



Énergie Est

Retombées économiques du projet de conversion du réseau principal de TransCanada

Table des matières

Avertissements.....	1
Résumé	3
Introduction	6
Description du projet Énergie Est	8
Contexte sectoriel	11
Avantages économiques.....	15
Annexe A : Glossaire	24
Annexe B : Méthodologie du modèle des E-S	27
Annexe C : Entrées du modèle des E-S	29
Annexe D : Tableaux et graphiques détaillés des sorties du modèle des E-S	31
Annexe E : Capacité pipelinière.....	38
Annexe F : Capacité et offre de raffinage	40
Annexe G : Calcul des avantages pour les raffineries.....	42
Annexe H : À propos des auteurs.....	44

Avertissements

Le présent rapport doit être utilisé uniquement aux fins visées par l'étude qui sont décrites dans l'introduction. Nous déclinons toute responsabilité pour les pertes subies par quelque partie que ce soit du fait de la distribution, de la publication, de la reproduction ou de l'utilisation du présent rapport.

Nous nous réservons le droit de réviser tous les calculs et les conclusions incluses par renvoi ou autrement dans le présent rapport et, si nous le jugeons nécessaire, nous nous réservons le droit de les réviser en fonction de nouveaux éléments d'information.

Aux fins de l'étude, nous nous sommes fiés sur l'exhaustivité, l'exactitude et la fidélité de toutes les données financières et autres, des statistiques, des avis, et des opinions ou déclarations qui nous ont été communiqués par la direction de TransCanada (la « direction ») ainsi que par ses mandataires et conseillers (collectivement, « l'information »). Le présent rapport est conditionnel à l'exhaustivité, à l'exactitude et à la fidélité de cette information.

Le présent rapport est rédigé en fonction de la conjoncture économique, financière et générale qui prévalait à sa date de publication, et en fonction de la situation, financière ou autre, de TransCanada telle qu'elle est présentée dans l'information. Dans nos analyses et aux fins de la rédaction du présent rapport, nous avons élaboré de nombreuses hypothèses ayant trait au rendement de l'industrie, au contexte général des affaires, à la conjoncture économique et à d'autres éléments d'information qui échappent à notre contrôle.

Les retombées économiques calculées du projet Énergie Est sur le produit intérieur brut du Canada, l'emploi et les recettes fiscales additionnelles (les trois principaux éléments constituant les « retombées économiques ») qui sont indiquées dans le présent rapport s'appuient sur le modèle des entrées-sorties de Statistique Canada. Ce modèle économique indépendant, élaboré par le gouvernement du Canada, est construit par Statistique Canada, qui l'utilise pour mesurer le « choc » que peut subir une économie à la suite d'un projet d'infrastructure d'envergure comme celui d'Énergie Est. Il sert à établir un modèle des retombées économiques directes, indirectes et induites d'un tel projet. L'estimation des retombées économiques a été effectuée par Statistique Canada au moyen de son modèle des entrées-sorties. Il est important de noter qu'il faut considérer les résultats globaux comme étant de nature estimative, étant donné qu'ils dépendent des données relatives aux dépenses liées à la construction d'immobilisations et aux dépenses d'exploitation estimées, et qu'ils s'appuient sur l'application d'un modèle statistique et le caractère estimatif important inhérent à ce genre de modèle.

L'étude doit être considérée dans son ensemble, et le fait de choisir des parties des analyses ou des facteurs pris en compte dans le cadre de ladite étude sans tenir compte de tous les facteurs et de toutes les analyses peut donner un aperçu trompeur du processus sous-jacent à l'étude. La présente étude est complexe; elle comprend des estimations importantes et elle ne se prête pas nécessairement à une analyse partielle ni à une description sommaire. Toute tentative à cet effet pourrait conduire son auteur à mettre de manière induite l'accent sur un facteur ou une analyse donnée.

Deloitte, le plus grand cabinet de services professionnels du Canada, fournit des services dans les domaines de la certification, de la fiscalité, de la consultation, du risque d'entreprise et des conseils financiers à des sociétés, à des particuliers, à des gouvernements, à des organisations sans but lucratif, à des organisations non gouvernementales et à d'autres entreprises partout au Canada. Deloitte possède une expérience approfondie de la prestation de ces services à d'éminentes entités, dont de nombreuses dans le secteur du pétrole et du gaz. La capacité qu'a Deloitte à fournir des services professionnels de qualité supérieure axés sur un secteur dépend de cette expérience; sa capacité à demeurer un fournisseur de services neutre de confiance est également essentielle pour qu'il puisse produire des rapports sur des projets complexes de la nature du projet de conversion proposé d'Énergie Est.

Deloitte a donc appliqué la même objectivité et la même indépendance d'esprit au travail effectué relativement à notre évaluation de l'avantage économique net du projet Énergie Est, et nous avons rédigé le présent rapport dans cette perspective. Le maintien de notre capacité à servir les plus éminentes entités du Canada dépend de notre réputation d'objectivité et de notre crédibilité, et aucun mandat ou rapport n'a plus d'importance que notre réputation professionnelle.

Nos honoraires étaient fondés sur le nombre d'heures de travail consacrées à l'étude par nos professionnels et n'étaient en rien liés à des actions ou des événements découlant de l'utilisation qui sera faite du rapport.

Résumé

Le secteur du pétrole et du gaz est l'un des principaux moteurs de l'économie canadienne. Il génère presque le quart des exportations du Canada¹ et procure du travail à plus de 500 000 personnes un peu partout au pays². Cependant, à cause des lacunes de l'infrastructure de transport des ressources extraites vers les raffineries d'Amérique du Nord et d'ailleurs dans le monde, le Canada ne tire probablement pas le maximum de valeur de ses ressources de pétrole brut et de gaz naturel. Ce problème d'infrastructure fait en sorte que les raffineries de l'est du Canada dépendent principalement du pétrole brut importé de l'étranger, car elles n'ont pas accès au pétrole brut de l'Ouest canadien.

Selon les prévisions, la conversion proposée par TransCanada PipeLines Limited (« TransCanada ») d'une partie de son réseau principal engendrerait au Canada des retombées économiques appréciables qui équivaldraient à une augmentation totale de 35,3 G\$ du PIB^{3,4} au cours des cinq prochaines décennies. Le projet « Énergie Est » consisterait à convertir des parties de son réseau principal transportant actuellement du gaz naturel pour transporter vers l'est du Canada du pétrole brut en provenance de l'Ouest canadien, notamment de la formation géologique pétrolière Bakken en Saskatchewan et au Manitoba. Pour mieux comprendre les retombées économiques éventuelles du projet sur l'économie canadienne, TransCanada a confié au cabinet Deloitte le mandat de les estimer. L'étude s'appuie sur une combinaison d'analyses indépendantes de Deloitte et de prévisions de retombées économiques de Statistique Canada s'appuyant sur le modèle des entrées-sorties (E-S)⁵. Comme nous l'indiquons ci-dessous, les retombées potentielles calculées au moyen de cet exercice de modélisation sont considérables :

- Le projet gonflera respectivement de 10,0 G\$ et de 25,3 G\$ le PIB du Canada pendant les six années de la phase de développement et de construction et pendant les 40 années d'exploitation du pipeline. (Remarque : Un horizon temporel de 40 ans a été utilisé aux fins de la présente analyse économique, mais un entretien régulier devrait permettre de prolonger la vie utile du pipeline bien au-delà de cette période.) Cette activité économique sera générée en Ontario (37 % du total), en Alberta (22 %), au Québec (18 %), au Nouveau-Brunswick (8 %), en Saskatchewan (7 %) et au Manitoba (5 %).
- Au cours de la phase de développement qui s'étalera de 2013 à 2015, 2 341 équivalents temps plein (ETP) annuels directs⁶ seront créés (pour un total de 7 118 ETP⁷ pour les trois années, y compris les retombées directes, indirectes et induites), et des emplois directs additionnels seront créés au rythme de 7 728 équivalents temps plein par année pendant la phase de construction de 2016 à 2018 (pour un total de 23 498 ETP sur trois ans, y compris les retombées directes, indirectes et induites), soit un total de 91 849 ETP d'un an pour toute la période visée, surtout au sein du secteur de la construction et de

1. « Données sur le commerce en direct », Industrie Canada, [En ligne], novembre 2011.

2. Collyer, Dave. *Canadian Oil and Gas Industry Outlook – Opportunities and Challenges*, ACPP, 19 avril 2012.

3. Les retombées indiquées représentent l'activité économique générée en sus de celle liée au transport actuel de gaz naturel par le réseau principal canadien.

4. Produit intérieur brut, c'est-à-dire la valeur marchande de toutes les marchandises et services officiellement reconnus et produits dans un pays au cours d'une période donnée.

5. Les auteurs de l'étude ont analysé les retombées économiques du projet sur les raffineries, les producteurs de pétrole et de gaz, les consommateurs et le secteur du transport dans l'Est du Canada d'un point de vue qualitatif et stratégique. Ces retombées n'ont pas été modélisées quantitativement au moyen du modèle des E-S.

6. Retombées directes = retombées découlant de sorties additionnelles dans le secteur directement touché (c.-à-d. le secteur à l'étude). Retombées indirectes = retombées découlant des sorties additionnelles dans les secteurs connexes. Retombées induites = retombées découlant de changements apportés à la production de marchandises et de services entraînant une augmentation du revenu des ménages (p. ex., des salaires) générée par les sorties additionnelles directes et indirectes.

7. Un ETP est une unité égale à la charge de travail d'un travailleur qui permet de comparer les charges de travail liées à un projet donné. Un ETP de 1,0 équivaut à la charge de travail d'un travailleur à temps plein tandis qu'un ETP de 0,5 équivaut à la charge de travail d'un travailleur à mi-temps. Le nombre d'ETP peut être calculé en divisant le nombre total d'heures travaillées par le nombre total d'heures travaillées annuellement par un travailleur à temps plein dans des conditions de travail normales.

l'ingénierie⁸ au Québec (31 %), en Ontario (26 %), en Alberta (16 %), au Nouveau-Brunswick (12 %), en Saskatchewan (6 %) et au Manitoba (4 %).

- Pendant la phase d'exploitation estimée à 40 ans, 1 087 ETP directs annuels additionnels seraient maintenus (4 252 ETP annuels au total, y compris les retombées directes, indirectes et induites) surtout dans les secteurs de l'exploitation et de la gestion de pipelines⁹ en Ontario (42 %), en Alberta (21 %), au Québec (13 %), au Nouveau-Brunswick (9 %), au Manitoba (6 %) et en Saskatchewan (6 %).
- Au cours des phases de développement et de construction (6 ans) et d'exploitation (40 ans), les administrations fédérale, provinciales et municipales percevront des recettes fiscales additionnelles totales de 3,0 G\$ et de 7,2 G\$¹⁰, respectivement. Au total des deux phases, ces recettes fiscales seront surtout concentrées en Ontario (36 %), en Alberta (21 %), au Québec (20 %), en Saskatchewan (8 %), au Nouveau-Brunswick (7 %) et au Manitoba (6 %).
- La capacité de transport de pétrole brut en provenance de l'Ouest canadien augmentera d'environ 1,1 million de barils par jour, ce qui, selon les prévisions, contribuera à refermer l'écart entre le prix du pétrole brut de Brent et WTI et le pétrole brut de l'Alberta qui transitera par le pipeline, et devrait contribuer à une diminution globale de la différence de prix entre le pétrole brut de l'Alberta et le pétrole brut de Brent¹¹.
- Les raffineries de l'est du Canada bénéficieront d'une source d'approvisionnement de pétrole brut canadien, ce qui devrait selon les estimations engendrer des économies annuelles au titre des matières premières d'entre 1,55 \$ et 11,49 \$ le baril, selon la configuration actuelle des activités de raffinage et l'emplacement des raffineries¹².

Comme l'indique la figure 1, le projet Énergie Est devrait avoir des retombées appréciables sur les économies provinciales partout au Canada et plus particulièrement au Nouveau-Brunswick, au Québec, en Ontario, au Manitoba, en Saskatchewan et en Alberta.

8. Les désignations des secteurs industriels de Statistique Canada sont « Travaux de génie civil, gazier et pétrolier » et « Architecture, génie et services connexes ».

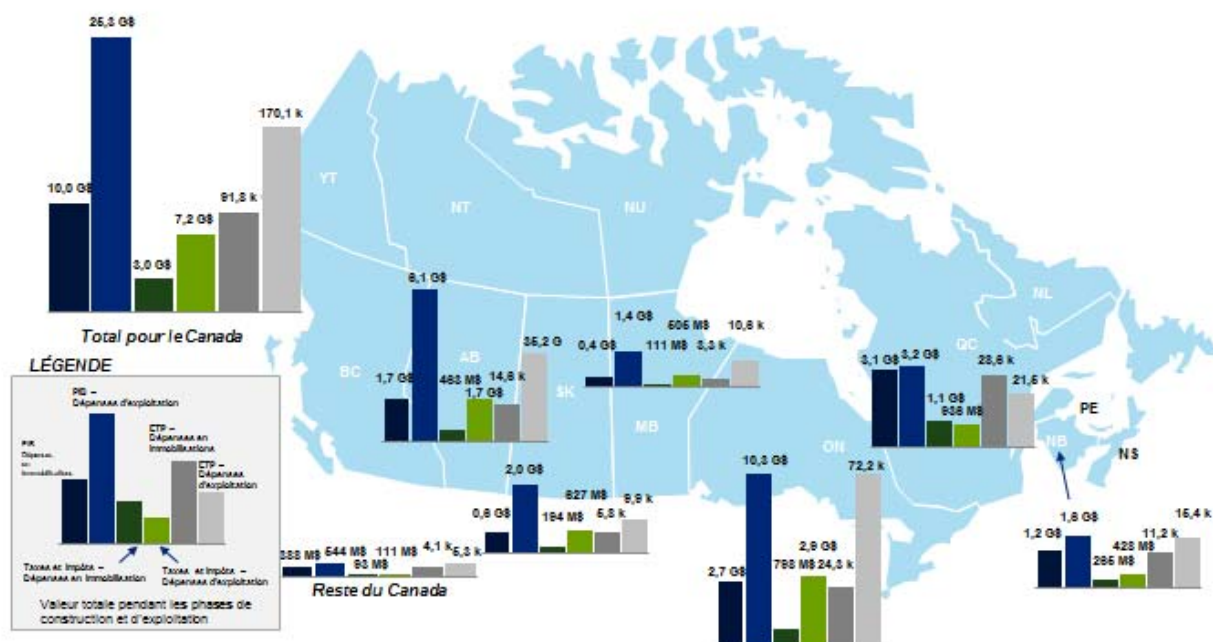
9. Les désignations utilisées par Statistique Canada pour ces secteurs sont « Transport du pétrole brut par oléoduc et autres services de transport par pipeline », « Production, transport et distribution d'électricité » et « Transport du gaz naturel par gazoduc ».

10. À l'exclusion de l'impôt des sociétés qui n'est pas explicitement estimé par le modèle des E-S, mais qui est inclus dans les chiffres du PIB.

11. Cet écart de prix négatif n'a pas été estimé avec précision, car pour le faire, il faudrait formuler un trop grand nombre d'hypothèses (p. ex., résultats de projets hors de la portée du présent rapport, prévisions mondiales d'offre et de demande, etc.).

12. Calcul fondé sur le remplacement du pétrole brut de Brent actuellement raffiné par du pétrole brut canadien léger de l'Ouest canadien.

Figure 1 : Sommaire des retombées économiques du projet Énergie Est¹³



La conversion du réseau principal canadien offrirait aux régions productrices de pétrole de l'Ouest canadien dont la production ne cesse d'augmenter un débouché fort recherché. S'il est mis en œuvre, le projet Énergie Est démontrerait la force du Canada en matière d'ingénierie et contribuerait à maintenir le niveau de vie élevé que les Canadiens en sont venus à tenir pour acquis.

13. Les totaux canadiens ne correspondent peut-être pas exactement à la somme des totaux provinciaux, parce que les chiffres ont été arrondis.

Introduction

TransCanada propose de convertir une partie de son réseau principal canadien actuellement sous-utilisé (le « réseau principal ») afin d'y transporter du pétrole brut plutôt que du gaz naturel. TransCanada a confié à Deloitte le mandat d'estimer les retombées économiques que le projet Énergie Est aurait sur l'économie canadienne. Cette étude a été effectuée en utilisant une combinaison d'analyses indépendantes de Deloitte et le modèle des E-S de Statistique Canada pour le calcul des prévisions de retombées économiques.

Contexte du projet Énergie Est

Le réseau principal est un réseau pipelinier de gaz naturel de 14 101 kilomètres qui s'étend de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan dans l'ouest du pays jusqu'à la frontière entre le Québec et le Vermont à l'est. Grâce à des branchements avec un certain nombre d'autres pipelines de gaz naturel au Canada et aux États-Unis, le réseau principal alimente en gaz naturel de nombreux marchés nord-américains. Il est assujéti à la réglementation de l'Office national de l'énergie (ONÉ) du Canada, qui régit les droits de péage exigés par TransCanada pour l'utilisation du pipeline d'une manière qui permet à TransCanada de recouvrer les coûts de transport du gaz naturel et de tirer un rendement financier de son investissement.

Le taux d'utilisation des tronçons du réseau principal entre les Prairies et le nord de l'Ontario a diminué par rapport aux niveaux historiques ces dernières années¹⁴. Le boom de la production de gaz de schiste de la formation de Marcellus dans le nord-est des États-Unis fait en sorte que ce champ gazier est devenu le plus productif de la région et a entraîné un bond spectaculaire du volume de gaz naturel disponible dans l'est de l'Amérique du Nord. De la fin de 2010 jusqu'à la fin de 2012, la production de gaz naturel provenant de la formation Marcellus a augmenté, passant d'environ 2 milliards de pieds cubes de gaz naturel par jour (Gpi^3/j) à au moins 7 Gpi^3/j ^{15,16}, et on prévoit que cette production continuera de croître jusqu'à atteindre environ 10 à 12 Gpi^3/j d'ici 2020^{17, 18, 19, 20}. Cette production additionnelle a réduit la demande de gaz naturel de l'Ouest canadien sur les marchés de l'est. Avec des réserves connues de 141 billions de pieds cubes de gaz naturel²¹, la formation Marcellus devrait maintenir des taux de production élevés pendant une longue période.

L'utilisation moins intensive du pipeline a entraîné ces dernières années une augmentation des droits de péage (qui ont plus ou moins doublé de 2002 à 2012), d'où une augmentation du coût relatif du gaz naturel de l'Ouest canadien par rapport à celui de la formation Marcellus, ce qui limite la viabilité et la compétitivité du réseau principal dans sa forme actuelle.

La demande de pétrole brut nord-américain, surtout celle de pétrole brut de l'Ouest canadien, va en augmentant dans les raffineries canadiennes de l'est du Canada, car il s'agit d'une matière première moins coûteuse offrant des approvisionnements plus stables et plus durables que les sources de pétrole brut étranger actuellement utilisées. En raison de l'utilisation réduite, il existe sur le réseau principal une capacité excédentaire et, par conséquent, une occasion économique qui consisterait à créer un lien entre les volumes croissants de pétrole brut de l'Ouest canadien et de nouveaux marchés.

14. Documents internes sur l'utilisation de la capacité, TransCanada, août 2012.

15. Zeits, Richard. « Marcellus Shale: 10 Bcf Per Day in 2013 », Seeking Alpha, [En ligne], 11 mars 2013.

16. Manning, Melissa, « Marcellus Shale Transformation for Some Companies, Others Still Yet to realize Full Potential, Says IHS », [En ligne], 18 mars 2013.

17. Estimations internes de Deloitte

18. « NEXT Project – Northern Expansion Transmission », Spectra Energy, [En ligne], 15 août 2012.

19. Malik, Naureen. *Marcellus gas cuts price premiums to decade lows*, Bloomberg News, 21 juin 2012.

20. Zeits, Richard. « Marcellus Shale: 10 Bcf Per Day in 2013 », Seeking Alpha, [En ligne], 11 mars 2013.

21. Buurma, Christine. *U.S. Cuts Estimate for Marcellus Shale Gas Reserves by 66%*, Bloomberg, 23 janvier 2012.

Le projet envisagé consisterait à convertir 3 000 km du pipeline actuellement utilisé pour le transport du gaz naturel afin d'y transporter plutôt du pétrole brut et à construire un nouveau tronçon de pipeline d'une longueur estimée de 1 460 km, pour une longueur totale de 4 460 km. Cette distance comprend de nouveaux tronçons au Manitoba et en Saskatchewan afin de relier le réseau principal aux régions productrices de pétrole brut de la formation de pétrole brut de Bakken. Ce projet permettrait d'acheminer le pétrole brut produit dans l'ouest du Canada aux raffineries de l'est du pays et vers les marchés internationaux par la côte Est.

Objectifs, portée et méthode de l'étude

TransCanada a confié à Deloitte le mandat d'estimer les retombées économiques du projet Énergie Est au Canada. TransCanada a communiqué à Deloitte de l'information sur les échéanciers proposés et les budgets associés au projet ainsi que sur sa justification commerciale. TransCanada n'a pas pris de décisions définitives sur l'exécution du projet Énergie Est. Les décisions, notamment celles qui portent sur la sous-traitance, l'emploi et les sources d'approvisionnement, influenceront sur les retombées qu'aura le projet sur le PIB, les recettes fiscales et l'emploi. Ces décisions dépendent de questions comme les échéanciers du projet, la réglementation, la conception finale, le tracé du pipeline, la disponibilité du capital humain et de l'équipement, les matériaux et d'autres variables connexes. La présente étude porte sur les estimations des retombées économiques anticipées déterminées par l'application du modèle des E-S de Statistique Canada, lequel intègre des données historiques réunies par Statistique Canada et provenant de projets de gazoducs antérieurs. Par conséquent, les décisions propres au projet peuvent influencer sur les retombées réelles qui découleront de son exécution.

Deloitte a collaboré avec Statistique Canada afin de déterminer les retombées économiques du projet sur le PIB, la création d'emplois et les recettes fiscales en utilisant son modèle des E-S. Ce modèle calcule les effets économiques à l'échelle nationale et par province d'un changement donné dans l'économie (p. ex., un changement dans la production d'un secteur ou la demande additionnelle pour un produit ou service). Deloitte a par ailleurs procédé à des analyses qualitatives et quantitatives additionnelles afin d'évaluer les retombées potentielles plus larges du projet pour la population canadienne et les parties intéressées au sein de l'industrie.

Les retombées économiques estimées dans la présente étude sont fondées sur une capacité totale de transport d'environ 1,1 million de barils par jour (bpj) de pétrole par le réseau principal. L'estimation des dépenses en immobilisations et des dépenses d'exploitation est aussi fondée sur cette capacité.

La présente étude ne comprend pas non plus d'évaluation technique, environnementale ou commerciale du projet. Par ailleurs, les conclusions du présent rapport sont fondées sur des estimations préliminaires des dépenses en immobilisation et des dépenses d'exploitation, et elles pourraient par conséquent devoir être révisées lorsque les détails du projet seront connus.

Description du projet Énergie Est

La conversion proposée d'un tronçon du réseau principal de pipelines de TransCanada afin de lui permettre de transporter du pétrole brut plutôt que du gaz naturel procurerait une nouvelle source d'approvisionnement aux raffineries de l'est du Canada et ouvrirait éventuellement de nouveaux marchés internationaux au pétrole brut de l'Ouest canadien. On prévoit que les premières livraisons de pétrole au Québec surviendront d'ici la fin de 2017 et celles au Nouveau-Brunswick, en 2018. Le projet de pipeline de 4 460 km comprend les éléments suivants :

- La conversion d'un tronçon de 3 000 km du pipeline de gaz naturel du réseau principal pour le transport du pétrole en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario, pour une capacité totale d'environ 1,1 million de bpj. Cette conversion entraînerait une diminution d'environ 25 % de la capacité globale de TransCanada d'acheminer du gaz naturel en Ontario²².
- La construction de 1 460 km de nouveau pipeline répartis comme suit :
 - aux deux extrémités du tronçon converti en Alberta, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick (capacité similaire à celle susmentionnée);
 - au Manitoba et en Saskatchewan afin de relier le réseau principal aux installations de production de pétrole brut de la formation Bakken.
- La construction de 68 nouvelles stations de pompage.
- La construction de terminaux²³ équipés de réservoirs de stockage de pétrole brut :
 - à Hardisty (Alberta) : 4,2 millions de barils;
 - à Québec (Québec) et dans la région : 4,95 millions de barils;
 - dans la région de Saint John (Nouveau-Brunswick) : 7,65 millions de barils;
 - dans la région de Bakken, au Manitoba et en Saskatchewan : 0,75 millions de barils.
- La construction de nouveaux terminaux de transport maritime sur le fleuve Saint-Laurent au Québec et dans la région de Saint John au Nouveau-Brunswick.

Comme la capacité utile²⁴ de transport de pétrole brut de l'Ouest canadien est actuellement de 3,0 Mbpj, le projet Énergie Est représente une augmentation possible d'environ un tiers de la capacité de transport, en fonction de la capacité totale d'environ 1,1 million de bpj. Le tracé prévu du pipeline est illustré dans la figure 2 :

22. Le transport de pétrole brut sur le réseau principal monopolisera une conduite. Le réseau principal comprend actuellement respectivement cinq, trois et deux conduites dans les Prairies, le nord de l'Ontario et le raccourci de North Bay.

23. Les capacités citées sont celles du récipient interne des réservoirs correspondant à la capacité finale d'environ 1,1 million de bpj du pipeline.

24. La capacité utile s'entend de la capacité disponible pour acheminer le pétrole brut une fois. Voir à l'annexe E tous les détails sur la capacité utile.

Figure 2 : Carte du projet Énergie Est



Détails du concept

Après la conversion, le réseau principal pourra transporter plusieurs types de pétrole brut, notamment du pétrole léger, du pétrole synthétique et du pétrole lourd. En ce qui concerne le point d'interconnexion de Hardisty, les interconnexions actuelles ou projetées seront utilisées pour donner aux producteurs de pétrole brut un accès aux canalisations d'approvisionnement ou aux terminaux du complexe Hardisty. Les interconnexions en aval desserviront les raffineries de Suncor à Montréal et d'Ultramar/Valero à Québec, et une nouvelle interconnexion desservira la raffinerie d'Irving à Saint John. De nouvelles interconnexions seront construites pour relier les tronçons de pipeline d'approvisionnement de Bakken au réseau principal.

Pour réduire au minimum les retombées foncières et environnementales, TransCanada utilisera les droits de passage dont elle bénéficie déjà dans la mesure du possible. Sur les 4 460 km du pipeline, 70 % sont déjà enfouis et plus de la moitié du nouveau tronçon suivra des infrastructures et des droits de passage existants. En ce qui concerne le nouveau tronçon en Alberta, TransCanada utilisera un tracé parallèle aux droits de passage dont elle dispose déjà pour les pipelines existants servant au transport de pétrole brut. En ce qui concerne les nouveaux tronçons du pipeline dans l'est de l'Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick, TransCanada adoptera un tracé parallèle à celui des pipelines existants et prévus servant au transport de pétrole brut ou de gaz naturel ou aux autres services publics sur les différents segments du tracé prévu. Dans la mesure possible, les nouvelles stations de pompage seront construites sur des terrains où d'autres stations de pompage ou de compression ont déjà été érigées, ou sur des terrains où se trouvent déjà des terminaux de réception.

Coûts du projet

Les coûts du projet ont été estimés en s'appuyant sur l'expérience de TransCanada dans le développement, la construction et l'exploitation de pipelines servant au transport de pétrole brut et de gaz naturel au Canada et aux États-Unis. Le développement et la construction des coûts du projet ci-dessous attendus de 11,3 G\$ sont ceux estimés au moment de la préparation du rapport²⁵. Ces coûts comprennent, sans toutefois s'y restreindre, les programmes d'intégrité (essai, inspection, remplacement et réparation de l'équipement converti), la construction de tronçons de pipeline et des installations connexes (stations de pompage, points de connexion et de réception, terminaux), la conversion d'installations existantes, l'équipement électrique, les services de génie et autres services professionnels connexes ainsi que l'acquisition des terrains nécessaires ou des droits fonciers requis. Dans le tableau 1, les chiffres sont exprimés en dollars canadiens de 2013 sauf mention contraire.

25. Le coût des nouvelles constructions a été estimé en fonction du coût au kilomètre prévu par TransCanada pour les nouvelles sections du pipeline à construire dans le cadre de ce projet et du coût au kilomètre des pipelines en cours de développement en vue du transport de pétrole brut par d'autres entreprises.

Tableau 1 : Dépenses en immobilisation du projet

Tronçon	Portée	Coût (en M\$)
Nouvelle construction en Alberta et en Saskatchewan	Pipeline : Hardisty (AB) à Burstall (SK)	598 \$
	Installations/stations de pompage	561 \$
Tronçons de Bakken en Saskatchewan et au Manitoba	Pipeline : Tronçons en SK et au MB et connexions vers le réseau principal	63 \$
	Installations/stations de pompage	142 \$
Conversion	Pipeline : Burstall (SK) à station 1401 en Ontario	596 \$
	Installations/stations de pompage	2 097 \$
Nouvelle construction en Ontario	Pipeline : Station 1401 à la frontière ON/QC	214 \$
	Installations/stations de pompage	165 \$
Nouvelle construction au Québec	Pipeline : frontière ON/QC à frontière QC/N.-B.	1 959 \$
	Installations/stations de pompage	1 262 \$
Nouvelle construction au Nouveau-Brunswick	Pipeline : frontière QC/N.-B. à St John	1 259 \$
	Installations/stations de pompage	897 \$
Réserves pour éventualités		1 472 \$
Coût total estimé du projet		11 285 \$

Les dépenses d'exploitation annuelles du projet sont estimées à 729 M\$, y compris les frais d'électricité, les frais d'exploitation et d'entretien, l'impôt foncier, les primes d'assurance, les loyers et les autres taxes ou impôts²⁶.

26. Les coûts additionnels d'exploitation du segment du réseau principal converti du gaz naturel au pétrole brut visé par ce projet sont évalués à 665 M\$ et ont été pris en compte dans l'analyse effectuée au moyen du modèle des E-S de Statistique Canada afin de calculer l'incidence nette du projet. Les coûts d'exploitation, et les retombées économiques qui en découlent, sont beaucoup plus importants en raison des stations de pompage et des coûts d'énergie additionnels requis pour transporter du pétrole brut au lieu de gaz naturel.

Contexte sectoriel

Le secteur pétrolier et gazier au Canada est et demeurera un moteur important de l'économie canadienne qui explique le niveau élevé de vie des Canadiens. La capacité des pipelines servant à transporter le pétrole brut à partir de l'Ouest canadien sera, selon toutes les prévisions, limitée au cours des années à venir, ce qui réduira d'autant la capacité du secteur d'augmenter sa production au niveau prévu et limitera la croissance économique potentielle du Canada. Le projet Énergie Est pourrait dénouer en partie cette situation en offrant à la fois une capacité de transport additionnelle aux producteurs et une nouvelle source d'approvisionnement aux raffineries de l'est du Canada et aux marchés d'exportation. Dans ce contexte, le projet Énergie Est proposé par TransCanada appuie les intérêts économiques et stratégiques à long terme du Canada, car il créerait un lien entre les abondantes ressources de pétrole brut de l'ouest du Canada et les capacités de raffinage de l'est du Canada.

Secteur pétrolier et gazier du Canada

Le secteur pétrolier et gazier joue un rôle crucial au sein de l'économie canadienne. Il génère en effet plus de 52 G\$ de PIB annuellement, soit 4,2 % du PIB total du Canada²⁷. Les taxes, impôts et redevances payés par les sociétés pétrolières et gazières ont mis dans les coffres de l'État plus de 20 G\$ en 2011, et ce secteur procure directement et indirectement du travail à environ 550 000 Canadiens²⁸. Le secteur pétrolier et gazier canadien est aussi un important exportateur. En effet, pratiquement le quart de toutes les exportations canadiennes sont attribuables à ce secteur²⁹.

Même si le pétrole contribue déjà fortement aux exportations canadiennes, le volume de brut disponible pour les exportations devrait augmenter à 5,0 Mbpj, soit 2,5 fois son niveau actuel, d'ici 2035³⁰. Ce bond prévu tient à deux grands facteurs. Premièrement, l'offre de pétrole brut en provenance de l'Ouest canadien devrait plus que doubler d'ici 2030, étant donné les prévisions d'augmentation de l'offre de pétrole brut léger jusqu'en 2025 grâce à une production plus soutenue dans la région de Bakken et en Alberta, et d'une augmentation de l'offre de pétrole lourd grâce à la poursuite des activités dans les sables bitumineux albertains [voir figure 3]. Deuxièmement, la demande intérieure canadienne de pétrole devrait demeurer neutre ou diminuer au cours des prochaines années en raison de la plus grande efficacité énergétique et de la demande accrue de produits à plus faible teneur de sous-produits du pétrole³¹.

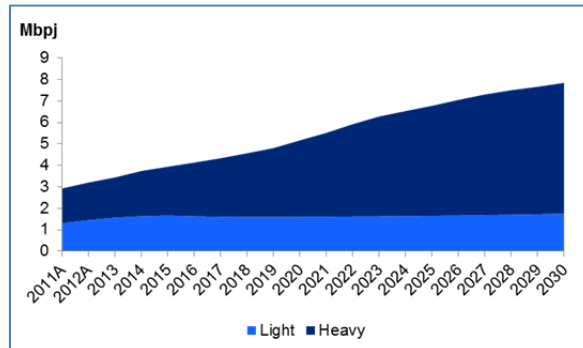


Figure 3 : Offre prévue de pétrole brut léger et de pétrole brut lourd de l'Ouest canadien

Source : Prévisions de l'offre de pétrole brut au Canada par l'ACPP – 2012 à 2030

Le Canada pourrait être appelé à jouer un rôle important dans les efforts déployés pour répondre à la demande mondiale de pétrole et, ce faisant, appuyer le développement et l'industrialisation de marchés émergents comme l'Inde et la Chine.

27. Tableau 379-0027, site Web de Statistique Canada consulté en mai 2013.

28. Collyer, Dave. *Canadian Oil and Gas Industry Outlook – Opportunities and Challenges*, ACPP, 19 avril 2012.

29. « Données sur le commerce en direct », Industrie Canada, [En ligne], mai 2013.

30. *Avenir énergétique du Canada – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035 – Évaluation du marché de l'énergie*, ONE, novembre 2011.

31. *Statistical Review of World Energy*, BP, juin 2011; *International Energy Outlook*, EIA, septembre 2011.

Transport du pétrole brut

Les pipelines demeurent le moyen de transport terrestre du pétrole brut le plus utilisé, mais des quantités limitées de pétrole brut sont transportées par chemin de fer. Ainsi, Irving Oil fait transporter de petites quantités de pétrole brut par rail afin d'alimenter sa raffinerie de Saint John, en l'absence d'un pipeline reliant l'ouest et l'est du Canada.

Le transport de pétrole brut par pipeline est particulièrement avantageux sur le plan des coûts par rapport au transport ferroviaire, mais il offre aussi d'autres avantages par rapport aux autres moyens de transport, notamment du point de vue de la sécurité et de l'intensité énergétique^{32, 33, 34}.

Un vaste réseau de pipelines offre une importante capacité de transport du pétrole de l'Ouest canadien vers les raffineries du Midwest américain et de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis et vers la côte ouest de l'Amérique du Nord [voir figure 4 et annexe E]. Cependant, aucun pipeline ne relie directement l'Ouest canadien aux raffineries de l'est du pays ou de la côte Est.

Les pipelines de l'Ouest canadien ne suffisent pas pour le moment à transporter la production locale. Parallèlement, l'insuffisante capacité de transport du pétrole brut qui se trouve au carrefour pétrolier de Cushing [voir figure 4], entraîne une accumulation croissante de stocks de pétrole brut à cet endroit [voir figure 5].

Cette offre excédentaire dans la région exerce une pression à la baisse sur le prix du brut en Amérique du Nord qui est dérivé des contrats à terme de référence sur le pétrole brut de la Chicago Mercantile Exchange, le prix du pétrole connu sous le nom de West Texas Intermediate (WTI). Dans une perspective historique, le WTI s'est négocié à un prix légèrement supérieur à celui du pétrole de Brent, l'étalon de référence mondial dont le cours est dérivé des contrats à terme sur le pétrole brut de référence de l'Intercontinental Exchange³⁵, mais la situation s'est de façon générale inversée depuis le milieu de la première décennie du nouveau millénaire. Le pétrole Western Canadian Select (WCS), dont le prix sert de référence principale pour l'établissement des prix du pétrole brut de l'Ouest canadien, s'est négocié moyennant un rabais additionnel par rapport au WTI, car le WCS est plus lourd que celui sur lequel le prix du WTI est fondé, ce qui suppose que ses coûts de transformation seront plus élevés. De



Figure 4 : Pipelines nord-américains

Source : Carte des raffineries et pipelines de pétrole brut de l'ACPP (août 2013). Voir annexe E pour plus de détails.

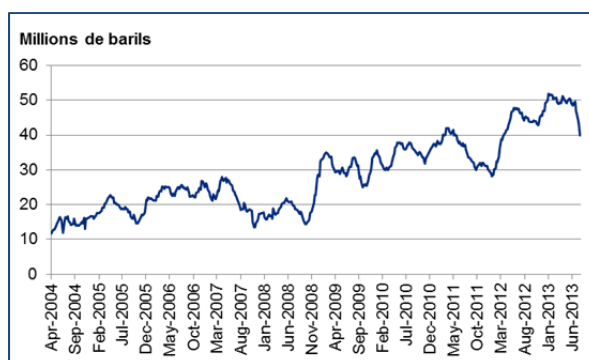


Figure 5 : Stocks de Cushing, avril 2004 à juin 2013

Source : diagrammes sur le pétrole et les autres liquides, EIA

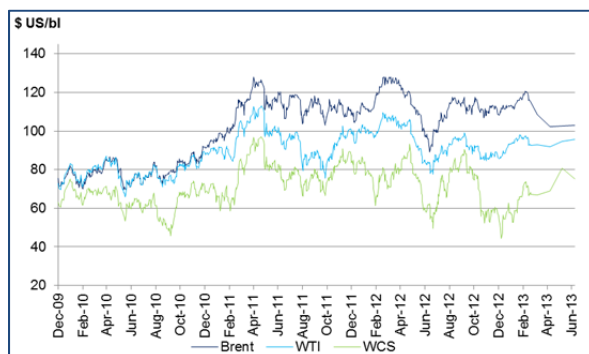


Figure 6 : Évolution historique des prix du brut de Brent, WTI et WCS

32. « Sommaire statistique des événements de pipeline 2011 », Bureau de la sécurité des transports du Canada, [En ligne], 9 octobre 2012.

33. « Tableaux d'analyse de l'évolution de l'efficacité énergétique (Canada) », Office de l'efficacité énergétique, Ressources naturelles Canada, [En ligne], 9 octobre 2009.

34. Van Essen, H., H.J. Croezen, J.B. Nielsen. *Emissions of pipeline transport compared with those of competing modes: Environmental analysis of ethylene and propylene transport within the EU. CE Solutions for environment, economy and technology*, 2003.

35. Le pétrole de Brent est également négocié au New York Mercantile Exchange.

plus, la dépendance à l'égard du carrefour pétrolier de Cushing en tant que destination d'exportation du pétrole brut de l'Ouest canadien accroît le goulot d'étranglement aux installations d'entreposage et entraîne un rabais additionnel sur le prix du WCS. En 2012, le pétrole brut WTI s'est vendu en moyenne à 18,72 \$, soit 17 % de moins que le Brent, tandis que le WCS se négociait à un rabais moyen de 40,97 \$, ou 36 % de moins que le Brent [voir figure 6].

Ce « double rabais » sur le prix du WCS par rapport à celui du pétrole brut de Brent amoindrit la rentabilité de son exploitation et rend les perspectives financières des projets de mise en valeur moins attrayantes pour les producteurs de l'ouest du Canada. Ce genre de conjoncture est de nature à réduire les investissements en capital, les recettes fiscales, les redevances et le développement économique au Canada. On estime que ce double rabais a entraîné une diminution de 25 G\$ des recettes publiques tirées annuellement des taxes, impôts et redevances en 2012³⁶, tandis que les pertes continues de revenu estimatives annuelles seront de l'ordre de 15 G\$ à 27 G\$ si le problème d'infrastructure actuel n'est pas réglé^{37, 38}.

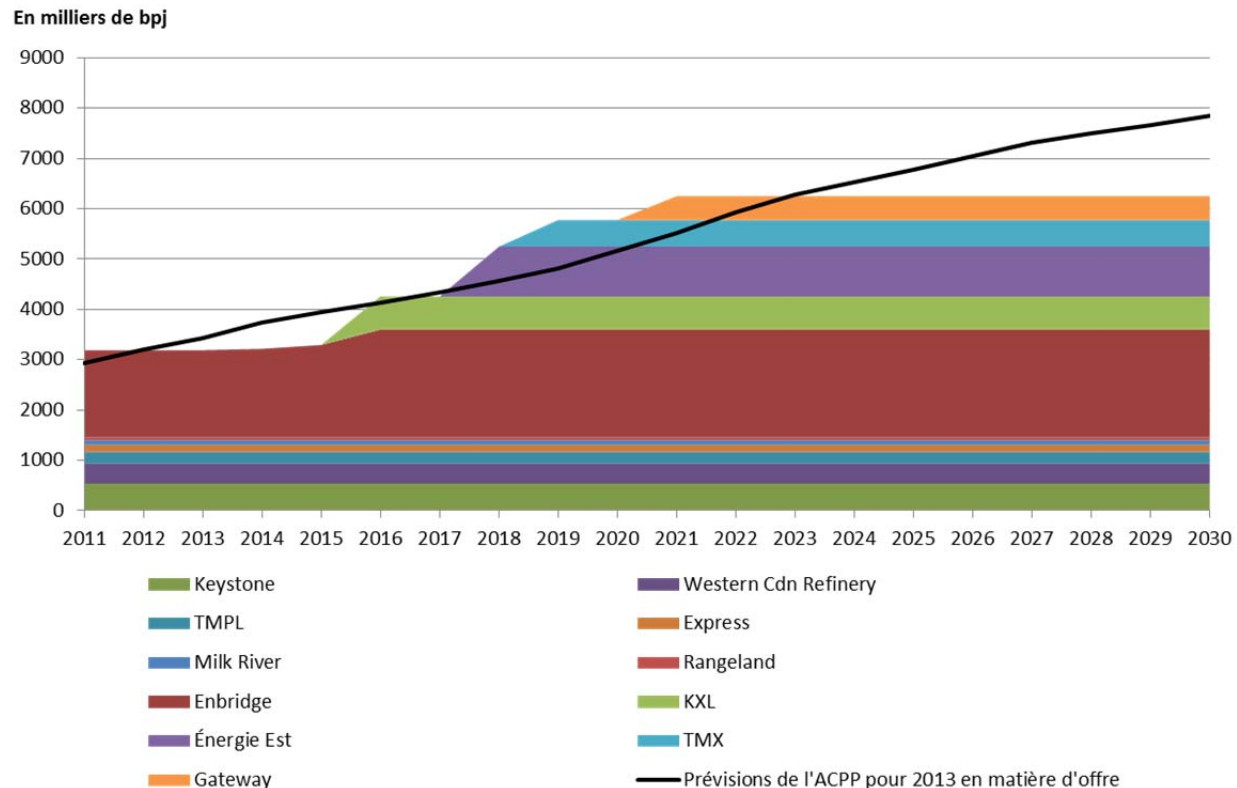
36. Beltrame, J. « Canada to lose \$15-billion a year on Keystone, lack of oil pipeline capacity: CIBC », *The Financial Post*, 3 avril 2013.

37. *Ibid.*

38. Vanderklippe, N. « Oil differential darkens Alberta's budget », *The Globe and Mail*, 22 janvier 2013.

Les États-Unis représentent actuellement l'unique marché d'exportation du pétrole brut de l'ouest du Canada. La dépendance envers les États-Unis crée un goulot d'étranglement à Cushing. Pour éviter la perpétuation de ce rabais, il faudra que le pétrole de l'Ouest canadien dispose d'un accès sans contrainte aux marchés, que ce soit par la côte Ouest, par la côte du golfe du Mexique aux États-Unis ou par la côte est du Canada et des États-Unis, le cas échéant. À défaut de cet accès, le goulot d'étranglement qui se crée à Cushing pourrait nuire encore plus à l'économie de l'Ouest canadien, car les niveaux de production dans la région augmentent en ce moment plus rapidement que la capacité de transport. Comme l'indique la figure 7, on estime que la production dépassera la capacité de transport si les projets de pipeline proposés sont retardés.

Figure 7 : Capacité de transport utile en provenance de l'Ouest canadien³⁹



Source : CAPP Crude Oil Forecast, Markets and Transportation (2013); document d'accompagnement au rapport *Avenir énergétique du Canada : Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035*, ONÉ (2012).

Le projet Énergie Est contribuerait à atténuer ce problème de capacité de transport en offrant la capacité de transport par pipeline nécessaire en provenance de l'Ouest canadien, tout en offrant aux producteurs de pétrole brut un accès vers des marchés cibles à potentiel élevé accessibles depuis les raffineries de l'est du Canada. Le projet Énergie Est est une option particulièrement attrayante pour obtenir une capacité de transport additionnelle requise, car il suffirait d'ajouter quelques nouveaux tronçons au pipeline actuel. Le projet aurait par conséquent des impacts environnementaux moins importants, exigerait la négociation d'un nombre très limité de nouveaux droits de passage et supposerait par conséquent des coûts inférieurs.

39. La capacité utile est la capacité disponible pour expédier du pétrole brut immédiatement. Voir l'annexe E pour plus de détails sur les capacités pipelinières esquissées ci-dessus.

Avantages économiques

Démarche

Les retombées quantifiables du projet Énergie Est ont été évaluées en s'appuyant sur le modèle des E-S de Statistique Canada qui mesure les retombées économiques détaillées à l'échelle nationale et par province, en fonction de certaines variables données ou d'un « choc » économique. Les chocs au sein de l'industrie ont été générés en s'appuyant sur les coûts estimés du projet de TransCanada et sont décrits à l'annexe C. Seuls les investissements additionnels requis ont été inclus (c.-à-d., seules les dépenses d'exploitation additionnelles requises pour utiliser le pipeline pour transporter du pétrole brut plutôt que du gaz naturel ont été prises en compte). Voici quelques-unes des retombées quantifiables mesurées par le modèle des E-S :

- Produit intérieur brut (PIB) – valeur marchande de tous les biens et services officiellement reconnus et produits à l'intérieur d'un pays au cours d'une période donnée
- Création d'emplois exprimée en équivalent temps plein (ETP)
- Recettes fiscales de l'État

Les retombées moins aisément quantifiables ont été évaluées en s'appuyant sur des études de marché primaires et secondaires, car elles ne pouvaient être mesurées directement au moyen du modèle des E-S de Statistique Canada. Voici quelques exemples de ces retombées :

- Retombées sur les raffineries de l'est du Canada
- Retombées sur les producteurs de pétrole brut canadiens
- Retombées sur les producteurs de gaz naturel canadiens
- Retombées sur les consommateurs canadiens
- Retombées sur le secteur canadien du transport

Avantages pour le Canada

On estime que le projet Énergie Est créera une activité économique importante en Alberta, en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick, pendant le développement, la construction et, ensuite, l'exploitation continue. De nouvelles dépenses en immobilisations approximatives de 11,3 G\$ seront engagées au Canada au titre de l'acquisition d'équipement (tuyaux, vannes, raccords et équipements de pompage), et de l'achat de services (sociétés de génie, de conception et de construction, et services d'ouvriers spécialisés et de professionnels).

Ces investissements sont importants à l'échelle de l'économie canadienne. On estime par ailleurs que le projet engendrera des dépenses d'exploitation additionnelles et récurrentes d'environ 665 M\$ par année au titre de l'alimentation électrique, des impôts fonciers, des assurances, des contrats de location et des frais d'exploitation et d'entretien en sus des dépenses d'exploitation principales liées à l'utilisation du pipeline pour le transport de gaz naturel⁴⁰, soit une valeur actualisée nette de 23,3 G\$ sur la période d'exploitation estimée de 40 ans. Ces dépenses susciteront probablement une demande à long terme d'énergie canadienne et exigeront une main-d'œuvre hautement spécialisée dans les métiers et les professions liés à l'exploitation et à l'entretien des pipelines.

40. Les dépenses d'exploitation annuelles totales du pipeline converti seront de 729 M\$, mais les coûts additionnels liés à l'utilisation du pipeline pour le transport du pétrole brut s'élèvent à 665 M\$.

La création d'emplois découlant du projet pendant le développement, la construction et l'exploitation continue devrait générer des avantages économiques de suivi additionnels dans les économies locales. Les traitements et salaires additionnels gagnés du fait du projet devraient stimuler la demande de produits et services. C'est ce qu'on appelle les avantages « induits », car les employés dépensent les revenus gagnés dans des magasins de vente au détail, des restaurants et des fournisseurs de services locaux. Ces dépenses en produits et services génèrent aussi des taxes additionnelles que perçoivent les administrations publiques.

Même si ce facteur n'a pas été quantifié dans le présent rapport, on s'attend aussi à ce que le projet majore les recettes publiques grâce aux retombées favorables prévues des prix du pétrole brut de l'Ouest canadien (en réduisant le rabais auquel il se vend par rapport au pétrole de Brent⁴¹).

On trouvera dans les paragraphes qui suivent les effets prévus du projet sur le PIB, la création d'emplois et les recettes fiscales telles qu'elles ont été établies au moyen du modèle.

Produit intérieur brut

Comme l'illustre le tableau 2, le projet devrait avoir des retombées appréciables sur le PIB canadien tout au long de la phase d'exploitation. Au total, on prévoit qu'il ajoutera 35,3 G\$ au PIB grâce aux retombées économiques directes, indirectes et induites. La phase de développement et de construction de six ans devrait générer un PIB additionnel de 10,0 G\$. Pendant la phase d'exploitation, le PIB additionnel généré devrait atteindre 25,3 G\$, soit 632 M\$ par année pendant 40 ans. La plus grande partie de ces retombées sur le PIB profitera à l'Ontario (37 %), à l'Alberta (22 %), au Québec (18 %), au Nouveau-Brunswick (8 %), à la Saskatchewan (7 %) et au Manitoba (5 %) si l'on s'appuie sur les totaux combinés. On trouvera plus de détails sur les retombées du projet sur le PIB à l'annexe D.

Tableau 2 : Retombées du projet sur le PIB, par province (en M\$ de 2013)⁴²

Prov.	Phase de développement et construction (6 ans)				Phase d'exploitation (40 ans)				Combinées			
	Directes	Indirectes	Induites	Total	Directes	Indirectes	Induites	Total	Directes	Indirectes	Induites	Total
N.-B.	478	524	168	1 170	838	575	216	1 629	1 316	1 099	384	2 799
QC	1 391	1 074	649	3 114	745	1 867	624	3 236	2 136	2 941	1 273	6 350
ON	923	1 063	708	2 694	1 409	6 738	2 188	10 335	2 332	7 801	2 896	13 029
MB	177	115	69	361	419	760	267	1 446	596	875	336	1 807
SK	204	251	122	577	477	1 250	253	1 980	681	1 501	375	2 557
AB	499	809	434	1 742	2 890	1 904	1 334	6 128	3 389	2 713	1 768	7 870
C.-B.	0	134	110	244	0	189	207	396	0	323	317	640
Autre	0	98	46	144	0	87	60	147	0	185	106	291
Total	3 672	4 068	2 306	10 046	6 778	13 370	5 149	25 297	10 450	17 438	7 455	35 343

Source : Modèle interprovincial des E-S de Statistique Canada, tableau 1.4.

Il est également possible que dans la foulée du projet Énergie Est, les raffineries de l'est du pays décident d'investir dans leur exploitation (notamment dans des unités de cokéfaction ou dans des améliorations destinées à élargir l'éventail des genres de pétrole brut qu'elles peuvent raffiner ou à accroître leur capacité de transformation). Ailleurs dans le monde, les raffineries ont investi dans les installations nécessaires à la transformation du pétrole lourd dès qu'elles ont eu accès à du pétrole de ce type. Cela a notamment été le cas dans le Midwest américain et sur la côte du golfe du Mexique. Il faut donc s'attendre à ce que ce scénario se répète dans l'est du Canada si les raffineries de cette région en viennent à avoir accès plus facilement à du pétrole brut lourd de l'Ouest canadien.

41. Le rabais n'a pas été estimé avec précision, car cela exigerait la formulation d'un trop grand nombre d'hypothèses (p. ex., résultats des autres projets échappant à la portée du présent rapport, prévisions mondiales de l'offre et de la demande, etc.).

42. Les chiffres ayant été arrondis, il est possible que certains totaux ne correspondent pas à la somme des éléments. Source : Modèle interprovincial des E-S de Statistique Canada, tableau 1.4.

Comme la valeur exacte des investissements qu'engageront les raffineries de l'est du Canada est inconnue et que l'éventail d'hypothèses à formuler pour les estimer est trop large, une valeur nominale de 100 M\$ au Québec a été entrée dans le modèle des E-S afin d'illustrer les retombées potentielles. Le choix du Québec pour établir ce niveau de référence s'explique par la situation géographique de cette province qui est plus ou moins au centre de la région constituée par l'Ontario, le Québec, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve (les cinq provinces de l'Est comptant des raffineries) et qu'on a estimé que la province est par conséquent représentative en vue d'établir la valeur nominale des investissements nécessaires dans les raffineries de l'est du Canada⁴³. Afin de quantifier les retombées possibles sur le PIB, la création d'emplois et les impôts des investissements dans les raffineries, on a ensuite mis à l'échelle les résultats d'un choc de 100 M\$ en fonction de deux scénarios : investissements hypothétiques de 2,2 G\$ ou de 7,0 G\$. Ces données ont été utilisées dans l'analyse comme les valeurs minimale et maximale éventuelles des coûts des mises à niveau des raffineries et elles sont fondées sur des estimations récentes de coûts de projets de mise à niveau ou de construction de raffineries en Amérique du Nord⁴⁴. Ces résultats n'ont pas été inclus dans les avantages globaux du projet, mais sont présentés sous forme d'indicateurs des avantages économiques anticipés associés à de tels investissements.

La conclusion est que le PIB canadien augmenterait au total de 95,4 M\$ pour chaque tranche d'investissement de 100 M\$ dans les raffineries au Québec, soit de 2,1 G\$ et de 6,7 G\$ selon que l'on retient le scénario des investissements de 2,2 G\$ ou celui de 7,0 G\$. Pour plus de détails, prière de vous reporter à l'annexe D.

Création d'emplois

Le projet devrait créer de nombreux emplois dans l'économie canadienne grâce aux retombées directes, indirectes et induites⁴⁵. Comme l'illustre le tableau 3, environ 7 118 ETP additionnels par année seront créés pendant les trois années de la phase de développement, tandis qu'environ 23 498 ETP additionnels par année seront créés pendant les trois années⁴⁶ de la période de construction. Au total, les phases de développement et de construction devraient générer 91 849 ETP additionnels d'un an pour les six années. Comme l'illustre le tableau 4, 4 252 emplois par année seront créés pendant la phase d'exploitation continue (c.-à-d. 4 252 ETP additionnels qui seront maintenus pour les 40 années de la phase d'exploitation du projet Énergie Est).

43. Pour valider l'hypothèse que les retombées économiques des investissements dans une raffinerie au Québec sont véritablement représentatives de celles qui seraient générées dans l'ensemble de l'est du Canada, le modèle des E-S a été utilisé afin de mesurer les retombées d'un investissement de 100 M\$ en Ontario. Les résultats ont été similaires à ceux obtenus pour le Québec.

44. Le coût de la mise à niveau de la raffinerie Marathon à Detroit est estimé à 2,2 G\$ (« Projects », *Downstream Today*. Site Web consulté en octobre 2012). L'agrandissement de la raffinerie de Cenovus/ConocoPhillips à Wood River et l'installation d'une unité de cokéfaction ont coûté 3,8 G\$ US (site Web de Cenovus); le coût de l'agrandissement de la raffinerie de BP à Whiting est estimé à 3,8 G\$ US (« Projects », *Downstream Today*, site Web consulté en octobre 2012); le projet annulé de construction d'une nouvelle raffinerie d'Irving/BP au Nouveau-Brunswick devait coûter 7 G\$ CA (« Irving Oil scraps plan for N.B. refinery », *The Globe and Mail*, 23 août 2012).

45. Retombées directes = retombées découlant de sorties additionnelles dans le secteur directement touché (c.-à-d. le secteur à l'étude). Retombées indirectes = retombées découlant de sorties additionnelles dans les secteurs connexes. Retombées induites = retombées découlant de changements apportés à la production de marchandises et de services découlant une augmentation du revenu des ménages (p. ex., des salaires) générée par les sorties additionnelles directes et indirectes.

46. Pour les besoins de l'établissement de modèles, il a été tenu pour acquis que les ETP créés sont répartis également au cours des trois années de la phase de développement et des trois années de la phase de construction. En réalité, les dépenses engagées pourraient être plus importantes certaines années que d'autres et, par conséquent, le nombre d'emplois créés pourrait varier d'une année à l'autre. La répartition des emplois entre la phase de développement et la phase de construction est fondée sur l'estimation des dépenses en immobilisations qui seront engagées chaque année par TransCanada.

Tableau 3 : Création d'emplois en ETP par année, phases de développement et de construction⁴⁷

Prov.	Phase de développement (3 ans, 2013 à 2015)				Phase de construction (3 ans, 2016 à 2018)				Global (6 ans)
	Directs	Indirects	Induits	Total	Directs	Indirects	Induits	Total	%
N.-B.	332	407	129	868	1 095	1 344	427	2 866	12 %
QC	837	878	502	2 217	2 764	2 899	1 656	7 319	31 %
ON	528	854	500	1 882	1 743	2 819	1 652	6 214	26 %
MB	104	97	52	253	343	320	170	833	4 %
SK	159	215	76	450	524	711	250	1 485	6 %
AB	382	510	241	1 133	1 260	1 684	796	3 740	16 %
C.-B.	0	116	88	204	0	383	290	673	3 %
Autres	0	75	36	111	0	247	121	368	2 %
Total	2 342	3 152	1 624	7 118	7 729	10 407	5 362	23 498	100 %

Source : Modèle interprovincial des E-S de Statistique Canada, tableau 1.4.

Tableau 4 : Création d'emplois en ETP par année, phase d'exploitation

Prov.	Phase d'exploitation (40 ans)				%
	Directs	Indirects	Induits	Total	
N.-B.	121	205	59	385	9 %
QC	203	162	162	537	13 %
ON	181	1 086	539	1 806	42 %
MB	70	126	69	265	6 %
SK	94	97	56	247	6 %
AB	418	200	261	879	21 %
C.-B.	0	37	63	100	2 %
Autres	0	15	18	33	1 %
Total	1 087	1 928	1 237	4 252	100 %

Source : Modèle interprovincial des E-S de Statistique Canada, tableau 1.4.

Pendant les phases de développement et de construction, 48 % des emplois créés le seront dans trois secteurs : « Travaux de génie civil – Pétrole et gaz » (33 %), « Architecture, génie et services connexes » (10 %), et « Activités de soutien à l'extraction pétrolière et gazière » (5 %). Pendant la phase d'exploitation, 53 % des emplois créés le seront dans trois secteurs, soit « Transport du pétrole brut par oléoduc et autres services de transport par pipeline⁴⁸ » (28 %), « Production, transport et distribution d'électricité » (21 %), et « Réparation et construction (4 %) ». On trouvera de plus amples renseignements à l'annexe D.

Sur le plan provincial, au Nouveau-Brunswick, les principaux secteurs créateurs d'emplois pendant les phases de développement et de construction seront « Travaux de génie civil – Pétrole et gaz » (38 %), « Architecture, génie et services connexes » (14 %) et « Grossistes-distributeurs de machines, de matériel et de fournitures » (3 %) et, pendant la phase d'exploitation, ces secteurs seront « Transport du pétrole brut par oléoduc et autres services de transport par pipeline » (62 %), « Production, transport et distribution d'électricité » (12 %) et « Services de restauration et de débits de boissons » (1 %).

47. Les nombres d'ETP mentionnés dans le tableau sont arrondis et leur somme peut donc ne pas correspondre exactement aux totaux et aux pourcentages indiqués.

48. Puisqu'aucun oléoduc pour le pétrole brut n'existe actuellement au Nouveau-Brunswick, le modèle E-S n'inclut pas encore de données historiques sur lesquelles se fonder pour estimer les incidences économiques des dépenses d'exploitation du projet dans la province. Par conséquent, le code SCIAN 486200, « Transport du gaz naturel par gazoduc » a été extrapolé pour les dépenses d'exploitation du Nouveau-Brunswick puisque les retombées directes, indirectes et induites de l'exploitation d'un gazoduc devraient être semblables à celles de l'exploitation d'un oléoduc.

Au Québec, les principaux secteurs qui bénéficieront de la création d'emplois pendant les phases de développement et de construction sont « Travaux de génie civil – Pétrole et gaz » (38 %), « Architecture, génie et services connexes » (12 %), et « Services de restauration et de débits de boissons » (2 %). Pendant la phase d'exploitation, ces secteurs seront « Transport du pétrole brut par oléoduc et autres services de transport par pipeline » (38 %), « Production, transport et distribution d'électricité » (12 %) et « Services de restauration et de débits de boissons » (3 %).

En Ontario, les principaux secteurs qui bénéficieront de la création d'emplois pendant les phases de développement et de construction seront « Travaux de génie civil – Pétrole et gaz » (28 %), « Architecture, génie et services connexes » (9 %) et « Grossistes-distributeurs de matériaux et fournitures de construction » (2 %). Pendant la phase d'exploitation, la création d'emplois sera répartie entre les secteurs suivants : « Production, transport et distribution d'électricité » (33 %), « Transport du pétrole brut par oléoduc et autres services de transport par pipeline » (10 %) et « Réparation et constructions » (5 %).

En Alberta, les principaux secteurs créateurs d'emplois pendant les phases de développement et de construction seront « Travaux de génie civil – Pétrole et gaz » (34 %), « Activités de soutien à l'extraction pétrolière et gazière » (18 %) et « Architecture, génie et services connexes » (7 %) et, pendant la phase d'exploitation, ces secteurs seront « Transport du pétrole brut par oléoduc et autres services de transport par pipeline » (48 %), « Production, transport et distribution d'électricité » (6 %) et « Services de restauration et de débits de boissons » (5 %).

En ce qui concerne les investissements dans les raffineries, on estime qu'environ 968 ETP seront créés par tranche de 100 M\$. Dans ce contexte, selon que l'on favorise le scénario des investissements de 2,2 G\$ ou celui de 7,0 G\$, le nombre d'emplois créés sous forme d'ETP directs, indirects et induits sera respectivement de 4 261 ou de 13 558, en supposant que la phase de construction dure cinq ans⁴⁹.

Avantages pour l'État

Le tableau ci-dessous résume l'estimation qui a été faite des recettes fiscales annuelles additionnelles qu'encaisserait l'État⁵⁰ en raison du projet, compte tenu des retombées directes, indirectes⁵¹ et induites. Toutes provenances confondues, le projet devrait générer des recettes fiscales totales de 3,0 G\$ pendant les phases de développement et de construction. Pendant la phase d'exploitation, on estime la valeur des recettes fiscales totales de toutes provenances à 7,2 G\$, soit 180 M\$ par année.

49. Ou 21 306 et 67 719 postes ETP directs, indirects et induits respectivement.

50. Comprend la taxe sur les produits (TVH, TPS, TVP, taxe d'accise fédérale, droits à l'importation et taxe sur les carburants, etc.), les taxes à la production (impôt sur le capital, prime de la Société d'assurance-dépôts du Canada, droits sur les cessions immobilières, impôts fonciers, etc.) et l'impôt sur le revenu des particuliers. L'impôt des sociétés n'a pas été inclus, car il est impossible de le modéliser avec précision en utilisant le modèle des E-S (l'impôt des sociétés est inclus à la catégorie « Autres surplus d'exploitation » dans le tableau 1.2 des extraits du modèle des E-S, de même que l'amortissement et les gains et pertes extraordinaires).

51. Le modèle des E-S ne comprend pas de ventilation entre les taxes directes et indirectes d'une part, et les taxes fédérales, provinciales et municipales d'autre part, quelle que soit la catégorie (taxe sur les produits, taxe à la production et impôt sur le revenu).

Tableau 5 : Recettes fiscales totales de l'État (en M\$ de 2013)⁵²

Prov.	Phases de développement et de construction (6 ans)				Phase d'exploitation (40 ans)			
	Directes et indirectes	Induites	Total	%	Directes et indirectes	Induites	Total	%
N.-B.	192	74	266	9 %	334	94	428	6 %
QC	805	284	1 089	36 %	690	245	936	13 %
ON	567	231	798	27 %	2 109	755	2 864	40 %
MB	86	25	111	4 %	402	103	505	7 %
SK	148	46	194	6 %	534	92	627	9 %
AB	332	31	463	15 %	1 327	407	1 734	24 %
C.-B.	30	29	59	2 %	30	52	82	1 %
Autres	20	14	34	1 %	13	16	29	0 %
Total	2 180	834	3 014	100 %	5 439	1 765	7 204	100 %

Source : Modèle interprovincial des E-S de Statistique Canada, tableau 1.2.

En ce qui concerne les investissements dans les raffineries, pour chaque tranche de 100 M\$ d'investissement, des recettes fiscales totales de 29 M\$ seront générées au Canada. On parle donc de recettes fiscales de 634 M\$ et de 2,0 G\$, selon que l'on retient le scénario des investissements de 2,2 G\$ ou celui des investissements de 7,0 G\$.

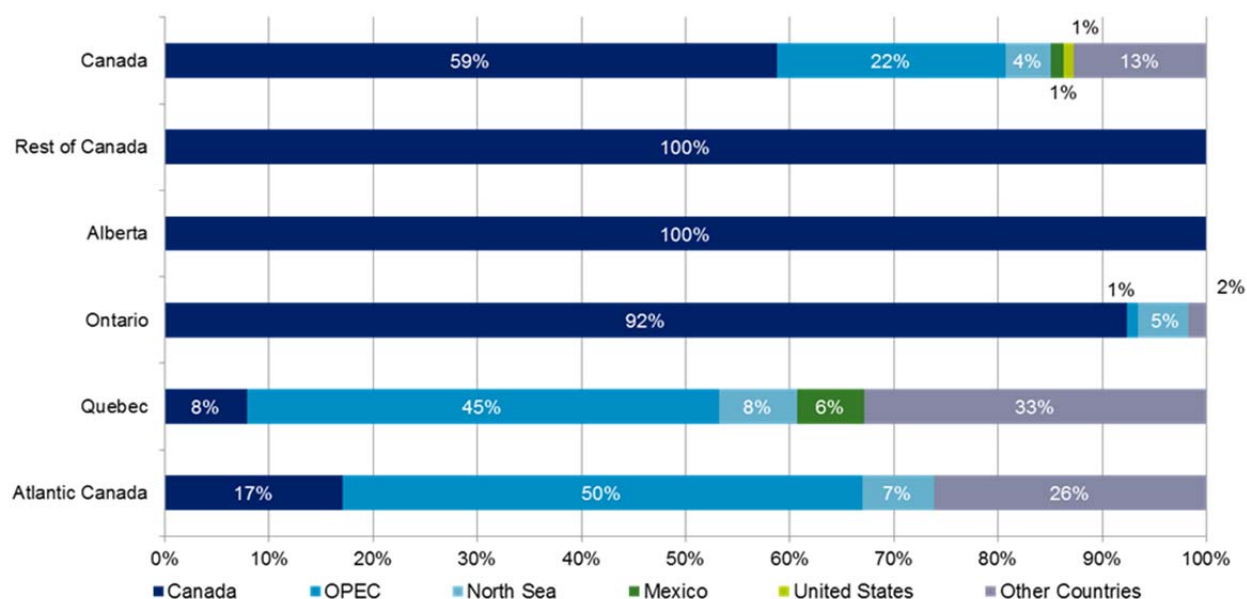
52. Les montants en dollars indiqués dans le tableau ayant été arrondis, leur somme peut être différente des totaux et des pourcentages indiqués.

Retombées sur les raffineries canadiennes

Les raffineries de l'est du Canada pourraient tirer un avantage du projet Énergie Est, car elles auraient accès à des matières premières à coût réduit et à une source d'approvisionnement stable et à long terme de pétrole brut, et parce que leur pouvoir de négociation augmenterait au moment de conclure leurs contrats d'approvisionnement de pétrole brut à long terme.

Les raffineries de l'est du Canada sont actuellement fortement tributaires du pétrole brut étranger acheté aux prix du pétrole de Brent [voir figure 8], car les sources locales d'approvisionnement du Canada atlantique ne répondent qu'à 17 %⁵³ de leurs besoins d'intrants. Comme il n'existe actuellement aucun oléoduc reliant l'Est et l'Ouest canadien, les raffineries de l'Est ont accès au pétrole brut de l'Ouest canadien uniquement si celui-ci leur est acheminé par train ou par camion. Par exemple, Irving Oil a organisé à titre expérimental des livraisons ferroviaires de pétrole brut de l'Ouest canadien à sa raffinerie de Saint John (Nouveau-Brunswick). L'entreprise prévoit apporter des améliorations à son terminal de Saint John Est afin de recevoir de futures livraisons de pétrole par train, mais les volumes restent limités⁵⁴.

Figure 8 : Sources de pétrole brut des raffineries canadiennes



Source : *Approvisionnement et utilisation des produits pétroliers raffinés au Canada*, tableaux 2-1 à 7-1. Statistique Canada (mars 2013 : données de 2012), analyse de Deloitte.

Par conséquent, les raffineries de l'est du Canada sont économiquement désavantagées par rapport à leurs concurrentes américaines de la côte du golfe du Mexique et du Midwest qui elles, ont accès à du pétrole brut dont le prix est fondé sur le prix de référence du WTI moins un rabais. En supposant que les raffineries de l'Est canadien continuent d'utiliser du pétrole brut léger comme matière première, on estime que les raffineries du Québec épargneraient entre 2,80 \$ et 10,24 \$ le baril grâce au projet Énergie Est et que les raffineries du Nouveau-Brunswick épargneraient une somme qui pourrait aller de 1,55 \$ à 11,49 \$ le baril, selon que le pipeline serait utilisé en partie seulement ou au maximum de sa capacité⁵⁵. Dans ce contexte, la nouvelle source d'approvisionnement que serait l'Ouest canadien améliorerait la viabilité économique à long terme des raffineries de l'est du pays. L'importance de cet avantage pour les raffineurs dépendra de nombreux facteurs, y compris, sans toutefois s'y restreindre, le genre de pétrole brut qui servirait de matière première, les rabais au volume possibles si des accords d'approvisionnement sont conclus avec les producteurs et le niveau d'utilisation du pipeline d'approvisionnement. Cette

53. Tableaux du document « Approvisionnement et utilisation des produits pétroliers raffinés au Canada », Statistique Canada, [En ligne], 2012

54. « Irving Oil's western crude rail plan deemed innovative », CBC News, [En ligne], 8 juin 2012.

55. Voir les calculs et les détails à l'annexe G.

combinaison de facteurs déterminera l'importance de l'avantage à l'intérieur des fourchettes susmentionnées.

Ainsi, une raffinerie établie au Québec qui produit 100 000 bpj pourrait réaliser des économies de l'ordre de 92 M\$ à 336 M\$ par année, d'après les données ci-dessus sur les économies réalisées par baril découlant du projet. De la même façon, les raffineries du Nouveau-Brunswick pourraient économiser annuellement entre 51 M\$ et 377 M\$ par 100 000 bpj⁵⁶.

Les avantages découlant de l'utilisation de pétrole brut léger peuvent être amplifiés si les raffineries de l'Est investissent dans des installations de cokéfaction ou dans des améliorations qui leur permettraient de transformer différentes catégories de pétrole brut, et notamment d'utiliser du pétrole brut plus lourd comme matière première, car elles pourraient ainsi bénéficier d'approvisionnement à long terme de pétrole brut WCS. Suncor a déjà envisagé d'investir dans une unité de cokéfaction à sa raffinerie de Montréal afin de pouvoir transformer des pétroles bruts plus lourds⁵⁷. Les coûts de mise à niveau seraient cependant importants. Par exemple, pour se doter d'une capacité de cokéfaction suffisante pour transformer 100 000 bpj, soit 11 % de la capacité actuelle de 899 000 bpj des raffineries de l'Atlantique et du Québec, il faudrait investir entre 2 G et 8 G\$ en s'appuyant sur une évaluation des dépenses en immobilisation allant de 20 k\$ à 80 k\$/baril⁵⁸.

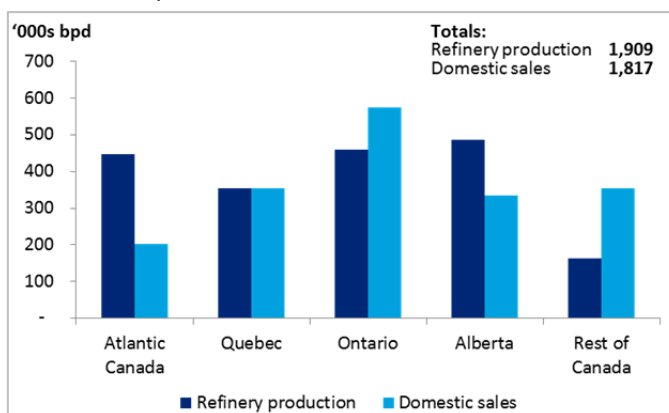
L'offre croissante et à long terme de pétrole brut venant de l'ouest du Canada (dont on estime la durée à plus de 100 ans aux niveaux de production actuels) pourrait aussi inciter les raffineries à investir pour avoir cette capacité additionnelle. La totalité des produits de pétrole brut raffiné additionnels serait vraisemblablement écoulee sur des marchés situés à l'extérieur des provinces où se trouvent les raffineries, notamment en Ontario ou dans le nord-est des États-Unis, car les raffineries du Canada atlantique et du Québec produisent actuellement une quantité de produits pétroliers qui est égale ou supérieure à celle qui est vendue dans leur province [voir figure 9].

Retombées sur les producteurs de pétrole brut canadiens

Même si la côte Est du Canada est de trois à quatre fois plus loin que la côte ouest des régions productrices de l'Ouest canadien, TransCanada estime que les droits de péage seront concurrentiels à ceux exigés pour accéder aux oléoducs de la côte Ouest. Dans ce contexte, ce pipeline donnerait aux producteurs de pétrole brut une solution de rechange attrayante pour accéder au marché de l'est du Canada et des États-Unis et à d'autres marchés internationaux à des tarifs concurrentiels.

Le projet Énergie Est serait avantageux pour les producteurs, car il augmenterait la capacité de transport dont ils disposent, il diversifierait leurs marchés et il réduirait le rabais auquel est vendu le pétrole albertain, peu importe sa destination finale : les raffineries de l'est du Canada, des États-Unis ou ailleurs dans le monde. La diminution de ce rabais en Alberta augmenterait la rentabilité des producteurs – ils pourraient investir dans leurs installations – et accroîtrait la viabilité des projets de mise en valeur des sables bitumineux grâce à la diminution du seuil de rentabilité de la production pétrolière, qui est viable sur le plan économique.

Figure 9 : Capacité d'exportation des raffineries canadiennes, 2012



Source : Approvisionnement et utilisation des produits pétroliers raffinés au Canada, tableau 2-1, Statistique Canada.

56. Ces économies sont calculées en utilisant les économies par baril annualisées en fonction d'une disponibilité de raffinage de 90 % et en présupposant que les matières premières sont fournies par des producteurs de l'Ouest canadien au moyen d'un pipeline.

57. *Suncor scraps plan for Montreal refinery expansion*, Reuters, site Web consulté le 9 septembre 2009.

58. Cette plage de coûts par baril s'appuie sur les sommes engagées dans des mises à niveau récentes de raffineries ou la construction récente de nouvelles raffineries.

Retombées pour les producteurs de gaz naturel

Les retombées du projet sur les producteurs canadiens de gaz naturel seraient globalement neutres ou légèrement favorables. Le projet Énergie Est suppose en effet la conversion d'un tronçon sous-utilisé du réseau principal. Cette conversion des tronçons sous-utilisés augmentera par ailleurs le taux d'utilisation global du pipeline, ce qui devrait en principe réduire les droits de péage, et donc les coûts de transport des producteurs de gaz naturel.

Retombées pour les consommateurs

Les consommateurs canadiens bénéficieraient de l'activité économique générée par les dépenses additionnelles engagées, de la création d'emplois, des salaires et des impôts qui découleraient selon les estimations du projet Énergie Est et qui sont décrits dans les extrants établis au moyen du modèle des E-S de Statistique Canada. De plus, les consommateurs de l'est du Canada bénéficieraient d'une sécurité énergétique accrue, car le pétrole brut proviendrait de sources intérieures fiables. Les consommateurs bénéficieraient aussi d'une diminution du prix du gaz naturel puisque le retrait des immobilisations de l'assiette tarifaire du gaz naturel du réseau principal pourrait entraîner une baisse des droits de péage.

Retombées sur le secteur canadien du transport

Le projet Énergie Est n'aura vraisemblablement aucun effet important sur le secteur canadien du transport puisque la diminution de certaines activités de transport sera contrebalancée par une augmentation équivalente d'autres activités. Si les raffineries de l'Est augmentent vraiment leur capacité, le secteur canadien du transport bénéficiera vraisemblablement de l'augmentation des activités d'exportation vers des destinations étrangères puisque selon les prévisions, la demande intérieure devrait rester neutre.

Annexe A : Glossaire⁵⁹

Densité API : Unité de mesure qui compare la densité des produits pétroliers lourds ou légers à celle de l'eau. Si la densité API est supérieure à 10, le liquide est plus léger que l'eau et par conséquent, flotte sur celle-ci. Si la densité API est inférieure à 10, le liquide est plus lourd que l'eau et par conséquent, ne flotte pas sur l'eau.

Baril : Mesure de volume qui équivaut à environ 0,159 mètre cube, 159 litres ou 35 gallons impériaux.

Barils par jour (bpj) : Unité de mesure courante de la capacité quotidienne d'un processus dans la chaîne de valeur du pétrole (p. ex., d'une installation de production, d'un moyen de transport, d'une raffinerie, etc.) exprimée en volume de pétrole.

Milliards de pieds cubes par jour (Gpi³/j) : Unité de mesure courante, de même que les millions de pieds cubes par jour (Mpi³/j), de la capacité quotidienne d'un processus dans la chaîne de valeur du gaz naturel (p. ex., d'une installation de production, d'un moyen de transport, d'une usine de transformation, etc.) exprimée en volume de gaz naturel.

Brent : Le pétrole de Brent sert à l'échelle mondiale d'étalon pour établir le prix du pétrole brut provenant du bassin de l'Atlantique et est constitué d'un mélange de pétroles bruts légers et non corrosifs (même si le WTI est encore moins corrosif et plus léger) extraits des champs pétrolifères de la mer du Nord. Le pétrole de Brent est surtout négocié à la bourse Intercontinental Exchange.

Association canadienne des producteurs de pétrole (ACPP) : Groupe de pression qui sert de porte-parole aux nombreuses sociétés participant aux activités en amont du secteur canadien du pétrole brut et du gaz naturel. Les membres de l'ACPP produisent 90 % du pétrole brut et du gaz naturel produit au Canada. La mission de l'ACPP est « d'accroître la viabilité économique des activités en amont du secteur pétrolier au Canada d'une manière sûre et responsable sur les plans environnemental et social, grâce à un engagement et à des communications constructives avec les administrations publiques, la population et les intervenants communautaires⁶⁰ ».

Canadian Energy Research Institute (CERI) : Établissement de recherche indépendant issu d'un partenariat entre l'industrie, les universités et l'administration publique. Sa mission consiste à effectuer des études économiques pertinentes, indépendantes et objectives sur l'énergie et les questions environnementales connexes⁶¹.

Pétrole brut : Mélange d'hydrocarbures de poids moléculaires différents qui se trouve sous forme liquide dans les gisements et qui conserve cette forme aux pressions atmosphériques et aux températures ambiantes. Le pétrole brut peut renfermer de faibles quantités de soufre et de produits autres que des hydrocarbures, mais en sont absents les liquides obtenus par traitement du gaz naturel.

Diluant : Hydrocarbure léger, habituellement des pentanes plus, mélangés au pétrole brut lourd ou au bitume pour faciliter son transport par pipeline.

Retombée directe : Mesure les exigences initiales associées à une production additionnelle équivalant à un dollar dans un secteur d'activité donné (les retombées découlant d'une production additionnelle dans le secteur d'activité directement touché (p. ex., le secteur d'activité à l'étude). Les retombées directes sur la production dans un secteur d'activité correspondent à un changement d'un dollar de production pour

59 Certaines définitions sont extraites du document *Avenir énergétique du Canada : Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035 – Évaluation du marché de l'énergie*, ONE, novembre 2011.

60. « Mission de l'ACPP », ACPP, [En ligne], novembre 2011.

61. « Abot CERI », CERI, [En ligne], novembre 2011.

répondre à un changement d'un dollar de demande finale. Des retombées directes sur le PIB, l'emploi et les importations sont associées à ce changement.

Double rabais : Écart entre le prix auquel le pétrole brut canadien WCS se vend par rapport au pétrole brut étranger soumis au prix de référence du Brent. Cet écart de prix est égal à la somme de la différence entre le prix auquel se vend le pétrole brut WCS par rapport au pétrole brut américain WTI (premier rabais) et de la différence entre le prix auquel se vend le pétrole brut WTI par rapport au pétrole brut de Brent (deuxième rabais). Le premier rabais découle des coûts de transformation plus élevés du pétrole brut WCS, qui est habituellement plus lourd et plus acide que le pétrole brut WTI léger et non sulfureux. Le deuxième rabais découle de l'accumulation actuelle de stocks de pétrole brut WTI à Cushing (Oklahoma), surplus qui s'explique par l'offre excédentaire de pétrole brut dans la région, ce qui a pour effet de réduire son prix par rapport au pétrole brut de Brent.

Energy Information Administration des États-Unis (EIA) : Agence fédérale américaine qui collecte, analyse et diffuse de manière indépendante et impartiale des données sur l'énergie afin de promouvoir l'adoption de politiques publiques saines, l'efficacité des marchés et la compréhension par le public des questions énergétiques et de leurs interactions avec l'économie et l'environnement⁶².

Pétrole brut étranger : Pétrole brut transporté par pétrolier vers les raffineries canadiennes en provenance de sites d'extraction étrangers comme la mer du Nord, l'Afrique, le Moyen-Orient ou l'Amérique du Sud.

Équivalent temps plein (ETP) : Unité de mesure de la charge de travail qui correspond au travail accompli par un employé à temps plein de manière à rendre comparables les charges de travail. Un ETP de 1,0 est équivalent au travail à temps plein d'un travailleur tandis qu'un ETP de 0,5 équivaut au travail d'un travailleur qui occupe un emploi à mi-temps (p. ex., qui travaille 20 heures dans une semaine de 40 heures). On peut obtenir le nombre d'ETP en divisant le nombre total d'heures travaillées par le nombre total d'heures travaillées annuellement par un travailleur à temps plein.

Produit intérieur brut (PIB) : Mesure de l'activité économique au sein d'un pays qui représente la valeur marchande de tous les produits et services produits dans une année à l'intérieur des frontières nationales.

Pétrole brut lourd : Pétrole brut dont la densité API est inférieure à 28°. Le pétrole brut lourd est plus dense que le pétrole brut léger et il est donc nécessaire d'y ajouter du diluant pour faciliter son transport par pipeline.

Retombée indirecte : Mesure les changements attribuables à des achats entre secteurs d'activités qui répondent aux nouvelles demandes des secteurs d'activités directement touchés (retombées découlant d'une production additionnelle dans les secteurs d'activités reliés). Inclut toute la chaîne de production en amont puisque chaque produit acheté requiert également la production de divers intrants.

Retombée induite : Mesure les changements dans la production de biens et services en réponse aux dépenses des consommateurs induites par le revenu du ménage (c.-à-d. le salaire) généré par la production de besoins directs et indirects (retombées provenant de changements dans la production de biens et services découlant d'une augmentation du revenu du ménage (p. ex., le salaire) générée par une augmentation de la production directe et indirecte).

Modèle des entrées-sorties (E-S) : Modèle économique qui mesure les retombées économiques détaillées (productions) dans une région en fonction d'un choc donné subi par l'économie. Ces chocs prennent en général la forme de changements dans la production d'un secteur ou de changements dans les dépenses engagées au titre d'un panier donné de produits et services. Un modèle économique des E-S estime en général le PIB, le nombre d'emplois, les salaires et traitements, et les taxes et impôts, entre autres indicateurs, attribuables aux effets directs, indirects et induits.

62. *About EIA*, EIA, site Web, novembre 2011.

Pétrole brut léger : Pétrole brut dont la densité API est supérieure à 28° API. Il s'agit également d'un terme collectif utilisé pour désigner le pétrole brut léger classique, le pétrole brut valorisé et les pentanes plus.

Office national de l'énergie (ONÉ) : Organisme fédéral canadien indépendant créé en 1959 par le Parlement du Canada afin de réglementer les aspects internationaux et interprovinciaux des activités dans le secteur du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité. L'ONÉ réglemente donc les pipelines, la mise en valeur des ressources énergétiques et le commerce de l'énergie dans l'intérêt public des Canadiens.

Quantité nette disponible pour exportation : Production totale d'une marchandise moins la demande intérieure. La différence équivaut à la quantité totale nette de cette marchandise disponible pour exportation (exportations brutes moins importations brutes).

Pentanes plus : Mélange de faible densité composé principalement de pentanes et de certains hydrocarbures plus lourds résultant du traitement du gaz naturel, des condensats ou du pétrole brut.

Capacité de transport pipelinier : Capacité pipelinrière disponible pour transporter du pétrole brut ou du gaz naturel à partir d'une région donnée.

Réserves : Quantités restantes estimatives de pétrole ou de gaz naturel et de substances connexes pouvant être extraites d'accumulations connues, à partir d'une date donnée, en se fondant sur l'analyse des forages, sur des données géologiques, géophysiques et techniques, sur l'utilisation de la technologie éprouvée, ainsi que sur des conditions économiques particulières.

Choc : Entrée enregistrée dans un modèle des E-S afin d'analyser les retombées économiques. Un choc représente un changement susceptible de survenir dans un secteur d'activité donné ou dans le commerce d'une marchandise, comme un investissement de 100 M\$ dans un projet de construction dans le secteur pétrolier et gazier ou l'achat de 100 M\$ d'automobiles. Le modèle des E-S mesurera les retombées économiques de ce choc dans la région à l'étude et dans toute autre région touchée par ce choc (qui est incluse dans le modèle).

Droits de péage : Tarif qu'un producteur de pétrole brut et de gaz doit payer pour faire transporter une unité précisée d'un produit (dans le cas du pétrole brut, cette unité est habituellement un baril) sur une distance donnée. Les droits de péage sont fixés en divisant les coûts par le volume prévu dans le contrat plus un rendement au titre de l'exploitation de l'actif.

Western Canadian Select (WCS) : Mélange de pétrole conventionnel et de pétrole issu des sables bitumineux, plus lourd et donc plus difficile à transformer que le pétrole WTI et le pétrole de Brent, et qui sert de référence à l'établissement des prix du pétrole à Hardisty (Alberta). Il s'agit du prix de référence du pétrole brut le plus utilisé au Canada.

West Texas Intermediate (WTI) : Pétrole brut léger non corrosif produit aux États-Unis et qui sert de référence pour les prix du pétrole brut en Amérique du Nord et notamment à la Chicago Mercantile Exchange.

Annexe B : Méthodologie du modèle des E-S

Aperçu du modèle des E-S

La Division des comptes des industries de Statistique Canada maintient un modèle des entrées-sorties (E-S) qui permet de mesurer de manière détaillée les retombées économiques à l'échelle nationale ou par province d'un choc donné subi par l'économie. Ces chocs sont souvent des changements dans la production d'une industrie ou dans les dépenses qui doivent être engagées pour obtenir un panier donné de produits et services (choc sur la demande). Un choc sur la production d'un secteur, comme dans la présente étude, peut être utilisé pour donner une indication des retombées économiques de la construction d'une nouvelle usine ou d'un nouveau pipeline, ou de la fermeture d'une installation existante, en s'appuyant par exemple sur une estimation des dépenses additionnelles qui seront engagées dans ce secteur d'activité. Un choc sur la demande pourrait être utilisé pour déterminer les retombées économiques d'un changement de politique, comme la mise en œuvre d'une nouvelle subvention sur un produit, en s'appuyant sur le changement estimé de la demande de ce produit.

Selon les chocs qui y sont entrés, le modèle des E-S génère une ventilation détaillée des activités économiques des différents secteurs, des entrées et sorties, des éléments du PIB, des emplois, des salaires, et ses estimations des impôts et des subventions au moyen de ratios et de coefficients multiplicateurs fondés sur les données historiques contenues dans les tableaux du modèle des entrées-sorties de Statistique Canada. Ce modèle calcule également les besoins en approvisionnement d'autres sources, notamment les importations interprovinciales ou internationales, ainsi que les incidences de la production intérieure sur l'utilisation d'énergie et la pollution. Comme le modèle des E-S représente une structure macroéconomique simplifiée, il comporte certaines limites. Voici quelques exemples :

- Il ne tient pas compte de certaines variables d'intérêt pour l'analyse macroéconomique comme le niveau des prix, les taux d'intérêt, le taux d'emploi ou la population active.
- Lorsqu'il calcule les retombées économiques comme les besoins en approvisionnement et les emplois additionnels, le modèle calcule les effets sur les approvisionnements ou sur les ressources requises sans tenir compte de leur disponibilité immédiate ni du fait qu'ils devront peut-être être détournés d'autres utilisations. Les emplois créés peuvent être vraiment considérés comme des emplois additionnels puisque les emplois laissés vacants par les personnes qui occuperont les postes nouvellement créés seront à leur tour occupés par des sans-emploi.
- Il arrive que la valeur des retombées indirectes et induites soit légèrement excessive, car la fonction de production générant ces données ne tient pas compte des économies d'échelle et est fondée sur un coefficient multiplicateur statique. Par exemple, si on a actuellement besoin d'un ETP pour générer 10 watts d'électricité et qu'on a besoin de 20 watts à la suite d'un projet, le modèle des E-S estimera qu'il faut désormais deux ETP. En réalité, pourtant, la centrale électrique sera peut-être en mesure d'augmenter sa production sans avoir à embaucher un deuxième employé ou encore, il se peut qu'un deuxième employé ne soit nécessaire que s'il faut produire 25 watts d'électricité.
- Même si les chocs sur les intrants peuvent être entrés en s'appuyant sur les quelques centaines de codes de produit ou de codes du Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN), ces codes ne sont parfois pas entièrement représentatifs du choc en question. Par exemple, dans la présente étude, les coûts de construction du projet Énergie Est ont été modélisés comme un choc dans le secteur de la « construction pétrolière et gazière ». Ce code représente les projets de construction liés à la production de gaz et de pétrole, au transport par oléoduc et au raffinage, entre autres, et entraîne l'application de ratios et de coefficients multiplicateurs identiques pour calculer les retombées économiques sans égard au genre de projet pétrolier ou gazier considéré.

- L'impôt sur le bénéfice des sociétés ne peut être estimé avec précision, car cet impôt n'est pas modélisé discrètement par le modèle des E-S. L'impôt sur le bénéfice des sociétés est donc plutôt inclus à la catégorie « Autres surplus d'exploitation » dans le tableau 1.2 du modèle des E-S au même titre que l'amortissement, et les gains et les pertes extraordinaires. Dans ce contexte, il est impossible de distinguer l'impôt sur le bénéfice des sociétés sans formuler un certain nombre d'hypothèses.

Même si cette démarche a ses limites, les ratios et les coefficients multiplicateurs utilisés ont été générés en utilisant des milliers de points de données accumulés au fil des ans et ils sont reconnus pour leur capacité de générer dans les sous-secteurs appartenant au même secteur (au même code) une estimation de la production représentative des retombées économiques réelles. Étant donné les limites que nous venons de décrire, les retombées économiques calculées au moyen du modèle des E-S dans la présente étude devraient être considérées comme représentatives d'une tendance plutôt que comme étant scientifiquement précises.

Annexe C : Entrées du modèle des E-S

Trois chocs sur le secteur pétrolier ont été entrés indépendamment dans le modèle des E-S aux fins d'analyse : dépenses d'immobilisation du projet, dépenses d'exploitation du projet et dépenses en immobilisation des raffineries. Les montants des dépenses d'immobilisation et d'exploitation du projet ont été fournis par TransCanada. Les nouvelles dépenses nettes d'exploitation des raffineries n'ont pas été estimées, car on prévoit qu'elles seront minimales par rapport aux coûts du projet. Les dépenses d'exploitation fournies sont les dépenses additionnelles qui seront engagées, c'est-à-dire la différence entre les dépenses d'exploitation du réseau principal en tant que pipeline transportant du pétrole brut et les dépenses d'exploitation du réseau principal en tant que pipeline transportant du gaz naturel.

Une valeur symbolique de 100 M\$ a été retenue pour établir les retombées des dépenses en immobilisation des raffineries. Comme l'importance des investissements des raffineries de l'est du Canada qui découleront du projet est inconnue, il pourrait être trompeur d'attribuer une valeur précise à cet investissement. Dans ce contexte, la saisie dans le modèle d'une valeur symbolique permet d'établir une « fourchette de retombées » en fonction d'une fourchette équivalente possible d'investissements par les raffineries. Aux fins de l'analyse, le Québec a été sélectionné comme lieu des investissements puisqu'il se situe dans le centre géographique approximatif de la région composée de l'Ontario, du Québec, du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve (les cinq provinces de l'est du pays qui comptent des raffineries) et qu'on s'attend donc à ce qu'il soit représentatif des investissements que devraient engager les raffineries dans l'ensemble de l'est du Canada⁶³.

Les valeurs indiquées ci-dessous représentent la valeur actualisée nette en dollars canadiens de 2013 du projet. L'échéancier dépenses en immobilisations du projet est fondé sur un profil des dépenses fourni par TransCanada. Les dépenses d'exploitation seront engagées de manière récurrente sur une période de 40 ans écoulée de 2019 à 2058, même si la vie utile du pipeline sera vraisemblablement plus longue en presumant que des investissements de maintien seront effectués et que les travaux d'entretien requis seront aussi effectués. La valeur des dollars de 2013 a été projetée dans l'avenir en s'appuyant sur les taux d'inflation prévus par la Banque du Canada⁶⁴. Un taux d'actualisation de 2,46 %, soit le rendement moyen des obligations de référence du gouvernement du Canada à long terme au cours de la période du 2 juillet 2012 au 1^{er} juillet 2013, a été utilisé pour calculer la valeur actualisée nette des dépenses^{65,66}. Le taux de rendement des obligations à long terme de référence du gouvernement du Canada a été utilisé plutôt que le coût du capital payé par TransCanada, car il représente le taux d'actualisation public, ce qui nous paraît approprié pour évaluer les retombées économiques sur l'ensemble de l'économie.

63. Ce fait a été confirmé par l'exécution du modèle en y entrant un investissement de 100 M\$ par les raffineries ontariennes, ce qui a donné des résultats similaires.

64. Rapport sur la politique monétaire, sommaire, Banque du Canada, juillet 2012.

65. « Rendement des obligations canadiennes », Banque du Canada, [En ligne], juillet 2013.

66. Puisqu'aucun oléoduc pour le pétrole brut n'existe actuellement au Nouveau-Brunswick, le modèle E-S n'inclut pas encore de données historiques sur lesquelles se fonder pour estimer les incidences économiques des dépenses d'exploitation du projet dans la province. Par conséquent, le code SCIAN 486200, « Transport du gaz naturel par gazoduc » a été extrapolé pour les dépenses d'exploitation du Nouveau-Brunswick puisque les retombées directes, indirectes et induites de l'exploitation d'un gazoduc devraient être semblables à celles de l'exploitation d'un oléoduc.

Tableau 6 : Entrées du modèle des E-S⁶⁷

Choc sectoriel	Description fondée sur le SCIAN (code)	Investissement (en M\$)					
		N.-B.	QC	ON	MB	SK	AB
Dépenses en immobilisation du projet	Travaux de génie pour le pétrole et le gaz naturel (230D)	2 418 \$	3 613 \$	2 172 \$	596 \$	913 \$	1 296 \$
Dépenses d'exploitation du projet	Transport du pétrole brut par oléoduc et autres services de transport par pipeline (486A00)	1 889 \$	2 312 \$	10 637 \$	1 361 \$	2 202 \$	4 862 \$
Dépenses en immobilisation des raffineries	Travaux de génie pour le pétrole et le gaz naturel (230D)	-	100 \$	-	-	-	-

Remarque : Pour déterminer le nombre d'emplois créés en ETP, les dépenses en immobilisation du projet susmentionnées ont été actualisées en dollars de 2009 plutôt qu'en dollars de 2013 (non indiqué ci-dessus). Cette mesure a été rendue nécessaire par le fait que le modèle des E-S estime les emplois créés en multipliant un coefficient de 2009 pour chaque million de dollars dépensés (2009 est l'année la plus récente pour laquelle des coefficients multiplicateurs ont été générés). En raison de l'inflation, utiliser des dollars de 2013 aurait surestimé le nombre d'emplois créés.

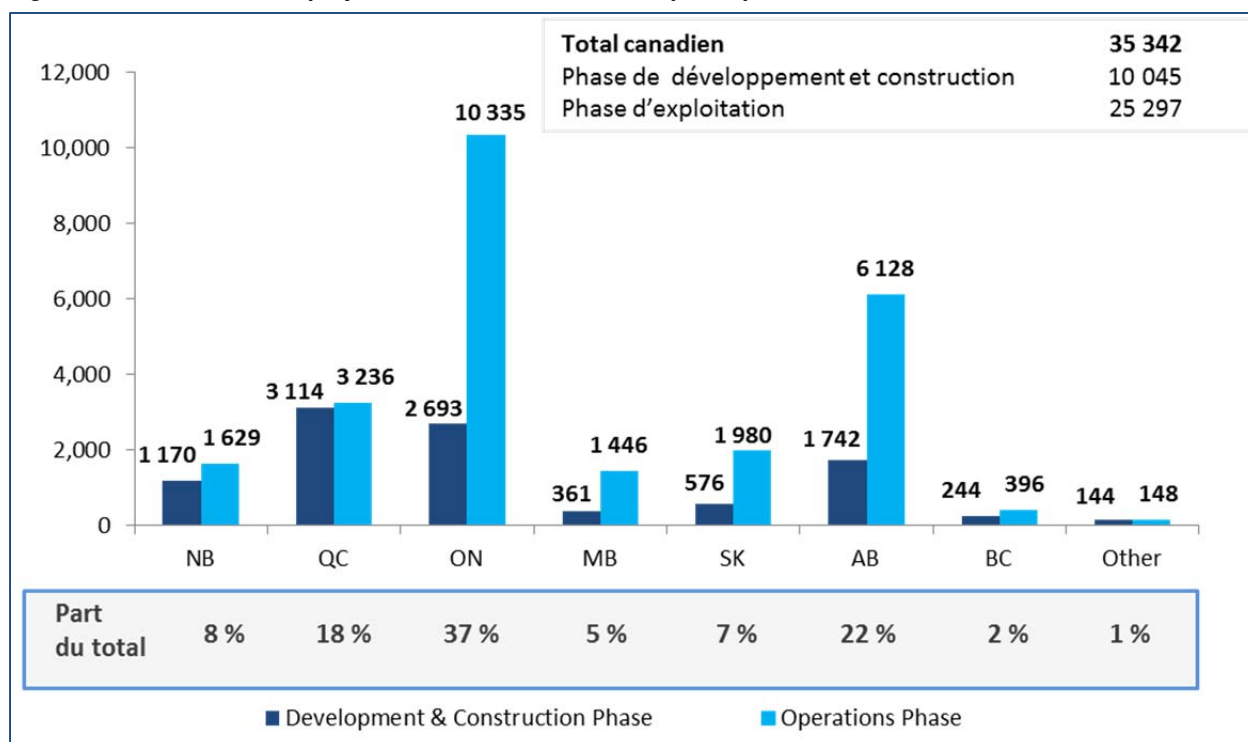
67. Les montants indiqués dans ce tableau ne correspondent pas parfaitement à ceux de la section « Coûts du projet », car ce sont des montants obtenus au moyen de projections s'appuyant sur les montants valides au moment où on prévoit que les dépenses seront engagées qui ont ensuite été actualisés en dollars d'aujourd'hui.

Annexe D : Tableaux et graphiques détaillés des sorties du modèle des E-S

Retombées du projet sur le PIB

Le graphique ci-dessous résume les retombées du projet sur le PIB sur toute la durée du projet (soit pendant les phases de développement et de construction de 6 ans et la phase d'exploitation de 40 ans). Dans l'ensemble, on estime que le projet aura des retombées de 35,3 G\$ sur le PIB canadien et que la plus grande partie de ces retombées bénéficieront à l'Ontario (37 %), à l'Alberta (22 %), au Québec (18 %), au Nouveau-Brunswick (8 %), à la Saskatchewan (7 %) et au Manitoba (5 %). Comme on peut le voir ci-dessous, même si les retombées des phases de développement et de construction sont élevées, les retombées récurrentes sur le PIB générées par l'exploitation devraient être supérieures.

Figure 10 : Retombées du projet sur le PIB, total combiné (en M\$)

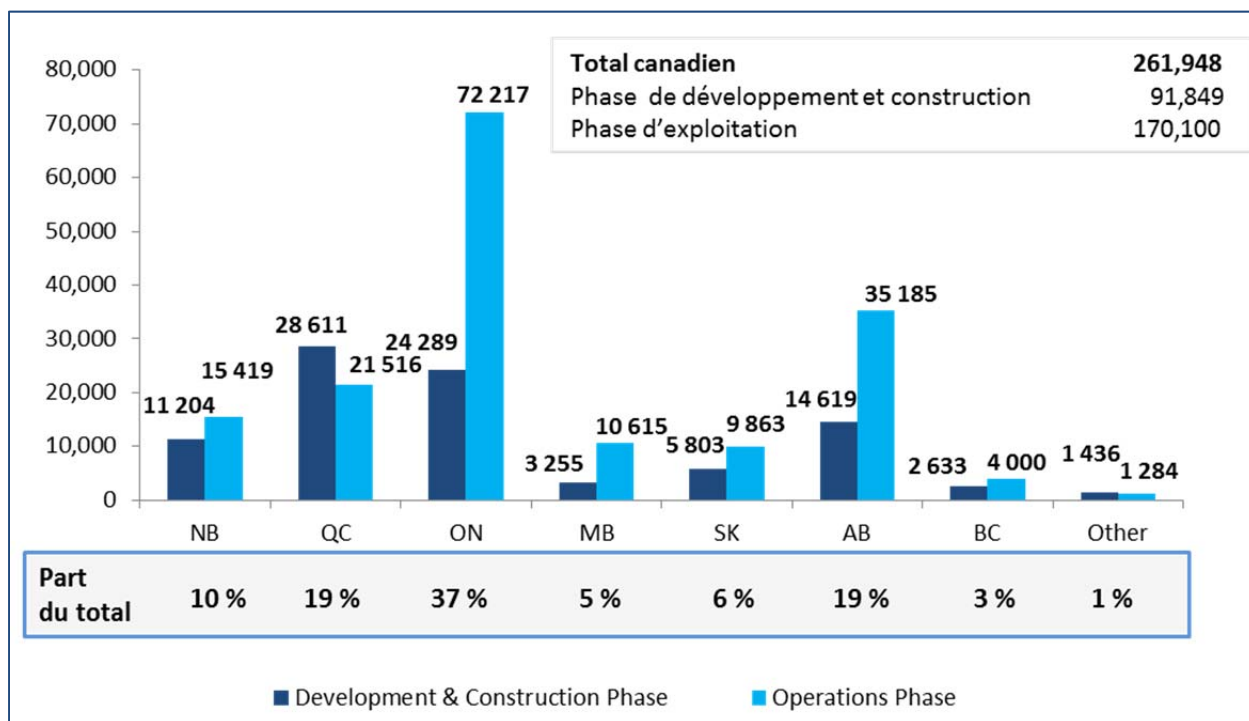


Source : Modèle interprovincial des E-S de Statistique Canada, tableau 1.4.

Retombées du projet sur la création d'emplois en équivalents temps plein (ETP)

Le graphique ci-dessous illustre le total estimé (retombées directes + indirectes + induites) d'emplois créés en ETP, par province, pendant les phases de développement, de construction et d'exploitation. Comme pour le PIB, les emplois créés seront plus nombreux en Ontario (37 %), au Québec (19 %), en Alberta (19 %), au Nouveau-Brunswick (10 %) et en Saskatchewan (6 %), où seront effectués la plus grande partie des investissements du projet.

Figure 11 : Création d'emplois en ETP, par province, total combiné



Source : Modèle interprovincial des E-S de Statistique Canada, tableau 1.4.

Tableau 7 : Création d'emplois en ETP pendant les phases de développement et de construction, par secteur

Secteur	Province								Total	%
	N.-B.	QC	ON	MB	SK	AB	C.-B.	Autre		
Oil and gas engineering construction	4 279	10 803	6 813	1 339	2 049	4 925	-	-	30 208	33 %
Architectural, engineering and related services	1 533	3 476	2 154	155	196	959	454	136	9 063	10 %
Support activities for oil and gas extraction	28	24	341	219	1 654	2 605	3	2	4 876	5 %
Food services and drinking places	217	694	549	62	102	358	117	57	2 156	2 %
Building material and supplies wholesaler-distributors	110	606	601	65	64	220	92	82	1 840	2 %
Machinery, equipment and supplies wholesaler-distributors	289	379	511	39	75	208	35	47	1 583	2 %
Food and beverage stores	163	540	293	46	74	266	88	35	1 505	2 %
Truck transportation	214	405	361	93	75	232	58	37	1 475	2 %
Specialized design services	109	543	456	25	11	35	44	17	1 240	1 %
Services to buildings and dwellings	98	298	371	25	43	112	64	14	1 025	1 %
Banking and other depository credit intermediation	19	267	515	13	14	62	21	14	925	1 %
Computer systems design and related services	69	206	391	23	12	81	84	18	884	1 %
Rental and leasing services (except automotive equipment)	276	225	188	15	30	122	10	4	870	1 %
Repair construction	91	247	261	37	49	124	30	13	852	1 %
General merchandise stores	116	214	245	24	56	130	32	19	836	1 %
Accounting, tax preparation, bookkeeping and payroll services	64	267	247	55	21	94	39	14	801	1 %
Steel product manufacturing from purchased steel	0	272	381	7	39	44	6	26	775	1 %
Motor vehicle and parts dealers	112	245	171	22	43	125	30	17	765	1 %
Architectural and structural metals manufacturing	54	197	253	37	14	56	36	71	718	1 %
Management, scientific and technical consulting services	125	147	204	11	22	91	55	51	706	1 %
Other	3 237	8 558	8 984	943	1 160	3 768	1 337	759	28 746	31 %
Total	11 203	28 613	24 290	3 255	5 803	14 617	2 635	1 433	91 849	100%

Source : Modèle interprovincial des E-S de Statistique Canada, tableau 4.9.

Tableau 8 : Création d'emplois en ETP pendant la phase d'exploitation, par secteur

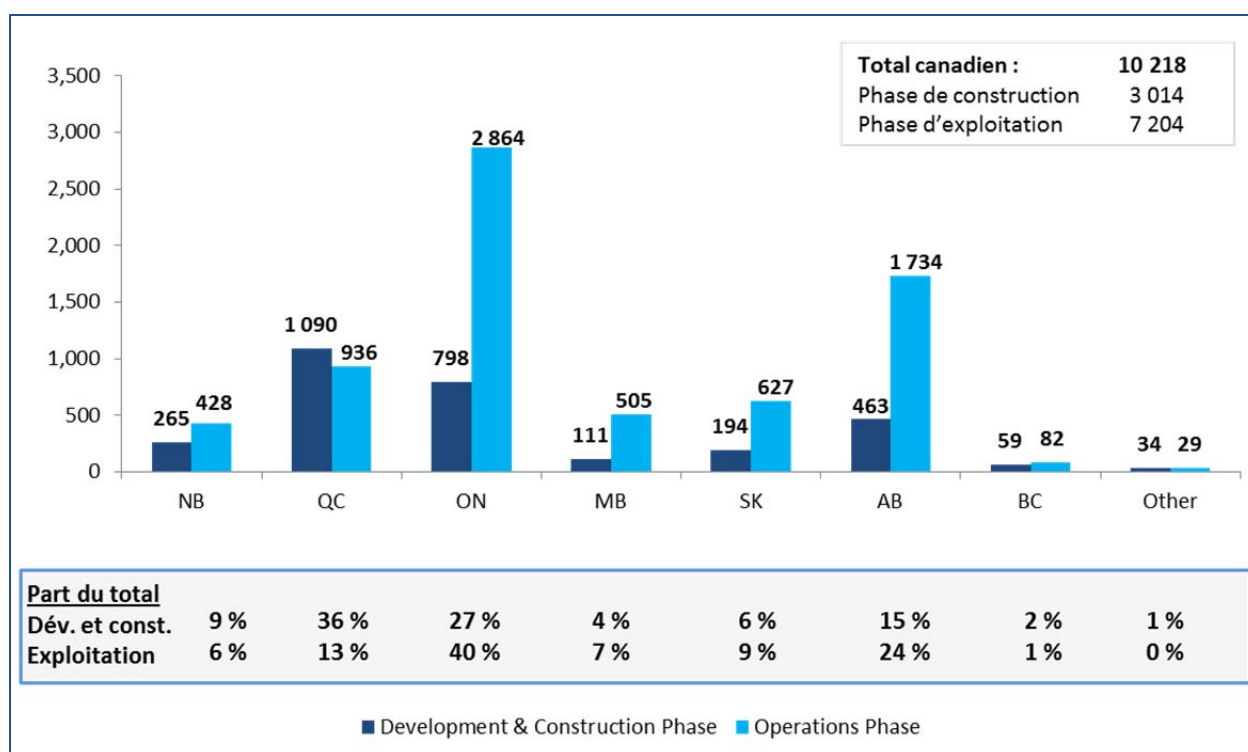
Secteur	Province									%
	N.-B.	QC	ON	MB	SK	AB	C.-B.	Autre	Total	
Crude oil and other pipeline transportation	9 583	8 136	7 223	2 810	3 751	16 733	1	0	48 237	28 %
Electric power generation, transmission and distribution	1 887	2 663	23 969	3 233	1 447	2 262	65	139	35 664	21 %
Repair construction	182	318	3 935	276	961	678	89	18	6 457	4 %
Food services and drinking places	221	563	2 006	236	206	1,079	248	81	4 640	3 %
Food and beverage stores	196	454	1 072	210	159	876	169	41	3 178	2 %
Services to buildings and dwellings	129	358	1 246	217	188	574	205	14	2 931	2 %
Computer systems design and related services	76	276	1 550	139	18	145	167	37	2 407	1 %
General merchandise stores	146	182	778	113	126	462	60	21	1 888	1 %
Banking and other depository credit intermediation	16	207	1 381	34	25	156	39	20	1 879	1 %
Motor vehicle and parts dealers	134	216	539	108	109	527	58	15	1 705	1 %
Financial investment services, funds and other financial vehicles	77	143	805	121	35	201	44	11	1 438	1 %
Personal care services and other personal services	86	176	619	88	65	328	52	11	1 425	1 %
Clothing and clothing accessories stores	61	207	613	56	46	284	43	8	1 317	1 %
Truck transportation	73	254	435	98	72	282	75	27	1 316	1 %
Employment services	21	152	885	12	9	169	30	9	1 289	1 %
Building material and supplies wholesaler-distributors	22	161	630	40	33	253	80	25	1 244	1 %
Management, scientific and technical consulting services	16	100	889	17	16	131	48	17	1 234	1 %
Machinery, equipment and supplies wholesaler-distributors	42	121	521	45	64	379	40	12	1 224	1 %
Holding companies	105	175	542	46	73	187	42	17	1 185	1 %
Repair and maintenance (except automotive)	80	158	270	64	81	474	46	5	1 179	1 %
Other	2 267	6 496	22 309	2 652	2 378	9 005	2 399	756	48 262	28 %
Total	15 419	21 516	72 217	10 615	9 863	35 185	4 000	1 284	170 100	100 %

Source : Modèle interprovincial des E-S de Statistique Canada, tableau 4.9.

Retombées du projet sur les recettes fiscales

La figure 12 illustre la répartition par province du total des recettes fiscales prévues en termes absolus et en proportion du total. Pendant les phases de développement et de construction, le Québec (36 %), l'Ontario (27 %), l'Alberta (15 %), le Nouveau-Brunswick (9 %), la Saskatchewan (6 %) et le Manitoba (4 %) percevront la plus grande partie des recettes fiscales. Pendant la phase d'exploitation, ce sont l'Ontario (40 %), l'Alberta (24 %), le Québec (13 %), la Saskatchewan (9 %), le Manitoba (7 %) et le Nouveau-Brunswick (6 %) qui devraient percevoir la plus grande partie des recettes fiscales.

Figure 12 : Recettes fiscales annuelles totales par province, en M\$ CA



Source : Modèle interprovincial des E-S de Statistique Canada, tableau 1.5.

Principales importations du projet pendant le développement et la construction

Le tableau ci-dessous dresse la liste des principales importations prévues du Canada pendant les phases de développement et de construction de six ans. Les tubes et tuyaux en fer et en acier, les robinets et soupapes métalliques et raccords de tuyauterie, les instruments de mesure et de contrôle, le pétrole brut, et les services d'architecture et de génie et les services connexes représentent la plus grande partie de ces importations.

Tableau 9 : Principales importations pendant le développement et la construction

Catégorie	Montant (en M\$)	Proportion
Iron and steel pipes and tubes (except castings)	641	17,3 %
Metal valves and pipe fittings	501	13,5 %
Measuring, medical and controlling devices	324	8,8 %
Conventional and synthetic crude oil	194	5,2 %
Architectural, engineering and related services	178	4,8 %
Iron and steel basic shapes and ferro-alloy products	96	2,6 %
Logging, mining and construction machinery and equipment	82	2,2 %
Other miscellaneous general-purpose machinery	57	1,5 %
Support services for oil and gas extraction (except exploration)	46	1,2 %
Light-duty trucks, vans and sport utility vehicles	43	1,2 %
Turbines and turbine generator set units	42	1,1 %
Passenger cars	42	1,1 %
Office administrative services	38	1,0 %
Rights to non-financial intangible assets	36	1,0 %
Boiler, tanks and heavy gauge metal containers	35	1,0 %
Chemical products not elsewhere classified	34	0,9 %
Men's and women's clothing	32	0,9 %
Natural gas liquids and related products	32	0,9 %
Pharmaceutical and medicinal products	31	0,8 %
Rolled and drawn steel products including wire	27	0,7 %
Other	1,188	32,1 %
Total	3,699	100 %

Source : Modèle interprovincial des E-S de Statistique Canada, tableau 4.16.

Retombées pour les raffineries

La valeur symbolique de 100 M\$ retenue pour les dépenses en immobilisations des raffineries a produit les coefficients multiplicateurs suivants, qui peuvent être utilisés pour estimer les retombées économiques de la mise à niveau des raffineries au Québec et, implicitement, dans l'est du Canada.

Tableau 10 : Coefficients multiplicateurs des retombées économiques pour les raffineries

Coefficient multiplicateur	Québec	Canada
PIB – Total (directes, indirectes et induites), fondé sur le revenu	0,76863	0,95368
Création d'emplois en ETP – Total (directes, indirectes et induites)	0,00770	0,00968
Taxes et impôts – Total (directes, indirectes et induites)	0,27407	0,28819

Source : Modèle interprovincial des E-S de Statistique Canada, tableaux 1.2 et 1.4.

Comme les coûts réels ou estimés des projets récents de mise à niveau de raffinerie ou de construction de nouvelles raffineries se sont situés entre 2,2 G\$ et 7 G\$, ces valeurs ont été retenues aux fins de la présente analyse. Le tableau ci-dessous donne un aperçu des retombées sur le PIB, sur la création

d'emplois et sur les recettes fiscales que généreraient de tels investissements ainsi que les retombées qui seraient générées par le montant de base de 100 M\$.

Tableau 11 : Retombées économiques attribuables aux investissements éventuels dans des raffineries

Province	PIB – Total, fondé sur les revenus (en M\$)			Emplois créés, en ETP – Total (annuel en supposant une phase de construction de 5 ans)			Taxes et impôts – Total (en M\$)		
	100 M\$	2,2 G\$	7,0 G\$	100 M\$	2,2 G\$	7,0 G\$	100 M\$	2,2 G\$	7,0 G\$
Québec	76,9 \$	1 691 \$	5 380 \$	770 (154)	16 944 (3 389)	53 911 (10 782)	27,4 \$	603 \$	1 918 \$
Reste du Canada	18,5 \$	407 \$	1 295 \$	198 (40)	4 362 (872)	13 880 (2 776)	1,4 \$	31 \$	99 \$
Canada	95,4 \$	2 098 \$	6 676 \$	968 (194)	21 306 (4 261)	67 791 (13 558)	28,8 \$	634 \$	2 017 \$

Comme on peut le constater ci-dessus, les investissements dans les raffineries ont des retombées appréciables sur l'activité économique de la province où l'investissement est effectué (dans cet exemple, le Québec), ainsi que des retombées moins marquées dans l'ensemble du Canada. Des résultats similaires seraient probablement obtenus en ce qui concerne les investissements effectués dans d'autres provinces de l'est du Canada.

Annexe E : Capacité pipelinière

Tableau 12 : La capacité actuelle et proposée pipeline à emporter à partir de l'Ouest canadien⁶⁸

Pipeline	Capacité utile (kbpj)
Enbridge	2 144 ⁶⁹
Enbridge Gateway	473
Keystone	590
Western Canadian Refinery	400
Kinder Morgan Trans Mountain Pipeline	230
Kinder Morgan Trans Mountain Expansion	531
Kinder Morgan Express Pipeline	140 ⁷⁰
Milk River	94 ⁷¹
Rangeland	55 ⁷²
TransCanada Keystone XL	730
TransCanada Energy East	1 080
Total	6 467

68. Sites Web des entreprises, à moins d'indication contraire.

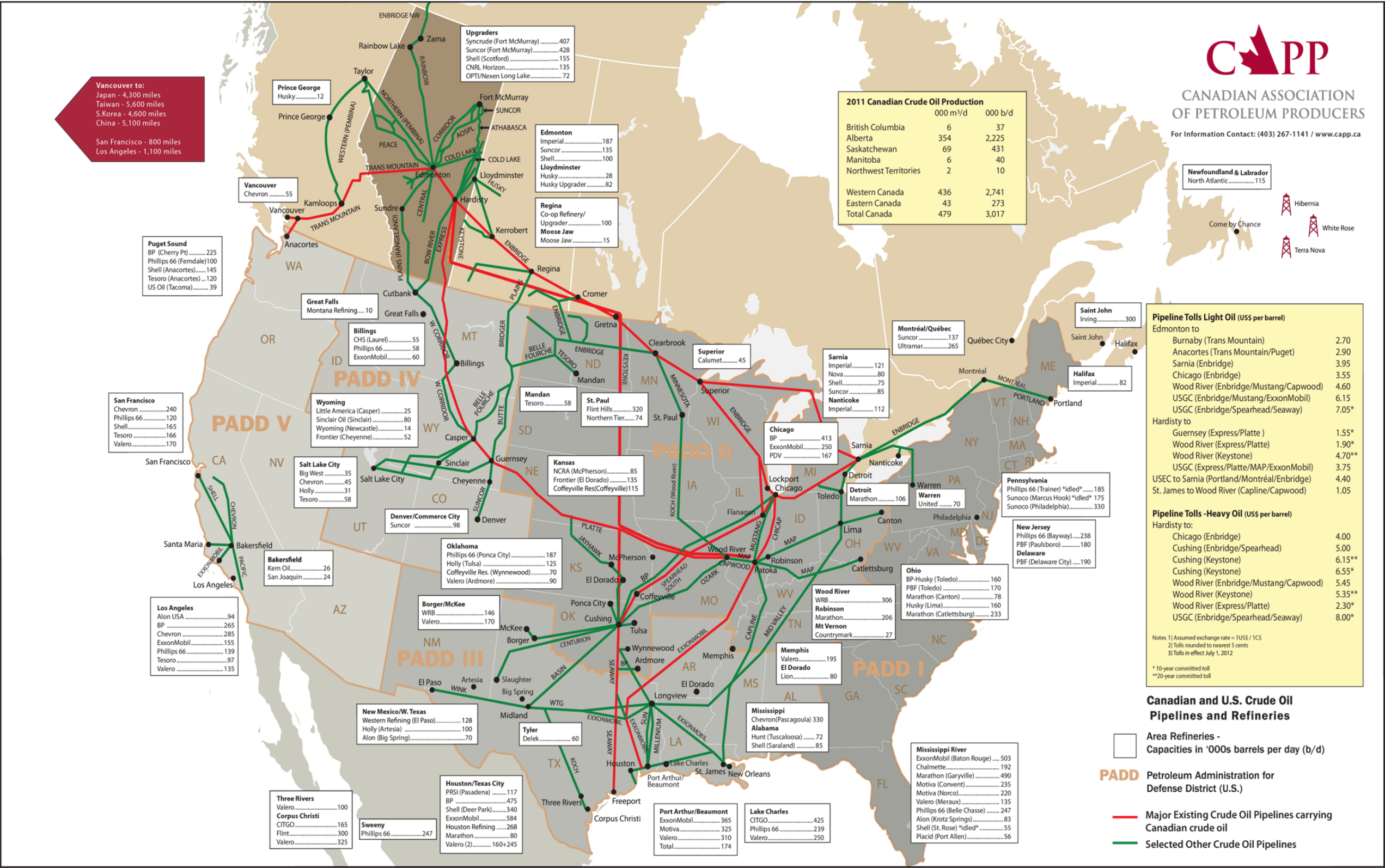
69 La conduite principale du pipeline d'Enbridge transporte 400 kbpj du Dakota Nord; sa capacité utile à partir de l'ouest du Canada est donc de 1 744 kbpj (soit sa capacité totale de 2 144 kbpj moins 400 kbpj).

70 Le pipeline Kinder Morgan's Express fonctionne actuellement à environ la moitié de sa capacité totale en raison de la demande restreinte à partir de PADD IV et a une capacité utile de 140 kbpj (la moitié de sa capacité totale de 280 kbpj).

71 L'ONÉ a limité la pression autorisée dans le pipeline de Milk River à 80 % en octobre 2011 en raison de préoccupations liées à l'intégrité de l'infrastructure. (Dossier de l'ONÉ no OF-Surv-OpAud-P384-2009-2010 02, 20 octobre 2011)

72 Au moment de rédiger le présent document, Rangeland fonctionnait à 55 kbpj en raison de la baisse de production de pétrole acide.

Figure 13 : Carte nord-américaine des pipelines de pétrole brut de l'ACPP (juin 2013)



Annexe F : Capacité et offre de raffinage

Tableau 13 : Capacité canadienne de raffinage

Société	Ville	Province	Capacité (kbpj)
North Atlantic Refining	Come By Chance	NL	115
Imperial Oil	Dartmouth	NS	89
Irving Oil	Saint John	NB	300
Suncor	Montreal	QC	130
Ultramar	Levis	QC	265
Imperial Oil	Nanticoke	ON	120
Imperial Oil	Sarnia	ON	120
Shell	Sarnia	ON	75
Suncor	Sarnia	ON	85
Suncor	Mississauga	ON	15
Nova	Sarnia	ON	78
Consumers' Co-Op	Regina	MB	100
Moose Jaw Refining	Moose Jaw	SK	14
Husky	Lloydminster	AB	29
Suncor	Edmonton	AB	135
Imperial Oil	Edmonton	AB	185
Shell	Scotford	AB	100
Chevron	Burnaby	BC	55
Husky	Prince George	BC	12
Total			2 022

Source : « *Canada's Petroleum Refining Sector: An Important Contributor Facing Global Challenges.* » Conference Board du Canada, octobre 2011.

Tableau 14 : Approvisionnement de pétrole brut des raffineries canadiennes, 2012 (en milliers de bpj)

Élément	Province ou région	
	Canada atlantique	Québec
Total des arrivages de brut canadien	76	28
Arrivages de pétrole brut de l'ouest du Canada	-	-
Arrivages de pétrole brut de l'est du Canada	-	-
Total des importations de pétrole brut	372	323
<i>OPEP</i>	224	159
Iraq	84	-
Équateur	2	-
Arabie saoudite	68	-
Algérie	0	143
Venezuela	6	-
Nigeria	46	2
Angola	18	14
<i>Mer du Nord</i>	31	26
Royaume-Uni	9	13
Norvège	22	14
<i>Amérique du Nord</i>	-	22
Mexique	-	22
États-Unis	-	-
<i>Autres pays</i>	118	115
Total général des arrivages de pétrole brut et équivalent	449	350
Arrivages par pipeline	-	129
Arrivages par d'autres moyens	449	221
Stocks de pétrole brut – début	13	17
Stocks de pétrole brut – fin	15	17
Pertes et rectifications	(0)	4
Total du pétrole brut et équivalents introduits	447	349
Production des raffineries	471	363
Ventes intérieures	183	355

Source : Statistique Canada, tableaux 3-1 et 4-1, Approvisionnement et utilisation, produits pétroliers, Canada Atlantique et Québec.

Annexe G : Calcul des avantages pour les raffineries

En ce qui concerne le pétrole brut léger, les raffineries de la côte Est américaine (PADD I) et les raffineries européennes constituent pour les producteurs de pétrole brut de l'Ouest canadien la solution de rechange aux raffineries de l'est du Canada dans le cadre du projet Énergie Est. Il est en effet peu probable que les raffineries de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis (PADD III) deviennent un jour un marché pour le pétrole brut léger canadien en raison de l'augmentation de la production locale dans les bassins Permian et Eagle Ford du Texas. La fourchette possible d'avantages pour les raffineries de l'est du Canada peut être calculée en estimant les économies qui seraient générées dans l'un ou l'autre de deux scénarios : i) le pipeline Énergie Est n'est pas pleinement utilisé, et ii) le pipeline Énergie Est est utilisé au maximum de sa capacité.

- i) Si le pipeline Énergie Est n'est pas pleinement utilisé, le prix au marché d'un baril de pétrole brut transformé dans les raffineries de l'est du Canada sera fixé par les producteurs. Les marchés de remplacement pour le pétrole brut léger paieraient le prix du Brent pour le pétrole brut acheminé par le pipeline Énergie Est, puisque le pétrole de Brent est la seule autre source possible d'approvisionnement en pétrole brut de ces raffineries. Les producteurs de pétrole brut devraient donc consentir le prix du Brent moins le coût du transport pour que leur pétrole brut ait accès à ces marchés, car c'est le prix que les raffineries de l'Est paient actuellement⁷³.

Prix consenti par le producteur/baril = Prix du Brent/baril
– Droits de péage du pipeline Énergie Est vers la côte Est
– Frais de transport pour expédier au PADD I ou en Europe

Les producteurs seraient par conséquent réticents à approvisionner les raffineries de l'est du Canada plutôt que d'autres marchés dans la mesure où ils toucheraient dans les deux cas une contrepartie égale. Par conséquent, les raffineries de l'est du Canada pourraient s'attendre à faire les économies suivantes grâce au projet Énergie Est :

Coût/baril des raffineries québécoises (actuellement) = Prix du Brent/baril + frais de transport pour le transfert de l'océan Atlantique au fleuve Saint-Laurent

Coût/baril des raffineries québécoises (projet) = Prix du Brent/baril – frais de transport vers le PADD I ou l'Europe

Économie de coûts/baril des raffineries québécoises grâce au projet = Coût/baril des raffineries québécoises (actuellement) – coût par baril au Québec (projet)
= (Coût du transport pour le transfert du fleuve Saint-Laurent à l'océan Atlantique) + (coût du transport vers le PADD I ou l'Europe)
= 1,30 \$/baril + 1,50 \$/baril
= 2,80 \$/baril

Les économies de coût que réaliserait dans ce scénario la raffinerie de Québec seraient similaires à celles réalisées par la raffinerie de Montréal. La raffinerie de Saint John devrait par ailleurs

73. Ce calcul exclut les transferts imputables aux enchères et aux marchés pour plus de simplicité.

indemniser le producteur pour les coûts additionnels de transfert jusqu'à Saint John (1,25 \$ du baril) et réaliserait par conséquent une économie de seulement 1,55 \$/baril.

- ii) Cependant, si le pipeline est utilisé au maximum de sa capacité, les raffineries de l'est du Canada pourraient être en mesure de négocier des rabais additionnels, puisque la meilleure solution de rechange pour les producteurs consisterait alors à expédier le pétrole brut de l'Ouest canadien vers des marchés de substitution (PADD I et Europe) par le PADD III. Le coût d'une telle mesure serait égal au coût marginal d'un baril payé par les raffineries de l'est du Canada (ou au prix des teneurs de marchés), car les raffineries ayant accès au pipeline (en vertu de contrats d'approvisionnement à long terme, par exemple) n'indemniserait les producteurs que de ce montant. Les économies réalisées par les raffineries pourraient alors être beaucoup plus élevées que dans le premier scénario.

Économies des raffineries du Québec (avec le projet)	=	Coût du transport du brut de l'Ouest canadien vers les marchés de substitution
	=	(Droits de péage de Hardisty [AB] à Cushing [OK]) + (droits de péage de Cushing [OK] à la côte du golfe du Mexique aux É.-U.) + (coûts de transport vers le marché de substitution le plus éloigné, soit l'Europe)
	=	6,05 \$/baril ⁷⁴ + 0,44 \$/baril ⁷⁵ + 3,75 \$/baril ⁷⁶
	=	10,24 \$/baril

Les raffineries de St John pourraient éventuellement réaliser des économies additionnelles de 1,25 \$/baril, soit un total de 11,49 \$/baril, puisqu'il ne serait plus nécessaire de transporter le pétrole sur le fleuve Saint-Laurent.

Sommaire : En présumant que les économies au titre du transport sont bien transférées aux raffineries, les économies possibles prévues au Québec et au Nouveau-Brunswick se situeraient dans la fourchette suivante :

Fourchette des économies possibles pour les raffineries québécoises	=	2,80 \$/baril à 10,24 \$/baril
Fourchette des économies possibles pour les raffineries du Nouveau-Brunswick	=	1,55 \$/baril à 11,49 \$/baril

La présente analyse est simplement indicative. Les chiffres peuvent varier en fonction de la conjoncture sur le marché, des contrats d'approvisionnement conclus, des différences de classe de pétrole, des qualités du produit et d'autres facteurs commerciaux.

74. Droits de péage moyens pour les pipelines existants et prévus, tirés d'une étude de CERI, *Pacific Access: Part II – Asia-Directed Oil Pathways and Their Economic Impacts*.

75. Droits de péage moyens pour le transport maritime jusqu'en Louisiane et au Texas, tirés d'une étude de CERI, *Pacific Access: Part II – Asia-Directed Oil Pathways and Their Economic Impacts*.

76. Fondé sur une estimation des coûts internes de transport.

Annexe H : À propos des auteurs

Deloitte, le plus grand cabinet de services professionnels du Canada, fournit des services dans les domaines de la certification, de la fiscalité, de la consultation, du risque d'entreprise et des conseils financiers. Deloitte possède une compréhension approfondie des enjeux stratégiques complexes qui ont une incidence sur les activités dans le secteur du transport de l'énergie. Les activités de la pratique mondiale du secteur Énergie et ressources de Deloitte couvrent les secteurs du pétrole et du gaz, de l'électricité et des services publics, des mines et métaux, de l'eau et de la gestion des déchets. Ce groupe compte plus de 7 000 spécialistes axés sur le secteur qui offrent des services dans le domaine de la certification, de la fiscalité, de la consultation, du risque et des conseils financiers. À l'échelle mondiale, nos professionnels servent plus de 450 clients de tous les segments du secteur de l'énergie (services publics réglementés, pétrole et gaz, et production d'électricité), dont 80 % des sociétés énergétiques figurant sur la liste Fortune 1000. Deloitte met également ses connaissances et son expérience de premier plan au service de la réalisation d'études économiques comme celle-ci.

www.deloitte.ca

Deloitte, l'un des cabinets de services professionnels les plus importants au Canada, offre des services dans les domaines de la certification, de la fiscalité, de la consultation et des conseils financiers. Deloitte LLP, société à responsabilité limitée constituée en vertu des lois de l'Ontario, est le cabinet membre canadien de Deloitte Touche Tohmatsu Limited. Au Québec, Deloitte exerce ses activités sous l'appellation Deloitte s.e.n.c.r.l., une société à responsabilité limitée constituée en vertu des lois du Québec.

Deloitte désigne une ou plusieurs entités parmi Deloitte Touche Tohmatsu Limited, société fermée à responsabilité limitée par garanties du Royaume-Uni, ainsi que son réseau de cabinets membres dont chacun constitue une entité juridique distincte et indépendante. Pour obtenir une description détaillée de la structure juridique de Deloitte Touche Tohmatsu Limited et de ses sociétés membres, voir www.deloitte.com/ca/apropos.