



Achat du pipeline Trans Mountain par le Canada : considérations financières et économiques



BUREAU DU DIRECTEUR PARLEMENTAIRE DU BUDGET
OFFICE OF THE PARLIAMENTARY BUDGET OFFICER

Ottawa, Canada
Première publication : 31 janvier 2019
Révisé : 12 février 2019
www.pbo-dpb.gc.ca

Le directeur parlementaire du budget (DPB) appuie le Parlement en fournissant des analyses portant sur les politiques économiques et financières, dans le but d'améliorer la qualité des débats parlementaires et de promouvoir davantage de transparence et de responsabilité en matière budgétaire.

Dans l'*Énoncé économique de l'automne 2018*, le gouvernement du Canada a annoncé l'achat, en août 2018, du pipeline Trans Mountain, du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain et d'autres actifs connexes, pour une somme de 4,4 milliards de dollars.

Le présent rapport renferme une évaluation des actifs achetés, une estimation de la sensibilité de cette évaluation à plusieurs facteurs clés, et une estimation des retombées économiques des activités de construction du projet d'agrandissement.

Analystes principaux :

Varun Srivatsan, adjoint de recherche

Nigel Wodrich, adjoint de recherche

Collaborateurs :

Chris Matier, directeur principal, analyse et prévisions économiques et financières

Jason Stanton, analyste financier

Rapport préparé sous la direction de :

Jason Jacques, directeur principal, estimation des coûts et analyse budgétaire

Nancy Beauchamp et Caroline Bernier ont participé à la préparation du rapport aux fins de publication.

Pour de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec le DPB à l'adresse suivante : dpb-pbo@parl.gc.ca.

Yves Giroux

Directeur parlementaire du budget

Table des matières

Résumé	1
1. Introduction	3
1.1. Contexte	3
1.2. Transaction et structure de propriété	5
2. Évaluation	7
2.1. Analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie	7
2.2. Analyse d'entreprises comparables	10
3. Analyse de sensibilité	12
4. Retombées économiques	14
Annexe A : Transactions précédentes	17
Annexe B : Calculs des tarifs	18
Notes	20

Résumé

En août 2018, le gouvernement du Canada a acheté le pipeline Trans Mountain (PTM), le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (PARTM) et des actifs connexes pour une somme de 4,4 milliards de dollars.

Le directeur parlementaire du budget (DPB) estime que la valeur du PTM et du PARTM se situe entre 3,6 milliards de dollars et 4,6 milliards de dollars. Le gouvernement a négocié un prix d'achat dans le haut de la fourchette d'évaluation calculée par le DPB. L'évaluation du DPB présume que le pipeline sera construit dans le respect des échéanciers et des budgets.

L'évaluation du DPB n'inclut pas les actifs connexes achetés en même temps que le pipeline et le projet d'agrandissement, notamment des terminaux d'accès au pipeline et le pipeline Puget Sound. Par conséquent, l'évaluation faite par le DPB est inférieure à la valeur totale de tous les actifs achetés dans le cadre de cette transaction.

La présente étude a toutefois permis d'établir que tout retard dans l'achèvement des travaux de construction, toute augmentation des coûts de construction ou tout changement du profil de risque du PARTM (reflété par le taux d'actualisation) pourrait avoir des conséquences négatives sur le prix de vente final que le gouvernement pourrait obtenir pour le PTM, le PARTM et les actifs connexes.

Cette situation est illustrée dans le tableau 1 du résumé. Le tableau fournit une analyse de sensibilité du scénario de base présenté dans les documents remis par Kinder Morgan à la Commission des valeurs mobilières¹, soit des coûts de construction s'élevant à 9,3 milliards de dollars et une mise en service le 31 décembre 2021.

- La colonne 1 présente la variation de la valeur si les coûts de construction augmentent ou baissent de 10 %.
- La colonne 2 présente la variation de la valeur si la mise en service est devancée d'une année ou retardée d'une année par rapport au 31 décembre 2021.
- La colonne 3 présente la variation de la valeur si le taux d'actualisation varie de deux points de pourcentage.

Tableau 1 du résumé

Répercussions des coûts de construction, des coûts de financement et des retards dans l'achèvement des travaux de construction sur la valeur du PARTM

<i>En millions de dollars</i>	Coûts de construction	Mise en service du PARTM	Taux d'actualisation
	<i>Variation de 10 %</i>	<i>Variation d'un an</i>	<i>Variation de 2 points de pourcentage</i>
Plus faible/plus tôt	453	744	1 803
Plus élevé/plus tard	(453)	(693)	(1 275)

Source : Tableau préparé par le directeur parlementaire du budget au moyen de données tirées des documents 14-A de Kinder Morgan.

Le tableau 1 du résumé montre que si les travaux de construction étaient achevés un an plus tard que prévu, la valeur du PARTM serait amputée de 693 millions de dollars. De même, si les coûts de construction augmentaient de 10 %, sa valeur serait réduite de 453 millions de dollars.

L'incidence annuelle maximale sur le produit intérieur brut (PIB) réel découlant de la construction du PARTM serait de 0,11 % en 2020; ce taux baisserait à 0 % à compter de 2022. L'incidence sur le PIB réel se ferait principalement sentir avant et pendant la construction.

L'incidence sur l'emploi serait semblable. Les emplois créés par le projet atteindraient un sommet de 7 900 en 2020; ils diminueraient graduellement par la suite.

Le principal avantage du PARTM proviendrait de la capacité accrue des producteurs canadiens de vendre du pétrole sur les marchés d'exportation. Il y aurait alors une réduction de l'écart de prix entre le pétrole brut Western Canadian Select (WCS) et d'autres types de pétrole, principalement le pétrole West Texas Intermediate (WTI).

Il est difficile de déterminer les conséquences du PARTM sur l'écart de prix entre les pétroles WTI et WCS. Cependant, une analyse récente du DPB a conclu qu'une réduction de l'ordre de 5 \$ US le baril provoquerait, en moyenne, une augmentation de 0,1 % du PIB réel et de 0,3 % du PIB nominal.

Cette variation injecterait 6 milliards de dollars annuellement dans le PIB de 2019 à 2023².

La capacité accrue de transport créée par l'entrée en service du PARTM permettrait aussi d'augmenter le volume de pétrole produit et exporté par les producteurs de l'Ouest canadien, générant ainsi des retombées économiques supplémentaires.

1. Introduction

1.1. Contexte

Le 29 mai 2018, le gouvernement du Canada a annoncé son intention d'acquérir les actifs du pipeline Trans Mountain (PTM), du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (PARTM) et des actifs connexes pour 4,5 milliards de dollars. Les actifs connexes comprennent le pipeline Puget Sound; les terminaux de Kamloops, de Sumas et de Burnaby; et le terminal maritime de Westridge³. La transaction a été conclue en août 2018 pour la somme de 4,4 milliards de dollars, nette de tout rajustement. La figure 1-1 présente le fil des événements ayant mené à cette transaction.

Le PTM est en activité depuis 1953. Il transporte du pétrole brut et des produits raffinés entre l'Alberta, la Colombie-Britannique et l'État de Washington sur une distance de 1 147 kilomètres et avec une capacité de 300 000 barils par jour (bpj)⁴. À l'heure actuelle, le PTM est le seul grand pipeline qui permet aux producteurs pétroliers de l'Ouest canadien d'expédier leur pétrole vers des destinations le long du Pacifique, comme la côte ouest américaine et l'Asie⁵.

En décembre 2013, la société Kinder Morgan a soumis à l'Office national de l'énergie (ONÉ) un projet de construction et d'exploitation : le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (PARTM). Ce projet visait à doubler le pipeline existant et à accroître la capacité du réseau de 540 000 bpj pour la porter à 890 000 bpj.

En mai 2016, l'ONÉ a conclu que le PARTM était dans l'intérêt public du Canada; il a recommandé au gouverneur en conseil (GEC) d'approuver le projet, sous réserve de 157 conditions⁶. Le 29 novembre 2016, le GEC a délivré un décret approuvant le projet, assorti des mêmes conditions⁷.

Au premier trimestre de 2018, Kinder Morgan est devenue de plus en plus préoccupée par le fait que, sans une intervention directe du gouvernement du Canada, les permis, l'approbation et les examens judiciaires en attente pour le PARTM ainsi que les risques non commerciaux sur lesquels l'entreprise n'avait aucun contrôle menaceraient sa viabilité financière⁸.

En avril 2018, Kinder Morgan a annoncé la suspension des dépenses non essentielles du PARTM. Elle a déclaré que la construction ne commencerait pas sans des ententes préalables avec les intervenants pour préciser s'il était possible de construire le projet et protéger les actionnaires.

Les négociations qui ont suivi entre Kinder Morgan et le gouvernement du Canada ont amené le gouvernement à annoncer, le 29 mai 2018, qu'il achèterait le PTM, le PARTM et des actifs connexes pour 4,5 milliards de dollars.

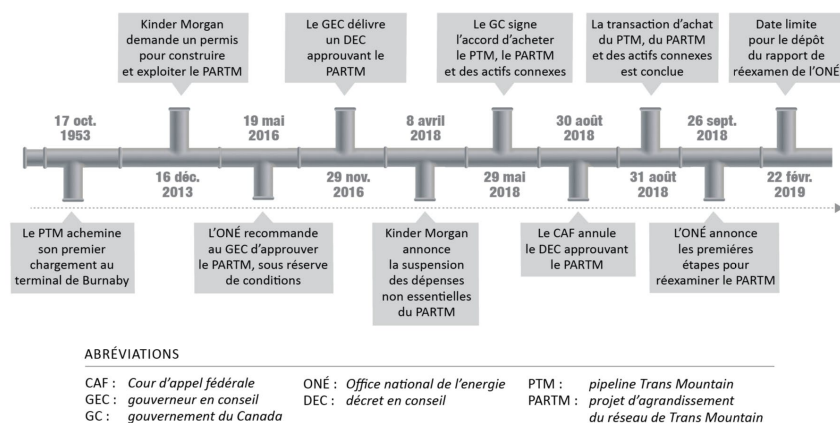
Le 31 août 2018, la transaction a été conclue, nette de tous les rajustements, pour environ 4,4 milliards de dollars. Le gouvernement estimait que cet achat était nécessaire « afin d'assurer un achèvement en temps opportun » de ce projet qui comportait des « avantages considérables [...] pour tous les Canadiens⁹ ».

Cependant, le 30 août 2018, la Cour d'appel fédérale (CAF) a annulé le décret approuvant la construction du PARTM. Dans *Tsleil-Waututh Nation c. Canada (Procureur général)*, la CAF est parvenue à deux conclusions importantes :

- premièrement, « le processus et les conclusions de l'Office étaient à ce point viciés qu'il n'était pas raisonnable que le gouverneur en conseil se fonde sur les rapports de cet organisme [ONÉ] », plus précisément en raison de la décision de l'ONÉ d'exclure les répercussions du trafic des pétroliers attribuable au PARTM, particulièrement sur l'épaulard résident du sud;
- deuxièmement, « le Canada n'a pas respecté son obligation de consulter les peuples autochtones¹⁰ ».

En janvier 2019, les activités de construction du PARTM étaient encore suspendues; on attendait que l'ONÉ réexamine le projet en tenant compte du jugement de la CAF. Le gouvernement a ordonné à l'ONÉ de terminer son réexamen et de produire son rapport d'ici le 22 février 2019¹¹.

Figure 1-1 Fil des événements



Source : Figure préparée par le directeur parlementaire du budget.

1.2. Transaction et structure de propriété

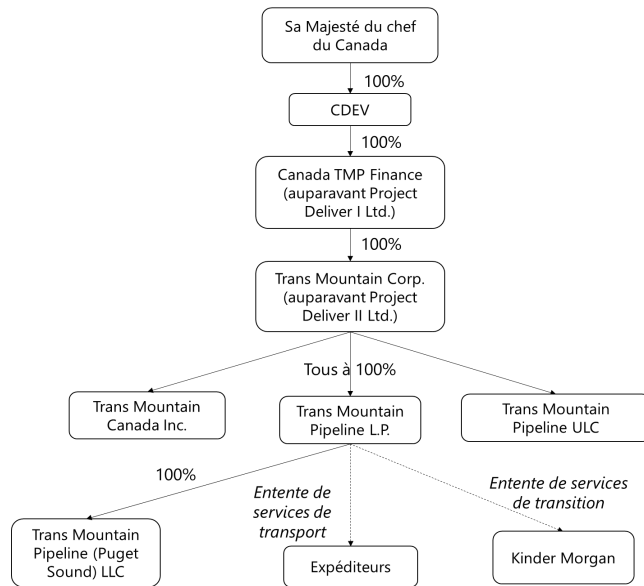
Pour financer l'achat des actifs du PTM et du PARTM, Canada Trans Mountain Pipeline (TMP) Finance, entreprise à propriété exclusive de la Corporation de développement des investissements du Canada (CDEV), a emprunté 5,2 milliards de dollars du Compte du Canada administré par Exportation et développement Canada. Il s'agit d'un prêt d'une société d'État à une autre qui ne nécessite pas un examen parlementaire.

De cette somme, 500 millions de dollars ont servi à endosser une lettre de crédit pour satisfaire l'une des conditions de l'ONÉ, qui exigeait que Trans Mountain Corp. ait les ressources financières nécessaires pour payer en cas de dommages environnementaux. Du solde, soit 4,7 milliards de dollars, 4,4 milliards de dollars ont été versés à la société Kinder Morgan Canada Inc. Le reste a été transformé en fonds de roulement¹².

La structure de propriété comporte de nombreuses entités commerciales qui gèrent l'acquisition, le financement, l'orientation stratégique, le fonctionnement et les employés du pipeline. Les liens qui unissent ces entités sont illustrés à la figure 1-2.

Le gouvernement a déclaré qu'il n'a pas l'intention de conserver les actifs de Trans Mountain à long terme. Il entend les vendre à une entreprise capable d'assumer les risques commerciaux inhérents au PARTM et d'achever le PARTM. Par conséquent, CDEV doit maintenir les actifs de Trans Mountain prêts en vue de leur vente¹³.

Figure 1-2 Structure de propriété



Mandats des entités

Corporation de développement des investissements du Canada (CDEV) : servir d'instrument commercial pour les investissements de capitaux du gouvernement; gérer et vendre les actifs commerciaux du gouvernement.

Canada Trans Mountain Project (TMP) Finance : acquérir et financer la Trans Mountain Corporation (TMC) et fournir l'orientation stratégique.

Trans Mountain Corp. (TMC) : posséder et gérer les entités qui exploitent le pipeline Trans Mountain (PTM).

Trans Mountain Pipeline (TMP) ULC : partenaire général du PTM.

Trans Mountain Pipeline L.P. : exploitant du PTM.

Trans Mountain Canada Inc. : employeur des employés du PTM.

Trans Mountain Pipeline (Puget Sound) LLC : exploitant du pipeline Puget Sound.

Source : Figure préparée par le directeur parlementaire du budget à partir d'un organigramme de la Corporation de développement des investissements du Canada¹⁴.

2. Évaluation

Le DPB procède à deux types d'analyses pour évaluer la valeur d'un achat :

- une analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie : évaluer la valeur du PTM et du PARTM en se fondant sur la valeur actualisée des futurs flux de trésorerie qu'ils devraient générer;
- une analyse d'entreprises comparables : évaluer la valeur du PTM en se fondant sur les principales mesures d'évaluation d'entreprises semblables du même secteur industriel.

Le présent document renferme la liste des principales transactions de pipeline conclues au cours des sept dernières années à l'Annexe A, à titre d'information.

Le DPB a demandé au ministère des Finances de l'information concernant la valeur de l'achat du PTM et du PARTM. Cependant, le ministère des Finances a désigné les renseignements comme confidentiels. Par conséquent, le DPB a utilisé des sources publiques d'information dans ses analyses; l'information fournie par le ministère des Finances a servi à orienter et à valider les analyses.

2.1. Analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie

En règle générale, les pipelines génèrent des flux de trésorerie stables sur une longue période, car, en tant que monopoles, leurs revenus sont réglementés. Dans le cas du PTM et du PARTM, les revenus qu'ils peuvent percevoir (appelés « tarifs ») sont négociés, approuvés et réglementés par l'ONÉ.

Les ententes de tarifs sont renouvelées périodiquement, la plus récente étant celle pour la période de 2016 à 2018¹⁵. Les tarifs sont calculés en fonction des coûts qu'une société de pipeline peut récupérer auprès des expéditeurs et du taux de rendement de la base tarifaire (l'équivalent du rendement d'un investissement). L'annexe B explique plus en détail le calcul des tarifs.

Les revenus tirés des tarifs réglementés sont réduits par les dépenses habituelles, dont celles liées au fonctionnement et à l'entretien du pipeline.

Le tableau 2-1 présente l'analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie sans endettement pour le PTM, analyse effectuée au moyen des formulaires 14-A de Kinder Morgan¹⁶. Par « sans endettement », on entend qu'il n'y a pas de dette ni de frais d'intérêt.

Selon les calculs du DPB, le total cumulatif des flux de trésorerie s'élève à 2 024 millions de dollars, contre 2 012 millions de dollars selon les formulaires 14-A de Kinder Morgan. Les deux chiffres incluent une valeur résiduelle de 250 millions de dollars. Il s'agit donc d'un écart de 12 millions de dollars, somme négligeable pour des flux de trésorerie qui s'étendront sur une quarantaine d'années^{17 18}.

Le tableau 2-2 présente l'analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie sans endettement pour le PARTM, analyse effectuée au moyen des formulaires 14-A de Kinder Morgan. Selon les calculs du DPB, le total cumulatif s'élève à 1 581 millions de dollars, contre 1 394 millions de dollars selon les formulaires 14-A de Kinder Morgan. Il s'agit d'un écart de 187 millions de dollars. Cet écart se situe dans une fourchette acceptable étant donné l'horizon à long terme du projet^{19 20}.

Tableau 2-1 Analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie sans endettement du PTM

<i>En millions de dollars</i>	Durée du contrat										Frais	
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2040	2050	2059
Flux de trésorerie disponibles sans endettement	72	149	161	162	129	128	129	127	117	84	57	53
Facteur d'escompte	1,00	0,94	0,89	0,84	0,79	0,75	0,70	0,67	0,50	0,28	0,15	0,09
Valeur actualisée des flux de trésorerie	72	141	143	136	102	96	91	84	58	23	9	5
Total cumulatif	72	213	356	492	594	690	781	865	1 205	1 572	1 716	1 774

Source : Tableau préparé par le directeur parlementaire du budget au moyen de données tirées des formulaires 14-A de Kinder Morgan.

Note : Ces calculs reposent sur un taux d'escompte de 6 %, le même que celui utilisé par Kinder Morgan dans ses formulaires 14-A.

Tableau 2-2 Analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie sans endettement du PARTM

<i>En millions de dollars</i>	Durée du contrat										Frais	
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2040	2050	2059
Flux de trésorerie disponibles sans endettement	(724)	(1 796)	(3 066)	(1 365)	936	1 074	993	1 003	1 068	1 340	417	79
Facteur d'escompte	1,00	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,32	0,12	0,05	0,02
Valeur actualisée des flux de trésorerie	(724)	(1 633)	(2 534)	(1 026)	639	667	561	515	340	165	20	2
Total cumulatif	(724)	(2 357)	(4 891)	(5 916)	(5 277)	(4 610)	(4 049)	(3 535)	(1 513)	830	1 512	1 581

Source : Tableau préparé par le directeur parlementaire du budget au moyen de données tirées des formulaires 14-A de Kinder Morgan.

Note : Ces calculs reposent sur un taux d'escompte de 10 %, le même que celui utilisé par Kinder Morgan dans ses formulaires 14-A.

La somme des totaux cumulatifs de la valeur actualisée des flux de trésorerie du PTM (2 024 millions de dollars) et du PARTM (1 581 millions de dollars) est de 3,6 milliards de dollars. Ce chiffre se trouve dans le bas de la fourchette de l'évaluation effectuée par le DPB. Il n'inclut pas la valeur des actifs connexes également acquis²¹.

Calculs du taux d'escompte

Le taux d'escompte est une variable clé du calcul de la valeur actualisée nette (VAN) d'un investissement ou d'une entreprise. La variation positive ou négative de ce taux peut avoir des répercussions considérables sur la valeur d'un actif.

Le DPB a tenté de recalculer le taux d'escompte utilisé par Kinder Morgan dans ses formulaires 14-A soumis en août 2018 (6 % dans le cas du PTM; 10 % dans le cas du PARTM, ce taux plus élevé reflétant l'incertitude entourant la date d'entrée en service et les coûts de construction du PARTM).

Le DPB a utilisé des données publiques, y compris des données de sociétés canadiennes comparables, pour calculer le taux d'escompte. Il a notamment utilisé le rendement des capitaux propres, le rendement sur les titres de créance et le coût moyen pondéré général du capital²².

Les calculs du DPB ont produit un taux d'escompte de 5,66 %, soit un taux semblable au taux d'escompte que Kinder Morgan a utilisé pour le PTM. Cependant, le taux calculé par le DPB est nettement inférieur au taux d'escompte utilisé par Kinder Morgan pour le PARTM.

L'écart de quatre points de pourcentage est attribuable aux risques supérieurs associés au PARTM, y compris ceux liés à l'obtention des permis et à la construction du PARTM.

En outre, le taux d'escompte calculé par Kinder Morgan incluait probablement des données exclusives supplémentaires que le DPB n'avait pas, notamment une meilleure connaissance des risques potentiels du PARTM.

Cela étant dit, le DPB a décidé de conserver le taux d'escompte de 10 % comme point de référence. Les conséquences de la variation du taux d'escompte pour la VAN sont abordées à la section 3.

2.2. Analyse d'entreprises comparables

L'analyse d'entreprises comparables porte sur les principales mesures d'évaluation d'entreprises semblables dans le même secteur industriel, en présumant que ces entreprises doivent avoir des mesures d'évaluation également similaires.

Le tableau 2-3 illustre trois mesures d'évaluation d'entreprises cotées en bourse qui exploitent des pipelines au Canada : la valeur d'entreprise (VE); le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissements (BAIIA); et le ratio VE/BAIIA.

Les entreprises étudiées ont un ratio VE/BAIIA se situant entre 10,0 x et 21,0 x (moyenne de 14,0 x).

Tableau 2-3 Ratio VE/BAIIA pour les entreprises canadiennes de pipeline

En milliards de dollars

Entreprise	VE	BAIIA	VE/BAIIA
Enbridge	155,4	10,4	15,0
TransCanada Corp.	101,1	7,4	13,7
Pembina Pipeline Corp.	31,8	2,0	15,9
Inter Pipeline Inc.	13,7	1,3	10,9
AltaGas Ltd.	16,1	0,8	20,8
Keyera Corp.	8,1	0,8	10,5
Gibson Energy Inc.	4,1	0,4	11,1
Moyenne	47,2	3,3	14,0

Source : Tableau préparé par le directeur parlementaire du budget au moyen de données tirées de Yahoo Finance, le 12 décembre 2018.

Note : Le ratio VE/BAIIA est un ratio financier exprimé en chiffres absolus.

Grâce à l'analyse d'entreprises comparables, le DPB a calculé une valeur de 2,8 milliards de dollars pour le PTM. Le calcul repose sur le BAIIA prévu à moyen terme par Kinder Morgan pour le PTM dans ses formulaires 14-A.

Le total cumulatif de la valeur actualisée des flux de trésorerie du PARTM étant de 1 581 millions de dollars, sans compter la valeur de récupération de 250 millions de dollars du PTM, la valeur globale s'établit à 4,6 milliards de dollars. Ce chiffre se situe dans le haut de la fourchette calculée par le DPB. Il n'inclut pas la valeur des actifs connexes acquis et représente la valeur pour le scénario de base.

3. Analyse de sensibilité

Taux d'escompte et valeur actualisée nette (VAN)

Le **taux d'escompte** est le taux auquel la valeur actualisée des futurs flux de trésorerie est déterminée. Ce taux tient compte de la valeur de l'argent selon le moment : l'argent obtenu maintenant est préférable à l'argent reçu plus tard, car il peut être investi et produire un rendement.

Le taux d'escompte établi pour chaque projet varie selon le risque perçu et les coûts qu'une entreprise doit payer pour obtenir du financement afin de procéder à des investissements.

La variation du taux d'escompte peut avoir des répercussions considérables sur la valeur d'un actif.

Tableau 3-1

Dans le cas du PTM et du PARTM, le taux d'escompte peut influencer sur le prix de vente que le gouvernement pourra obtenir pour les actifs.

La **valeur actualisée nette (VAN)** est la somme de la valeur actualisée des flux de trésorerie et des dépenses futures en utilisant le taux d'escompte. La VAN d'un actif est un bon indicateur de sa valeur.

Le DPB a évalué trois facteurs clés qui influent considérablement sur la valeur de l'achat réalisé par le gouvernement du Canada :

- la date d'entrée en service du PARTM;
- les coûts de construction du PARTM;
- le taux d'escompte utilisé dans le calcul de la valeur du PARTM.

Les deux premiers facteurs influent sur la valeur actualisée nette (VAN) du PARTM seulement, pas sur celle du PTM, étant donné que le PARTM n'a pas encore été construit et n'est pas en service. Par conséquent, l'analyse de sensibilité effectuée par le DPB ne vise que le PARTM. La VAN de 1,77 milliard de dollars du PTM est réputée constante dans tous les scénarios.

Le tableau 3-1 illustre les conséquences de divers taux d'escompte et de diverses dates d'entrée en service sur la VAN du PARTM. Un taux d'escompte supérieur ou une date d'entrée en service plus tardive réduirait la VAN du projet. Par exemple, si l'échéancier accusait un retard d'un an, la VAN du PARTM perdrait 693 millions de dollars pour s'établir à 888 millions de dollars.

Valeur actualisée nette du PARTM selon différentes dates d'entrée en service et différents taux d'escompte

Date d'entrée en service	Taux d'escompte				
	8 %	9 %	10 %	11 %	12 %
31 décembre 2020	4 136	3 153	2 325	1 624	1 027
31 décembre 2021	3 384	2 403	1 581	890	306
31 décembre 2022	2 672	1 698	888	212	(354)
31 décembre 2023	2 059	1 099	306	(350)	(896)

Source : Tableau préparé par le directeur parlementaire du budget au moyen de données tirées des formulaires 14-A de Kinder Morgan.

Note : Ces chiffres reposent sur des coûts de construction de 9,3 milliards de dollars. Tout changement de la date d'entrée en service pourrait avoir des répercussions supplémentaires sur la VAN à cause d'un rajustement des tarifs attribuable aux frais d'intérêt pendant la construction. L'analyse ne tient pas compte des répercussions des rajustements de tarifs.

De plus, toute augmentation des coûts de construction ferait baisser la VAN du PARTM, comme le montre le tableau 3-2. Par conséquent, une augmentation de 10 % des coûts de construction réduirait la VAN du PARTM de 453 millions de dollars; la VAN serait alors de 1 128 millions de dollars²³.

Tableau 3-2 Valeur actualisée nette du PARTM selon diverses dates d'entrée en service et divers coûts de construction

En millions de dollars

Date d'entrée en service	Coûts de construction		
	8,4 milliards de dollars (baisse de 10 %)	9,3 milliards de dollars (scénario de base)	10,4 milliards de dollars (augmentation de 10 %)
31 décembre 2020	2 778	2 325	1 871
31 décembre 2021	2 034	1 581	1 128
31 décembre 2022	1 340	888	434
31 décembre 2023	729	306	(187)

Source : Tableau préparé par le directeur parlementaire du budget au moyen de données tirées des formulaires 14-A de Kinder Morgan.

Note : Ces chiffres sont calculés en utilisant un taux d'escompte de 10 %. Certains coûts de construction du PARTM sont plafonnés (76 % d'entre eux); les autres sont variables (24 %). Les coûts variables sont refilés aux expéditeurs sous forme d'augmentation des tarifs. L'analyse de sensibilité effectuée par le DPB à l'égard des coûts de construction en tient compte, présumant des répercussions symétriques (c.-à-d. une variation de 10 % des coûts de construction ne toucherait que 7,6 % des flux de trésorerie distribuables)²⁴.

4. Retombées économiques

Le PARTM pourrait avoir des retombées économiques considérables grâce à la construction du pipeline lui-même et à son exploitation éventuelle. Les retombées de la construction incluent l'argent dépensé pour construire le pipeline, l'effet multiplicateur découlant de cette activité économique et les emplois créés pendant la construction.

Les retombées de l'exploitation pourraient inclure les recettes provenant de l'augmentation du volume de pétrole transporté, les activités liées à l'exploitation du pipeline ainsi que la réduction de l'écart entre les prix des pétroles West Texas Intermediate (WTI) et Western Canadian Select (WCS).

Dans son analyse, le DPB a présumé que la construction du pipeline coûterait 9,3 milliards de dollars et qu'il entrerait en service le 31 décembre 2021, comme le prévoyait Kinder Morgan dans ses formulaires 14-A soumis en août 2018. Si l'on déduit les coûts de financement implicites, qui n'ont aucun impact économique direct, les dépenses liées au projet d'expansion Trans Mountain s'élèvent à 8,3 milliards de dollars²⁵.

L'estimation des dépenses a été intégrée au modèle macroéconomique du DPB, qui tient aussi compte de la réaction attendue de la politique monétaire à une augmentation de l'activité économique nationale. Selon ce modèle, le multiplicateur associé à la construction non résidentielle est en moyenne de 0,9. Cela signifie que, pour chaque tranche de 100 \$ consacrée à la construction du pipeline pendant une année donnée, le PIB réel augmente de 90 \$.

Avant 2018, 930 millions de dollars ont été consacrés aux activités de construction. Ces fonds étaient inclus dans le coût total de construction, mais n'ont pas été inclus dans l'analyse du DPB concernant les retombées économiques. Les résultats de l'analyse sont présentés au tableau 4-1.

Tableau 4-1 Retombées économiques de la construction du PARTM et réaction de la politique monétaire

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Retombées maximales
Dépenses du PARTM (en millions de dollars)	960	1 859	3 172	1 420	38	-	-	8 277 (total)
Incidence sur le PIB réel (%)	0,03	0,06	0,11	0,04	0,00	0,00	0,00	0,11
Incidence sur l'emploi (en milliers)	1,1	4,8	7,9	7,1	3,7	1,9	1,2	7,9

Source : Tableau préparé par le directeur parlementaire du budget.

Note : Le scénario de base sur lequel reposent ces estimations provient du document *Perspectives économiques et financières d'octobre 2018* préparé par le DPB²⁶. Les chiffres à la rangée « Dépenses du PARTM » incluent 930 millions de dollars au titre de dépenses engagées avant 2018, mais faisant partie des coûts de construction de 9,3 milliards de dollars.

Selon le DPB, l'incidence annuelle maximale de la construction du PARTM sur le PIB réel sera de 0,11 % en 2020; elle sera toutefois nulle à compter de 2022. L'incidence sur le PIB réel se fait principalement sentir avant et pendant la construction.

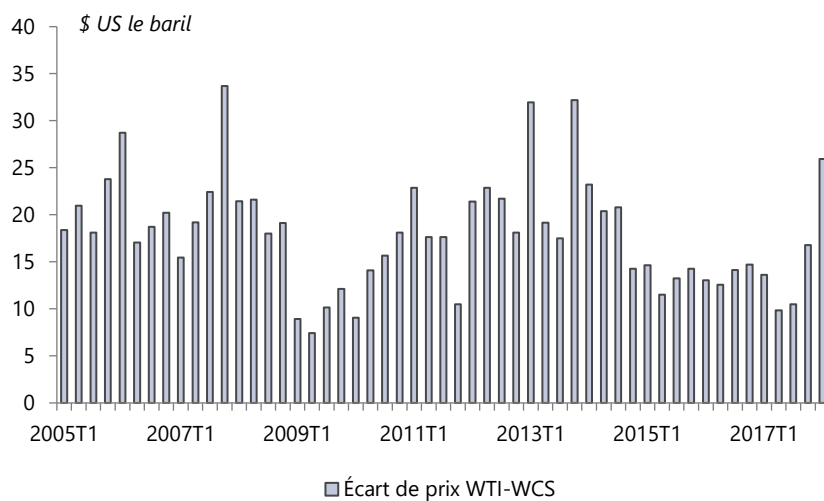
L'incidence sur l'emploi suivrait une courbe similaire, avec un maximum de 7 900 emplois en 2020; le nombre d'emplois créés diminuerait par la suite progressivement. Cette incidence peut varier selon le total des coûts de construction et l'échéancier du PARTM.

Nous n'avons pas évalué l'incidence de l'augmentation des volumes de pétrole transportés après l'entrée en service du PARTM, mais le document *Énoncé économique de l'automne 2018 : Enjeux pour les parlementaires* préparé par le DPB renferme des renseignements utiles sur l'incidence de la réduction de l'écart de prix entre les pétroles WTI et WCS sur le PIB canadien²⁷.

Ainsi, le DPB estime que l'augmentation de la capacité de transport du pétrole au Canada devrait influencer sur l'écart de prix entre les pétroles WTI et WCS. Cet écart est la différence entre le prix du pétrole West Texas Intermediate (prix fixé à Cushing, en Oklahoma) et le prix du pétrole Western Canada Select (prix fixé à Hardisty, en Alberta).

Il est difficile de déterminer l'incidence du PARTM sur l'écart de prix WTI-WCS. Cependant, une analyse récente du DPB a déterminé qu'une réduction de cet écart de l'ordre de 5 \$ US le baril se traduirait, en moyenne, par une augmentation de 0,1 % du PIB réel et de 0,3 % du PIB nominal. Six milliards de dollars seraient alors injectés annuellement dans le PIB de 2019 à 2023²⁸.

Figure 4-1 Écart de prix WTI-WCS



Source : Figure préparée par le directeur parlementaire du budget.

Annexe A : Transactions précédentes

L'analyse de transactions précédentes est souvent utilisée dans les évaluations. Ces transactions portent sur des actifs de nature semblable à ceux de la transaction qui nous intéresse.

Pour dresser la liste des transactions précédentes à celle du PTM et du PARTM, le DPB a évalué les acquisitions de pipeline conclues au Canada et aux États-Unis depuis 2011. Elles sont énumérées au tableau A-1.

L'échantillon inclut des transactions portant sur des actifs de valeur supérieure ou inférieure à l'acquisition de Trans Mountain par le gouvernement du Canada. Le ratio valeur de l'entreprise/bénéfice avant intérêts, impôts, amortissements (VE/BAIIA) oscille entre 8,0 x et 16,0 x, avec une moyenne de 11,3 x. La valeur moyenne des transactions est de 2,34 milliards de dollars.

Tableau A-1 Transactions précédentes

Date	Acquéreur	Cible	Actif	Valeur (en millions de \$)	VE/BAIIA
8/2/18	Wolf Midstream	MEG Energy	50 % des parts dans le pipeline Access et 100 % dans le terminal de Stonefell	1 610	13,4 x
22/9/17	Pembina Pipeline Corp.	Veresen	Veresen	9 700	15,8 x
1/3/17	MPLX LP	Enbridge	Pipeline Ozark	219	-
7/10/16	Southern Company	Kinder Morgan Inc.	50 % des parts dans le gazoduc Southern	1 470	10,4 x
14/7/16	Wolf Midstream	Devon Energy Corp.	50 % des parts dans le pipeline Access de Devon Energy	1 400	10,1 x
29/3/16	Tallgrass Energy	Sempra Energy	25 % des parts dans Rockies Express Pipeline LLC	436	11,0 x
3/8/15	NextEra Energy	NET Midstream	NET Midstream	2 100	-
23/12/14	Enbridge Energy Partners LP	Enbridge Inc.	Solde des parts (66,7 %) dans le segment américain du pipeline Alberta Clipper	1 000	10,7 x
6/11/14	Plains All American Pipeline	Occidental Petroleum Corp.	50 % des parts dans BridgeTex Pipeline Company LLC	1 075	10,5 x
27/10/14	ONEOK Partners LP	Mesquite Pipeline Company et Chevron Corporation	Mesquite Pipeline Company et 80 % des parts dans West Texas LPG Pipeline Limited Partnership	800	-
29/9/14	EnLink Midstream Operating LP	Chevron Corporation et Chevron Midstream Pipelines	Actifs du gazoduc Gulf Coast Natural Gas Pipeline	235	-
11/12/12	Spectra Energy	Borealis Infrastructure, Régime de retraite des enseignantes et des enseignants de l'Ontario, Kinder Morgan Energy Partners	100 % des parts dans le pipeline Express-Platte	1 490	11,5 x
20/8/12	Tallgrass Energy Partners	Kinder Morgan Energy Partners	Kinder Morgan Interstate Gas Transmission, Trailblazer Pipeline Company, Casper-Douglas, West Frenchie Draw et 50 % des parts dans REX	1 800	8,3 x
19/7/11	Energy Transfer Equity	Southern Union Company	Southern Union Company	9 400	11,5 x
			Moyenne	2 338	11,3 x

Source : Tableau préparé par le directeur parlementaire du budget au moyen de données tirées des formulaires 14-A de Kinder Morgan, de ses communiqués et de ses documents publics.

Annexe B : Calculs des tarifs

Les tarifs sont la principale façon pour l'exploitant d'un pipeline de générer des revenus. Dans le cas du PTM et du PARTM, les tarifs sont facturés aux expéditeurs selon la distance parcourue par le pétrole, le type de pétrole (brut léger ou brut lourd) et le service (capacité souscrite ou non souscrite). Les tarifs sont strictement réglementés par l'Office national de l'énergie (ONÉ).

Dans le système actuel, les tarifs sont calculés selon les exigences de revenus, qui incluent les coûts que l'exploitant du pipeline peut récupérer auprès des expéditeurs. Les exigences de revenus sont, entre autres choses, les frais d'exploitation et d'entretien, l'amortissement et le taux de rendement de la base tarifaire.

La base tarifaire est l'investissement fait dans le pipeline à partir duquel un rendement est calculé; c'est l'équivalent du rendement d'un investissement. Pour 2017 et 2018, le rendement était fixé à 7,025 %. Le taux varie selon les coûts et les revenus réels²⁹.

Les tarifs sont payés par les expéditeurs qui utilisent la capacité du pipeline. Dans le cas du PARTM, une partie de la capacité est souscrite (80 %), c'est-à-dire que les expéditeurs sont tenus, en raison d'une soumission, d'expédier un certain volume de pétrole (ou de payer pour cette capacité s'ils ne l'utilisent pas). La capacité non souscrite (20 %) est la capacité disponible en sus de la capacité souscrite.

Dans le cas du PTM et du PARTM, les expéditeurs sans capacité souscrite versent une prime si leur pétrole est destiné au terminal de Westridge (prime du terminal de Westridge).

Les commandes d'expédition permettent à l'exploitant du pipeline de calculer le volume que ses clients souhaitent expédier mensuellement. Si le volume total commandé est supérieur à la capacité non souscrite disponible, l'exploitant du pipeline doit déterminer les commandes qui seront honorées³⁰.

Les primes servent à répartir la capacité du terminal. Les revenus supplémentaires qui découlent des soumissions acceptées sont remboursés à tous les expéditeurs grâce à des exigences inférieures de revenus (ou au moyen d'un tarif variable inférieur dans le cas du PARTM).

La capacité non souscrite du terminal de Westridge est répartie à l'issue d'un appel de soumissions, tandis que la capacité non souscrite d'un terminal terrestre est répartie de façon proportionnelle en tenant compte des commandes mensuelles retenues.

L'unité de mesure utilisée pour calculer le volume de pétrole transporté est le mètre-kilomètre cube (aussi appelé « facteurs déterminants de la facturation »). Ces unités sont les volumes rajustés selon la distance parcourue dans le pipeline. Jumelés, les exigences de revenus et les facteurs déterminants de la facturation fixent le tarif par unité que l'exploitant du pipeline doit facturer aux termes du régime actuel³¹.

Notes

1. L'annexe 14A est un formulaire de procuration exigé par la Commission des valeurs mobilières (CVM) en cas de vote des actionnaires.
2. *Énoncé économique de l'automne : Enjeux pour les parlementaires*, https://www.pbo-dpb.gc.ca/web/default/files/Documents/Reports/2018/FES%202018/FES_2018_FR_FINAL.pdf.
3. Les actifs connexes sont :
 - (i) Le pipeline Puget Sound est un oléoduc de 111 kilomètres reliant le PTM aux raffineries de l'État de Washington. Il peut transporter jusqu'à 240 000 bpj. Le DPB n'a pas eu accès à des données publiques pour estimer la valeur du pipeline Puget Sound. Le pipeline Puget Sound est beaucoup plus court que le PTM et transporte moins de pétrole; par conséquent, ses flux de trésorerie et sa valeur ne devraient être qu'une fraction de ceux du PTM.

Pipeline de Trans Mountain, <https://www.transmountain.com/fr/pipeline-system>.
 - (ii) Les terminaux sont des installations destinées à stocker temporairement les produits transportés par pipeline à Edmonton, à Kamloops, à Abbotsford (terminal de Sumas), et à Burnaby (terminaux de Burnaby et de Westridge). Leur valeur est intimement liée à celle du PTM. Fait à noter, le terminal d'Edmonton est composé de 35 réservoirs de stockage, dont 20 sont loués et génèrent des revenus. En septembre 2018, les revenus tirés de ces baux s'élevaient à 5 millions de dollars, contre 27 millions de dollars pour le PTM et le pipeline Puget Sound. Il n'y avait pas suffisamment de données publiques pour que le DPB évalue ces actifs. Des 27 millions de dollars en revenus du PTM, moins de 10 % provenaient de l'extérieur du Canada.

Corporation de développement des investissements du Canada, *Rapport du troisième trimestre*, <https://www.cdev.gc.ca/wp-content/uploads/2019/01/CDEV-Q3-2018-Report-FRE.pdf>.

Kinder Morgan Canada Limited, *Strategic Assets Positioned to Support Growing Oil Sands Production*, <https://www.kindermorgancanadalimited.com/> [EN ANGLAIS SEULEMENT].
4. Office national de l'énergie (2016). *Rapport de l'Office national de l'énergie : Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain* (document A77045), <https://apps.neb-one.gc.ca/REGDOCS/Élément/Dépôt/A77045>.
5. Depuis sa création, le PTM a eu plusieurs propriétaires et exploitants du secteur privé, les plus récents étant des filiales de Kinder Morgan International et Kinder Morgan Canada Limited (Kinder Morgan).
6. *Ibid.*
7. Ressources naturelles Canada (2016), « Le gouvernement du Canada annonce un plan sur les pipelines qui protégera l'environnement et stimulera l'économie », <https://www.canada.ca/fr/ressources-naturelles->

[canada/nouvelles/2016/11/gouvernement-canada-annonce-plan-pipelines-protgera-environnement-stimulera-economie.html](https://www.canada.ca/nouvelles/2016/11/gouvernement-canada-annonce-plan-pipelines-protgera-environnement-stimulera-economie.html).

8. Kinder Morgan Canada Limited (2018), formulaire 14-A soumis à la Commission des valeurs mobilières, 7 août 2018.
9. Ministère des Finances (2018), « Document d'information : Détails de l'entente en vue de l'achèvement du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain », https://www.fin.gc.ca/n18/data/18-038_1-fra.asp
10. *Tsleil-Waututh Nation c. Canada (Procureur général)*, 2018 CAF 153.
11. Office national de l'énergie (2018), réexamen par l'Office national de l'énergie de certains aspects de ses recommandations conformément au décret C.P. 2018-1177 (dossier OF-Fac-Oil-T260-2013-03-59)
12. Corporation de développement des investissements du Canada, *Rapport du troisième trimestre*, <https://www.cdev.gc.ca/wp-content/uploads/2019/01/CDEV-Q3-2018-Report-FRE.pdf>.
13. Corporation de développement des investissements du Canada (2018), *Minister's Letter of Expectations*, consultée à https://www.cdev.gc.ca/wp-content/uploads/2018/12/Ministers_Letter_August-27_-2018.pdf [EN ANGLAIS SEULEMENT].
14. *Ibid.*
15. Office national de l'énergie, « Demande visant les droits définitifs de 2018 », <https://apps.neb-one.gc.ca/REGDOCS/Élément/Afficher/3546262>.
16. L'annexe 14A est un formulaire de procuration exigé par la Commission des valeurs mobilières (CVM) en cas de vote des actionnaires.
17. Le DPB a utilisé des hypothèses concernant le moment de certains flux de trésorerie, particulièrement pour les périodes où aucun flux de trésorerie n'était indiqué. Cela pourrait expliquer l'écart entre les chiffres du DPB et ceux fournis par Kinder Morgan dans le formulaire 14-A.
18. Les calculs du DPB incluent une valeur de récupération de 250 millions de dollars pour le PTM, somme également déclarée par Kinder Morgan dans le formulaire 14-A.
19. *Ibid.*
20. Le DPB a utilisé des hypothèses concernant le moment de certains flux de trésorerie, étant donné que seules des données sommaires étaient disponibles dans le formulaire 14-A de Kinder Morgan. En outre, il présume qu'il n'y aura aucune valeur de récupération pour le PARTM, et les actifs connexes ne sont pas inclus dans l'évaluation. Ces trois facteurs pourraient expliquer l'écart entre les résultats de Kinder Morgan et ceux du DPB.
21. Étant donné qu'il s'agit d'une analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie sans endettement, on présume que le PARTM n'a pas de dette. Cependant, la filiale de CDEV, TMP Finance, a emprunté 5,2 milliards de dollars du Compte du Canada administré par EDC, à un taux d'intérêt annuel de 4,7 %. Ces frais d'intérêt pourraient augmenter jusqu'à ce que le PARTM rembourse le prêt. Le rapport trimestriel de la CDEV note que 21 millions de dollars en intérêts étaient payables au dernier trimestre de 2018.

Corporation de développement des investissements du Canada, *Rapport du troisième trimestre*, <https://www.cdev.gc.ca/wp-content/uploads/2019/01/CDEV-Q3-2018-Report-FRE.pdf>.

22. Le coût des capitaux propres (un taux de rendement théorique pour les investisseurs) a été calculé au moyen du modèle d'équilibre des actifs financiers. Les variables clés utilisées dans ce calcul sont le bêta, la prime de risque sur capitaux propres et le taux de rendement sans risque. Le bêta, qui désigne le risque d'un investissement dans une entreprise par rapport au risque moyen sur le marché, a été calculé au moyen de données publiques d'entreprises comparables.

Yahoo Finance, <https://ca.finance.yahoo.com/> consulté le 12 décembre 2018 [EN ANGLAIS SEULEMENT].

La prime de risque sur capitaux propres et le taux de rendement sans risque sont fondés sur Duff and Phelps U.S. Equity Risk Premium Recommendation, <https://www.duffandphelps.com/insights/publications/cost-of-capital/us-equity-risk-premium-recommendation-2017> [EN ANGLAIS SEULEMENT].

Le taux de 5,02 % pour le service de la dette s'appuie sur le formulaire 10-K de Kinder Morgan.

Formulaire 10-K de Kinder Morgan Inc., <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1506307/000150630718000010/kmi-2017x10k.htm> [EN ANGLAIS SEULEMENT].

Le taux d'imposition des sociétés de 27 % est tiré du formulaire 14-A de Kinder Morgan.

Formulaire 14-A de Kinder Morgan Inc., <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1714973/000104746918005465/a2236353zdefm14a.htm> [EN ANGLAIS SEULEMENT].

Le coût moyen pondéré du capital (CMPC), qui est le taux d'escompte global, est calculé au moyen de la formule suivante :

$$\text{CMPC} = \frac{E}{D+E} \times r_e + \frac{D}{D+E} \times r_d \times (1-t)$$

où E est la valeur réelle, D la valeur de la dette, r_e le coût des capitaux, r_d le coût de la dette, et t le taux d'imposition des sociétés.

23. L'analyse de sensibilité concernant les coûts de construction est liée au montant à la ligne « Growth Capex » de l'évaluation de la valeur actualisée des flux de trésorerie dans le formulaire 14-A de Kinder Morgan. Le montant à la ligne « Growth Capex » ajoute jusqu'à 7 milliards de dollars, tandis que les coûts de construction de base calculés par le DPB s'élèvent à 9,3 milliards de dollars. Bien que le montant à la ligne « Growth Capex » et le total des coûts de construction ne soient pas identiques, le DPB présume que le choc linéaire sur la VAN lorsqu'on modifie de 10 % le montant à la ligne « Growth Capex » est équivalent au résultat obtenu en modifiant les coûts de construction de 10 %.
24. Prospectus de Kinder Morgan Canada Ltd., le 25 mai 2017, <https://www.kindermorgancanadalimited.com/content/docs/prospectus.pdf>, [EN ANGLAIS SEULEMENT].

25. Ce calcul tient compte de la provision pour fonds utilisés durant la construction (PFUDC), qui concerne les frais d'intérêt capitalisés qui n'ont aucun impact économique direct pendant la construction. Le DPB a calculé un ratio provisoire de la PFUDC par rapport aux dépenses en capital (11 %) en se fondant sur le calcul des droits définitifs de l'ONÉ pour 2018.

Office national de l'énergie (2018). *Trans Mountain Pipeline L.P. : Annexes concernant le calcul des droits définitifs de 2018 selon le règlement avec droits incitatifs pour 2016-2018.*

26. *Perspectives économiques et financières, octobre 2018*, https://pbo-dpb.gc.ca/web/default/files/Documents/Reports/2018/EFO%20Oct%202018/EFO_OCT2018_FR.pdf.
27. *Énoncé économique de l'automne 2018 : Enjeux pour les parlementaires*, https://pbo-dpb.gc.ca/web/default/files/files/files/Publications/FES_2018_FR_FINAL.pdf.
28. *Ibid.*
29. Office national de l'énergie (2018). *Trans Mountain Pipeline L.P. : Annexes concernant le calcul des droits définitifs de 2018 selon le règlement avec droits incitatifs pour 2016-2018.*
30. Office national de l'énergie, « Aperçu du marché : Qu'est-ce que la répartition de la capacité pipelinière? », <https://www.nelb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2018/08-03pplnpprtnmnt-fra.html>.
31. Le DPB a consulté l'ONÉ pour obtenir de l'information sur le cadre réglementaire applicable aux droits et aux tarifs.