôle diligent préalable des demandes de prêt et la supervision des conseillers. Aucune défaillance n'a été relevée quant au contrôle diligent préalable et à la supervision des conseillers.
Conclusion de conventions et financement des prêts approuvés	En 2022, avant la fermeture du CUGE aux nouvelles demandes, la CFUEC a conclu avec brio des conventions de prêts avec un emprunteur représentant des facilités de prêt additionnelles d'environ 193 millions de dollars. Tous les prêts ont été financés dans les délais prescrits aux conventions.
Évaluation de toute demande d'avance de fonds subséquente des emprunteurs	La CFUEC a passé en revue et a traité les demandes d'avances de fonds sur prêts dans les délais prescrits.
Examiner les demandes de consentement ou de modification des emprunteurs du CUGE et, le cas échéant, y accéder	La CFUEC a reçu plusieurs demandes de consentement et de modifications en 2022, dont certaines découlent des orientations de février 2022 de la ministre sur les modalités applicables aux entreprises de transport aérien de taille moyenne. Toutes les demandes ont été adéquatement étudiées et, dans les cas où il était approprié de le faire, la CFUEC a accédé aux demandes de consentement ou de modification.

Surveillance des prêts et gestion des défaillances des emprunteurs, le cas échéant	La CFUEC assure une surveillance en continu de ses prêts en vertu de son processus de surveillance des prêts. À ce jour, aucun emprunteur n'a été en défaut, et la CFUEC surveille également les événements susceptibles d'accroître le risque de défaillances.
Évaluation du statut des prêts sur une base régulière	En 2022, la CFUEC a respecté son cadre de travail pour évaluer le statut des prêts dans son portefeuille.
Imposition de la conformité aux exigences de la loi et des politiques des prêts dans le cadre du CUGE, au besoin	Tous les prêts dans le cadre du CUGE ont été conformes en 2022. Le recours à des mesures exécutoires n'a pas été nécessaire.
Exercice des droits liés aux instruments de capitaux propres, au besoin	En 2022, la CFUEC a négocié l'annulation de ses bons de souscription d'Air Canada à la suite de l'exercice par cette dernière de son droit d'achat.
Gestion de la trésorerie excédentaire conformément à la politique d'investissement à court terme	Les soldes de trésorerie ont été conservés au minimum et investis conformément à la politique d'investissement à court terme de la CFUEC.
Examen des occasions de dessaisissements ou de monétisation d'actifs particuliers de la CFUEC au besoin	La CFUEC a monétisé ses bons de souscription d'Air Canada en 2022.

Les projections financières ci-jointes pour 2022, qui ont été préparées au quatrième trimestre de 2021, prévoient que la CFUEC financerait 3,7 milliards de dollars de prêts d'ici la fin de 2021. Les estimations actuelles indiquent que le portefeuille de la CFUEC sera constitué de 2,7 milliards de dollars de prêts et de 0,4 milliard de dollars de capitaux propres d'ici la fin de l'exercice 2022.

5.0 OBJECTIFS ET STRATÉGIES DE LA CFUEC POUR LA PÉRIODE ALLANT DE 2023 À 2027

L'objectif principal de la CFUEC est de gérer le CUGE. Puisque aucune nouvelle demande n'est acceptée dans le cadre du CUGE, la CFUEC ne poursuit plus d'objectifs liés aux nouvelles demandes et aux nouveaux prêts. La CFUEC ne prévoit pas traiter de nouveaux prêts ou de nouvelles demandes de prêts en 2023.

Pour 2023 et par la suite, la mission première de la CFUEC sera la gestion des prêts existants et des autres actifs. La CFUEC cherche à assurer une surveillance et une administration prudente et responsable de ses prêts en maintenant son approche énoncée (voir la rubrique 2.4 ci-haut). Les objectifs comprennent notamment :

- Évaluation et financement selon le cas des demandes d'avance de fonds des emprunteurs;

- Examen des demandes de consentement ou de modification des emprunteurs du CUGE et, le cas échéant, acceptation;
- Surveillance des prêts et traitement des défauts des emprunteurs, le cas échéant;
- Maintien des coûts à un niveau raisonnable compte tenu du niveau d'activité de la Corporation;
- Évaluation régulière du statut des prêts;
- Imposition de la conformité aux exigences de la loi et des politiques des prêts dans le cadre du CUGE au besoin;
- Exercice des droits liés aux instruments de capitaux propres, au besoin.

5.1 Sommaire des risques et des mesures d'atténuation des risques

La CFUEC a élaboré un cadre d'évaluation des risques et de présentation de l'information utilisé pour gérer les risques et la présentation de l'information au conseil d'administration. Dans le contexte de ce cadre, la CFUEC a relevé ci-après trois principaux risques qui nécessitent un niveau plus élevé d'attention étant donné leur incidence sur la société. D'autres risques continuent d'être évalués et atténués.

Risque de crédit lié au portefeuille : De par sa nature, le portefeuille de la CFUEC est exposé à des profils de crédit faibles, à des positions non garanties et à une forte concentration de certains emprunteurs et secteurs. La CFUEC prend ce risque en considération dans ses états financiers et ajuste ses attentes au besoin. La CFUEC conserve une approche coordonnée avec les principales parties prenantes pour faire en sorte que le risque lié au portefeuille soit clair.

Risque macroéconomique : Le maintien des conditions économiques défavorables pourrait engendrer la défaillance des emprunteurs en dépit des liquidités fournies aux termes du CUGE. Ce risque peut être atténué en établissant le montant des prêts en fonction d'éventuels scénarios baissiers, en obtenant la capacité de proroger la période de prélèvements et en offrant d'autres assouplissements structurels aux emprunteurs œuvrant dans les secteurs touchés de manière disproportionnée par les risques macroéconomiques.

Risque climatique lié au portefeuille : La CFUEC a accordé un soutien financier aux entreprises qui seront touchées par la transition vers une économie à faibles émissions de carbone et par les répercussions physiques du changement climatique. La CFUEC gère ce risque en demandant à chaque emprunteur de faire état de ses risques liés au climat en adoptant le cadre d'information du Groupe de travail sur la divulgation de l'information financière relative aux changements climatiques (le « GIFCC »).

6.0 SECTION FINANCIÈRE

6.1 Aperçu financier pour l'exercice 2022

En septembre 2022, l'encours des emprunts de la CFUEC s'élevait à 2,6 milliards de dollars, et ses engagements de prêts encore inutilisés, à 270 millions de dollars. En 2022, des emprunts d'un montant de 35 millions de dollars ont été remboursés jusqu'en septembre 2022, en plus des 380 millions de dollars remboursés en 2021. Des engagements de prêts de 4,2 milliards de dollars ont été annulés ou sont arrivés à échéance, dont des engagements de plus de 3 milliards de dollars à Air Canada.

Une tranche de 833 millions de dollars de l'encours des emprunts est composée de prêts ordinaires aux termes du CUGE (garantis et non garantis) émis en vertu de la feuille de modalités de mai 2020, dans sa version modifiée. Une tranche 1,7 milliard de dollars est constituée de prêts pour le remboursement de bons d'une durée de 7 ans.

En ce qui concerne les activités de la CFUEC en 2022, les charges d'exploitation prévisionnelles sont estimées à 80 millions de dollars, dont une tranche de 76 millions de dollars résulte des modifications apportées aux prêts aux entreprises de transport aérien de taille moyenne prescrites par la ministre en février 2022. Les produits d'intérêts et les produits tirés des frais prévus sont estimés à 115 millions de dollars, auxquels s'ajoute un profit de 82 millions de dollars sur la cession de bons de souscription. Les prêts cumulatifs devant être accordés d'ici le 31 décembre 2022 sont estimés à 2,7 milliards de dollars (y compris les intérêts payés en nature).

Les produits comptabilisés aux termes des normes comptables pour le secteur public (les « NCSP ») différeront des intérêts et des frais facturés en raison de la méthode de comptabilisation des intérêts effectifs qui tient compte de la totalité des frais et des intérêts liés au prêt sur la durée du prêt et comptabilise tous les produits sur la durée du prêt. Dans les tableaux ci-joints, les intérêts et frais en trésorerie sont calculés au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif et les pertes sur prêts sont comptabilisées au moment prévu de la dépréciation et de la radiation.

Il y a lieu de consulter l'annexe A-2 pour les projections financières pro forma (exercice clos en décembre) :

Tableau 1 – États de la situation financière

Tableau 2 – Tableaux des flux de trésorerie

Tableau 3 – États du résultat global

Tableau 4 – État des profits et des pertes de réévaluation

Les principales hypothèses se rapportant aux tableaux susmentionnés sont décrites à la section 6.3.

6.2 Information financière et autres informations

En 2021, la société mère de la CFUEC, la CDEV, a entrepris une analyse pour déterminer si celle-ci contrôlait la CFUEC selon les critères de l'IFRS 10 à des fins comptables et a conclu que ce n'était pas le cas. La CFUEC a ensuite déterminé qu'elle établira ses états financiers selon les NCSP.

Depuis le début de 2022, conformément à la norme pour le secteur public SP 3450, la CFUEC évalue les instruments financiers à leur juste valeur. Le profit ou la perte qui en résulte est comptabilisé dans les états financiers de la CFUEC pour chaque période.

6.3 Commentaires, faits saillants et principales hypothèses des projections financières

Les projections financières ci-jointes sont fondées sur une hypothèse selon laquelle aucun autre prêt dans le cadre du CUGE ne sera consenti, de sorte que les résultats financiers dépendent du portefeuille de prêts existants.

Depuis sa création, la CFUEC a accordé des prêts à sept emprunteurs. En septembre 2022, la CFUEC avait consenti sept prêts de trésorerie dans le cadre du CUGE, quatre prêts pour le remboursement de bons et un prêt pour « grande entreprise de transport aérien », pour des engagements totaux de 7,4 milliards de dollars. Un total de 3,0 milliards de dollars avait été prélevé sur ces prêts, y compris le remboursement d'une somme de 0,4 milliard de dollars. Outre ces prêts, la CFUEC a acheté pour 500 millions de dollars d'actions d'Air Canada et a reçu des bons de souscription d'Air Canada (annulés en janvier 2022) et d'Air Transat.

Des remboursements partiels d'un montant total de 35 millions de dollars ont été effectués sur deux prêts dans le cadre du CUGE en 2022 (en date du mois de septembre 2022).

Toutes les facilités de remboursements de bons sont maintenant fermées et les prélèvements de fonds ne sont plus autorisés. Au 21 septembre 2022, Air Canada devait 1,27 milliard de dollars sur sa facilité, Transat devait 353 millions de dollars, Sunwing devait 100 millions de dollars et Porter devait 10 millions de dollars.

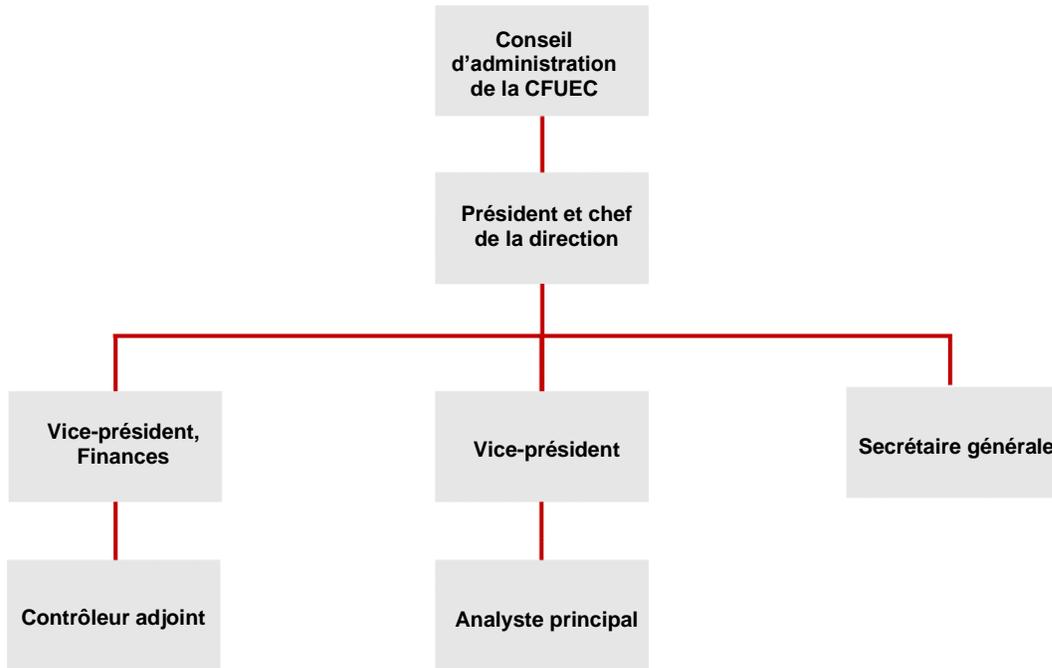
À la clôture de l'exercice 2022, il est prévu que le CUGE aura des engagements non prélevés de 120 millions de dollars.

Sur la base d'une analyse du portefeuille existant d'emprunteurs de la CFUEC, les pertes sur créances attendues combinées du portefeuille s'établissent à 17 %. Il est à noter qu'il n'y a actuellement aucun prêt en défaut et qu'aucune perte sur prêt n'a été subie. Le cadre comptable ne reconnaît les pertes sur prêts que sur la base des coûts engagés lorsque des défauts de paiement ou des événements ayant une incidence similaire surviennent.

6.4 Budget d'investissement

Les activités de la CFUEC ne sont pas hautement capitalistiques. À l'heure actuelle, la CFUEC n'a aucun plan d'investissement ou d'engagement de capitaux importants autres que les engagements de prêts.

Annexe A-1 – Organigramme et conseil d'administration



Administrateurs	Expérience actuelle/passée
Sandra Rosch	<ul style="list-style-type: none"> Présidente de la CFUEC Vice-présidente exécutive et administratrice de Labrador Iron Ore Royalty Corporation Ancienne présidente de Stonecrest Capital Inc Administratrice de la CDEV
Jennifer Reynolds	<ul style="list-style-type: none"> Présidente et chef de la direction de Women Corporate Directors Foundation I Administratrice de la CDEV
Jim McArdle	<ul style="list-style-type: none"> Ancien membre de la haute direction d'Exportation et développement Canada
Nathalie Bernier	<ul style="list-style-type: none"> Ancienne chef des finances et première vice-présidente Stratégie d'Investissements PSP Ancienne associée directrice chez KPMG pour la région du Québec
Zoltan Ambrus	<ul style="list-style-type: none"> Président et chef de la direction de la CFUEC Vice-président de la CDEV
Barry Pollock	<ul style="list-style-type: none"> Ancien chef mondial des services bancaires aux entreprises chez BMO
Elizabeth Wademan	<ul style="list-style-type: none"> Présidente et chef de la direction de la CDEV Administratrice de la CDEV

Annexe A-2 – États financiers pro forma de la CFUEC pour les exercices allant de 2021 à 2027

LA CORPORATION DE FINANCEMENT D'URGENCE D'ENTREPRISES DU CANADA

Tableau 1
NCSP

État de la situation financière pro forma

Exercices clos les 31 décembre 2021 à 2027

En milliers de dollars canadiens

	Chiffres réels 2021	Plan 2022	Prévisions 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025	Plan 2026	Plan 2027
Actifs financiers								
Actifs courants								
Trésorerie et placements à court terme	332 928	10 031	29 493	200 301	208 988	203 375	209 810	206 977
Total des actifs courants	332 928	10 031	29 493	200 301	208 988	203 375	209 810	206 977
Autres actifs								
Prêts	2 348 236	2 960 574	2 734 205	2 306 249	2 326 218	2 319 148	1 732 889	1 633 638
Titres de capitaux propres	500 000	500 000	345 998	345 998	345 998	345 998	345 998	345 999
Bons de souscription	–	–	26 597	26 597	26 597	26 597	26 597	26 597
Intérêts et autres créances	67	–	–	–	–	–	–	–
Total des autres actifs	2 848 303	3 460 574	3 106 800	2 678 844	2 698 813	2 691 743	2 105 484	2 006 234
Total des actifs	3 181 231	3 470 605	3 136 293	2 879 145	2 907 801	2 895 118	2 315 294	2 213 211
Passifs financiers								
Passifs courants								
Créditeurs et charges à payer	2 069	–	–	–	–	–	–	–
Passif différé	–	–	3 524	–	–	–	–	–
Total des passifs courants	2 069	–	3 524	–	–	–	–	–
Actifs financiers nets et excédent accumulé	3 179 162	3 470 605	3 132 769	2 879 145	2 907 801	2 895 118	2 315 294	2 213 211
Excédent accumulé, constitué des éléments suivants :								
Excédent accumulé lié à l'exploitation	3 179 162	3 470 605	3 296 553	3 042 929	3 071 585	3 058 902	2 479 078	2 376 995
(Perte) de réévaluation cumulé(e)	–	–	(163 784)	(163 784)	(163 784)	(163 784)	(163 784)	(163 784)
	3 179 162	3 470 605	3 132 769	2 879 145	2 907 801	2 895 118	2 315 294	2 213 211

LA CORPORATION DE FINANCEMENT D'URGENCE D'ENTREPRISES DU CANADA
Tableau des flux de trésorerie pro forma
Exercices clos les 31 décembre 2021 à 2027
En milliers de dollars canadiens

Tableau 2
NCSP

	Chiffres réels 2021	Plan 2022	Prévisions 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025	Plan 2026	Plan 2027
Activités d'exploitation								
Bénéfice d'exploitation net (perte d'exploitation nette)	2 989 704	58 009	117 391	(253 623)	28 655	(12 683)	(579 824)	(102 083)
Ajustement pour tenir compte des éléments hors trésorerie	(88 246)	(55 276)	(83 617)	(40 642)	(64 160)	(6 560)	63 823	13 895
Perte sur ajustement résultant de modifications de prêts			75 521					
Provision pour perte sur prêts	–	–	–	34 977	–	–	175 236	29 355
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement								
Montant à recevoir des actionnaires	187	–	–	–	–	–	–	–
Fournisseurs et autres crédeurs	(3 591)	–	(2 002)	–	–	–	–	–
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	2 898 054	2 733	107 293	(259 289)	(35 505)	(19 243)	(340 765)	(58 833)
Activités d'investissement								
Prêts consentis, déduction faite des coûts de transaction	(2 568 225)	(150 000)	(445 309)	(50 000)	–	–	–	–
Remboursements de prêts, montants reçus	420 426	144 512	34 582	480 096	44 192	13 630	347 200	56 000
Achat d'actions d'Air Canada	(500 000)	–	–	–	–	–	–	–
Entrées de trésorerie liées aux activités d'investissement	(2 647 799)	(5 488)	(410 727)	430 096	44 192	13 630	347 200	56 000
Trésorerie à l'ouverture de l'exercice	82 673	12 786	332 928	29 493	200 301	208 988	203 375	209 810
Variation de la trésorerie	250 255	(2 755)	(303 435)	170 808	8 687	(5 613)	6 435	(2 833)
Trésorerie à la clôture de l'exercice	332 928	10 031	29 493	200 301	208 988	203 375	209 810	206 977

LA CORPORATION DE FINANCEMENT D'URGENCE D'ENTREPRISES DU CANADA
État des résultats et des résultats non distribués pro forma
Exercices clos les 31 décembre 2021 à 2027
En milliers de dollars canadiens

Tableau 3
NCSP

	Chiffres réels 2021	Plan 2022	Prévisions 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025	Plan 2026	Plan 2027
Produits								
Produits d'intérêts	105 570	132 569	115 293	96 914	85 215	83 877	41 972	23 832
Profit sur la vente de bons de souscription	–	–	82 214	–	–	–	–	–
Profit sur la vente d'actions	–	–	–	–	–	–	–	–
Total des produits	105 570	132 569	197 507	96 914	85 215	83 877	41 972	23 832
Charges d'exploitation								
Honoraires professionnels ¹	4 737	2 000	3 362	4 000	5 000	5 000	5 000	5 000
Frais de gestion	679	1 000	680	680	680	680	680	680
Salaires et avantages	283	680	211	200	200	200	200	200
Perte sur les ajustements résultant de modifications de prêts	–	200	75 521	–	–	–	–	–
Autres charges	167	680	342	680	680	680	680	680
Total des charges d'exploitation	5 866	4 560	80 116	5 560	6 560	6 560	6 560	6 560
Provision pour perte sur prêts	–	–	–	(34 977)	–	–	(175 236)	(29 355)
Bénéfice (perte) d'exploitation avant l'apport du gouvernement	99 704	128 009	117 391	56 377	78 655	77 317	(139 824)	(12 083)
Apport du gouvernement	2 890 000	300 000	–	–	–	–	–	–
Remboursement de subventions publiques	–	(370 000)	–	(310 000)	(50 000)	(90 000)	(440 000)	(90 000)
Bénéfice d'exploitation net (perte d'exploitation nette)	2 989 704	58 009	117 391	(253 623)	28 655	(12 683)	(579 824)	(102 083)
Excédent (déficit) accumulé à l'ouverture de la période	189 458	3 412 596	3 179 162	3 296 553	3 042 929	3 071 585	3 058 902	2 479 078
Excédent (déficit) accumulé à la clôture de la période	3 179 162	3 470 605	3 296 553	3 042 929	3 071 585	3 058 902	2 479 078	2 376 995

¹ Certains honoraires ont été recouverts auprès des emprunteurs, mais sont présentés dans les charges au cours de l'exercice où ils sont engagés. Le recouvrement est comptabilisé sur la durée de vie du prêt.

LA CORPORATION DE FINANCEMENT D'URGENCE D'ENTREPRISES DU CANADA
État des profits et des pertes de réévaluation pro forma
Exercices clos les 31 décembre 2022 à 2027
En milliers de dollars canadiens

NOUVEAU Tableau 4
NCSP
Adopté au premier trimestre de 2022

	Prévisions 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025	Plan 2026	Plan 2027
Profits de réévaluation cumulés à l'ouverture de la période, après ajustement	24 770	(163 784)	(163 784)	(163 784)	(163 784)	(163 784)
Profits de réévaluation survenus au cours de la période						
(Pertes) non réalisées sur les participations en titres de capitaux propres	(109 796)	–	–	–	–	–
Profits réalisés sur les bons de souscription	3 456	–	–	–	–	–
Montant reclassé dans l'état des résultats et de l'excédent accumulé						
Profits réalisés sur les bons de souscription	(82 214)	–	–	–	–	–
Profits de réévaluation nets (pertes de réévaluation nettes) de la période	(188 554)	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–
Pertes de réévaluation accumulées à la clôture de la période	(163 784)	(163 784)	(163 784)	(163 784)	(163 784)	(163 784)

Annexe A-3 – Résultats prévus pour 2023

Résultats attendus	Indicateurs ou cibles de performance
Évaluer les demandes d'avances ultérieures	La CFUEC évalue chaque avance de prêt subséquente pour s'assurer de la conformité continue aux conditions du CUGE et pour valider que toutes les conditions préalables aux avances subséquentes ont été respectées.
Surveiller tous les prêts	Les rapports trimestriels et l'évaluation régulière de tous les prêts sont à jour.
Gérer les demandes de consentement et de modification de prêts	Les demandes sont examinées en temps opportun et accordées ou rejetées, les résultats étant cohérents avec les objectifs du CUGE.
Gérer les prêts pour atténuer les pertes, et gérer les défaillances et les restructurations au besoin	Survie de la société et des emplois connexes et évitement de la faillite si possible conformément aux objectifs du CUGE. Maximisation du recouvrement pour la CFUEC conformément aux objectifs du CUGE. S'assurer que la CFUEC est informée et préparée à répondre à tout besoin de restructuration des emprunteurs ou à traiter les défaillances des emprunteurs, le cas échéant.
Contenir les coûts	Maintenir le ratio d'efficacité de la CFUEC en deçà de 10 % et en deçà de celui des autres sociétés d'État prêteuses. Le ratio d'efficacité correspond aux charges d'exploitation en pourcentage des produits, à l'exclusion des profits et des pertes non récurrents.
Gérer la trésorerie	Gérer la trésorerie conformément à la politique de la CFUEC et s'assurer de la disponibilité des fonds pour les demandes de prélèvements des clients dans les délais prévus.