

Modification Annexe 1-8

Le Conference Board du Canada (Octobre 2015)



Le Conference Board
du Canada

The Conference Board
of Canada

RAPPORT PERSONNALISÉ

Projet d'oléoduc Énergie Est : les retombées économiques pour le Canada et ses régions

Date de présentation : octobre 2015

Auteur : Le Conference Board du Canada

Destinataire : TransCanada Corporation

Personne-ressource :

Glen Hodgson

Premier vice-président et économiste en chef

Le Conference Board du Canada

hodgson@conferenceboard.ca

Table des matières

Les retombées de la phase de développement d'Énergie Est	4
Les retombées de la phase d'exploitation d'Énergie Est	5
Les retombées liées à l'augmentation des revenus nets des producteurs.....	6
En bref.....	6
Chapitre 1 Introduction.....	8
Chapitre 2 Les retombées économiques de la phase de développement d'Énergie Est.....	10
2.1 En bref.....	11
2.2 Les retombées directes	11
2.3 Les retombées indirectes	14
2.3.1 Les retombées indirectes par secteur.....	15
2.3.2 Les retombées indirectes par région	22
2.4 Les retombées induites.....	27
2.4.1 Les retombées induites par secteur.....	27
2.4.2 Les retombées induites par région	28
2.5 Les retombées fiscales	30
2.5.1 Les retombées pour le gouvernement fédéral	31
2.5.2 Les retombées pour les gouvernements provinciaux.....	31
Chapitre 3 Les retombées économiques de la phase d'exploitation d'Énergie Est.....	33
3.1 En bref.....	33
3.2 Les retombées directes	34
3.3 Les retombées indirectes	36
3.3.1 Les retombées indirectes par secteur.....	37
3.3.2 Les retombées indirectes par région	43
3.4 Les retombées induites.....	45
3.4.1 Les retombées induites par secteur.....	46
3.4.2 Les retombées induites par région	47
3.5 Les retombées fiscales	48
3.5.1 Les retombées fiscales fédérales	49

3.5.2 Les retombées fiscales provinciales	49
3.6 Les retombées économiques de la capacité de transport non garantie	50
3.7 Résumé des retombées économiques des phases de développement et d'exploitation	51
Chapitre 4 Les retombées fiscales liées à l'augmentation des revenus nets des producteurs de pétrole canadiens	53
4.1 Le scénario « Énergie Est seul »	55
4.1.1 Les retombées fiscales : les redevances	56
4.1.2 Les retombées fiscales : l'impôt sur le revenu	56
4.2 Le scénario « tous les oléoducs »	58
Chapitre 5 Conclusion	60
Annexe A Curriculum vitæ et qualifications professionnelles de Glen Hodgson	62
Annexe B Bibliographie	65
Annexe C Modèles d'entrées-sorties	66
Principales hypothèses	67

Le pétrole est un produit de base qui se négocie à l'échelle mondiale et pour lequel il existe une infrastructure de transport bien établie. Par conséquent, après rajustements pour tenir compte de la qualité du produit et des coûts de transport, les différents prix de référence mondiaux sont en général presque identiques les uns par rapport aux autres. Cependant, depuis quelques années, ce n'est plus le cas, car « le pétrole brut de l'Ouest canadien est souvent vendu à prix réduit par rapport à celui d'autres régions¹ ». Cette situation a eu de graves conséquences économiques et fiscales pour le Canada, surtout dans les régions productrices de pétrole.

Compte tenu de la situation, le développement d'une nouvelle infrastructure de transport pétrolier en Amérique du Nord suscite un intérêt grandissant. Quatre grands projets d'oléoducs sont actuellement envisagés pour transporter le pétrole produit dans l'Ouest canadien. L'un d'entre eux – le projet d'oléoduc Énergie Est (ci-après Énergie Est) – permettrait d'acheminer 1,1 million de barils de pétrole par jour (mbj) à partir de points de réception en Alberta et en Saskatchewan jusqu'aux raffineries de l'est du Canada et au terminal de Saint John (Nouveau-Brunswick).

Le présent rapport vise à évaluer les retombées économiques et fiscales d'Énergie Est. Pour ce faire, nous examinons les retombées potentielles sous plusieurs angles, notamment :

- les retombées liées à l'investissement initial requis pour construire l'oléoduc et les infrastructures connexes;
- les retombées liées à l'exploitation de l'oléoduc une fois celui-ci construit et opérationnel;
- les retombées liées à l'augmentation des revenus nets des producteurs de pétrole qui devraient résulter de la diminution des écarts entre le prix du pétrole canadien et les prix de référence internationaux.

Les retombées de la phase de développement d'Énergie Est

La phase de développement d'Énergie Est englobe les activités de construction de l'oléoduc. Outre son projet d'oléoduc, TransCanada a aussi proposé un projet de gazoduc, appelé Projet du réseau principal Est. Ces deux projets sont liés, car le nouveau gazoduc permettra à TransCanada de continuer à approvisionner en gaz ses clients de l'est de l'Ontario après qu'une partie des infrastructures gazières existantes de la région aient été converties pour transporter du pétrole dans le cadre d'Énergie Est. C'est pour cette raison que nous incluons dans notre analyse les dépenses prévues pour le Projet du réseau principal Est. Les deux projets combinés devraient entraîner des dépenses d'un montant total de 17,3 G\$ (en dollars de 2013)² dans six provinces.

Ces dépenses auraient des retombées directes sur le secteur de la construction, des retombées indirectes (sur la chaîne d'approvisionnement) liées aux intrants nécessaires pour la réalisation du projet et des retombées induites, qui se produisent quand les employés dépensent les salaires gagnés grâce aux retombées directes et indirectes. Ensemble, ces trois types de retombées permettraient de soutenir

¹ IHS inc. *Supply and Market Study for Energy East Project*, p. 15.

² Sauf indication contraire, tous les montants en dollars sont exprimés en dollars de 2013.

168 711 années-personnes de travail (équivalents temps plein ou ETP)³, avec 49,3 % d'emplois directs, le pourcentage restant étant constitué d'emplois indirects ou induits. Les provinces traversées par l'oléoduc récolteraient près de 97 % des avantages en matière d'emploi, l'Ontario étant le principal bénéficiaire (29,4 %), suivi du Nouveau-Brunswick (24,3 %), du Québec (23,4 %) et de l'Alberta (9 %).

Les 17,3 G\$ de dépenses liées au développement d'Énergie Est et du Projet du réseau principal Est devraient générer 3,8 G\$ de recettes publiques fédérales et provinciales entre 2013 et 2021, soit un rendement équivalant à 22 \$ par tranche de 100 \$ investis. Avec 11,7 G\$ de salaires, traitements et revenus supplémentaires du travail générés pendant la phase de développement, la plus grande part des retombées fiscales proviendrait de l'impôt sur le revenu des particuliers, qui rapporterait 1,8 G\$. En supposant que les recettes fiscales fédérales soient réparties entre les provinces selon leur profil démographique, l'Ontario récolterait la plus grande part des recettes fiscales fédérales et provinciales combinées (1,3 G\$), suivi du Québec (972 M\$) et du Nouveau-Brunswick (482 M\$).

Les retombées de la phase d'exploitation d'Énergie Est

Une fois opérationnel, l'oléoduc Énergie Est aura des retombées positives continues sur le plan économique et fiscal. Nous évaluons ces retombées d'exploitation durant les 20 premières années selon deux scénarios distincts. Le premier scénario tient uniquement compte des retombées des volumes souscrits à long terme et peut être considéré comme le scénario « de répercussions minimales ». Le second scénario, celui de la pleine capacité, évalue les plus vastes retombées économiques qui se produiront quand les capacités non réservées ou non souscrites de l'oléoduc seront pleinement utilisées.

En tenant compte des retombées directes, indirectes et induites, les 20 premières années d'exploitation de l'oléoduc permettraient de soutenir au minimum 91 984 années-personnes de travail, chiffre qui pourrait atteindre les 122 706 années-personnes si l'oléoduc fonctionne à plein rendement. C'est l'Ontario qui récolterait la plus grande part des avantages en matière d'emploi (46,6 %), suivi de l'Alberta (19,6 %) et du Québec (10,6 %).

Concernant les retombées fiscales, l'exploitation de l'oléoduc devrait générer au minimum 6,5 G\$ de recettes fiscales pendant les 20 premières années. Cette estimation pourrait grimper à 8,2 G\$ si l'oléoduc fonctionne à plein rendement. Cela s'explique par le fait que le secteur des oléoducs a de vastes retombées en matière d'impôt sur les sociétés. Les recettes de l'impôt sur les sociétés représentent 49,6 % des retombées fiscales, suivies des recettes des impôts indirects (23,2 %) et de l'impôt sur le revenu des particuliers (20,8 %). Le pourcentage restant correspond aux autres taxes ou à la hausse des cotisations aux régimes d'assurance sociale. En supposant ici aussi que les recettes fédérales seront réparties selon le profil démographique, l'Ontario recevra la plus grande part combinée de recettes fiscales (45,3 % du total), suivi du Québec (17,8 %) et de l'Alberta (12 %).

³ Sauf indication contraire, tous les chiffres de l'emploi sont exprimés en équivalents temps plein. Un employé à temps plein est une personne travaillant environ 40 heures par semaine. Une année-personne de travail correspond au travail que peut accomplir une personne en un an.

Les retombées liées à l'augmentation des revenus nets des producteurs

Outre les retombées économiques et fiscales liées à sa construction et à son exploitation, Énergie Est devrait accroître le prix que les producteurs canadiens reçoivent pour leur pétrole. Dans le cadre de cette analyse, IHS inc. (ci-après IHS) a établi des prévisions pour le prix du pétrole brut de l'Ouest canadien selon différents scénarios, en s'appuyant sur ses prévisions de référence concernant la production pétrolière dans la région. IHS examine plus précisément le cas où aucun oléoduc ne serait construit par rapport au cas où seul l'oléoduc Énergie Est serait construit, que nous appellerons le scénario « Énergie Est seul ». De même, IHS modélise un scénario dans lequel le projet Keystone XL, le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, le projet Northern Gateway et le projet d'oléoduc Énergie Est sont tous menés à bien, que nous appellerons le scénario « tous les oléoducs ».

Les retombées fiscales de chacun de ces scénarios ont été estimées et il a été établi qu'Énergie Est rapporterait au minimum 66,2 G\$ de plus en recettes publiques. Les recettes de l'impôt fédéral sur les sociétés représenteraient 41,7 % de ce montant, et celles de l'impôt provincial sur les sociétés 33,4 %. Le pourcentage restant proviendrait de l'augmentation des recettes liées aux redevances (en Alberta et en Saskatchewan) résultant de la hausse du prix du pétrole. Dans le scénario « tous les oléoducs », les autres avantages d'ordre fiscal liés à la hausse des revenus nets pourraient atteindre les 70,6 G\$. Comme la majeure partie du pétrole acheminé par l'oléoduc proviendrait de l'Alberta, c'est cette province qui récolterait le plus gros avantage, soit 60,8 % du total.

En bref

Le tableau 1 résume les retombées économiques et fiscales liées au développement et à l'exploitation d'Énergie Est et utilise le scénario « tous les oléoducs » pour évaluer les revenus nets plus élevés des producteurs et les retombées de l'exploitation en se basant uniquement sur les volumes souscrits. Entre 2013 et 2040, Énergie Est devrait soutenir 260 695 années-personnes de travail et générer 80,9 G\$ de recettes fiscales.

Tableau 1

Résumé des retombées économiques et fiscales du projet d'oléoduc Énergie Est (effets cumulatifs, 2013 à 2040)

	Autres provinces de l'Atlantique									Nouveau-Québec			Ontario			Manitoba			Saskatchewan			Alberta			Colombie-Britannique			Territoires			Canada								
Retombées sur l'emploi (années-personnes, ETP)	3,057	47,366	49,195	92,451	12,796	16,278	33,277	6,187	87	260,695																													
– Phase de développement	2,141	40,956	39,438	49,603	7,314	10,586	15,219	3,409	46	168,711																													
– Phase d'exploitation	916	6,410	9,757	42,849	5,482	5,692	18,058	2,778	41	91,984																													
Retombées sur le PIB (M\$ de 2013)	376	6,570	9,257	23,960	2,975	4,295	7,389	616	19	55,458																													
– Phase de développement	249	3,248	3,942	5,440	621	1,012	1,926	327	10	16,776																													
– Phase d'exploitation	127	3,322	5,315	18,520	2,354	3,283	5,463	289	9	38,683																													
Retombées fiscales (M\$ de 2013)	1,593	1,484	8,919	15,543	1,521	3,172	44,095	4,474	123	80,923																													
– Phase de développement	97	482	972	1,320	157	185	350	240	9	3,813																													
– Phase d'exploitation	149	371	1,151	2,935	309	354	777	412	17	6,475																													
– Augmentation des revenus nets	1,347	631	6,797	11,288	1,054	2,633	42,968	3,822	97	70,636																													

Source : Le Conference Board du Canada.

Chapitre 1

Introduction

Le pétrole est un produit de base qui se négocie à l'échelle mondiale et pour lequel il existe une infrastructure de transport bien établie. Par conséquent, après rajustements pour tenir compte de la qualité du produit et des coûts de transport, les différents prix de référence mondiaux sont en général presque identiques les uns par rapport aux autres. Cependant, depuis quelques années, ce n'est plus le cas, car « le pétrole brut de l'Ouest canadien est souvent vendu à prix réduit par rapport à celui d'autres régions⁴ ». Cette situation a eu de graves conséquences économiques et fiscales pour le Canada, surtout dans les régions productrices de pétrole.

Compte tenu de la situation, le développement d'une nouvelle infrastructure de transport pétrolier en Amérique du Nord suscite un intérêt grandissant. Quatre grands projets d'oléoducs sont actuellement envisagés pour transporter le pétrole produit dans l'Ouest canadien. L'un d'entre eux – le projet d'oléoduc Énergie Est (ci-après Énergie Est) – permettrait d'acheminer 1,1 million de barils de pétrole par jour (mbj) à partir de points de réception en Alberta et en Saskatchewan jusqu'aux raffineries de l'est du Canada et au terminal de Saint John (Nouveau-Brunswick).

Le présent rapport vise à évaluer les retombées économiques et fiscales d'Énergie Est. Pour ce faire, nous examinons les retombées potentielles sous plusieurs angles, notamment :

- les retombées liées à l'investissement initial requis pour construire l'oléoduc et les infrastructures connexes;
- les retombées liées à l'exploitation de l'oléoduc une fois celui-ci construit et opérationnel;
- les retombées liées à l'augmentation des revenus nets des producteurs de pétrole qui devraient résulter de la diminution des écarts entre le prix du pétrole canadien et les prix de référence internationaux.

Les résultats de cette analyse permettent de mieux comprendre les retombées économiques et fiscales de l'oléoduc lui-même ainsi que les retombées potentielles pour les gouvernements et l'industrie pétrolière du Canada. Nous traiterons des résultats tant sur le plan fédéral que provincial, en mettant particulièrement l'accent sur les provinces traversées par l'oléoduc. Nous examinerons aussi la mesure dans laquelle les autres provinces et l'ensemble du pays profiteront des retombées, en accordant une attention particulière aux retombées liées à la chaîne d'approvisionnement et aux retombées fiscales.

⁴ IHS inc. *Supply and Market Study for Energy East Project*.

Description du projet d'oléoduc Énergie Est

L'oléoduc Énergie Est devrait acheminer environ 1,1 mbj de pétrole brut de l'Alberta et de la Saskatchewan jusqu'aux terminaux du Québec et du Nouveau-Brunswick, sur une distance totale de 4 500 km. Si le projet est approuvé, la construction de l'oléoduc commencera en 2018, et le pétrole pourra être transporté avant la fin de 2020. Le projet comprend trois grands volets :

- La conversion d'un gazoduc existant en oléoduc. Le pipeline relie l'ouest de la Saskatchewan à l'est de l'Ontario.
- La construction de nouveaux oléoducs en Alberta, en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick, qui seront reliés au pipeline converti.
- La construction d'infrastructures connexes, comme des stations de pompage tout le long du parcours, des réservoirs en Alberta, en Saskatchewan, et au Nouveau-Brunswick ainsi que des installations maritimes au Nouveau-Brunswick.

En plus d'Énergie Est, TransCanada a proposé le projet du réseau principal Est, qui vise à construire un gazoduc pour transporter du gaz naturel sur environ 245 km à travers l'est de l'Ontario, de la ville de Markham jusqu'à la municipalité d'Iroquois, ainsi que les infrastructures connexes. Le projet du réseau principal Est vise à assurer l'approvisionnement en gaz des clients de l'est de l'Ontario après la conversion des infrastructures gazières en oléoduc dans le cadre d'Énergie Est. C'est pourquoi nous considérons que l'investissement associé au projet du réseau principal Est fait partie intégrante de l'analyse des retombées économiques examinées dans ce rapport.

Source : TransCanada.

Chapitre 2

Les retombées économiques de la phase de développement d'Énergie Est

En ce qui concerne les retombées économiques, tous les projets passent par deux phases distinctes. La première, celle du développement, englobe la planification du projet, les activités de construction de même que l'achat et l'installation du matériel. La seconde phase correspond à la période d'exploitation du projet. Elle comprend les dépenses annuelles engagées pour la main-d'œuvre, les installations, l'entretien et les autres intrants sur toute la durée de vie du projet. Le présent chapitre est consacré aux retombées économiques de la phase de développement d'Énergie Est, tandis que le chapitre suivant traite des retombées économiques de l'exploitation de l'oléoduc après l'achèvement des travaux de construction.

Dans le présent rapport, nous quantifions quatre types de retombées économiques liées au développement et à l'exploitation d'Énergie Est :

- 1) **les retombées directes** : elles sont directement liées au développement et à l'exploitation d'Énergie Est. Au cours de la phase de développement, la plupart des retombées directes concerneront l'industrie de la construction. Pendant la phase d'exploitation, elles se produiront toutes dans l'industrie des oléoducs;
- 2) **les retombées indirectes** : aussi appelées « retombées sur la chaîne d'approvisionnement », elles correspondent aux incidences économiques liées à l'utilisation des intrants intermédiaires ou d'autres services de soutien en vue de construire les pipelines ou de les entretenir après leur mise en service;
- 3) **les retombées induites** : elles se produisent quand les employés dépensent les salaires gagnés grâce aux retombées directes et indirectes. Donc, leurs incidences économiques touchent généralement les secteurs orientés vers le consommateur, comme la vente au détail;
- 4) **les retombées fiscales** : ce sont les recettes publiques liées aux trois autres types de retombées économiques susmentionnés, tant au palier fédéral que provincial⁵.

Aux fins de la présente analyse, nous avons utilisé le modèle interprovincial d'entrées-sorties de Statistique Canada et les modèles prévisionnels exclusifs du Conference Board du Canada. Les retombées directes, indirectes et induites sur le produit intérieur brut (PIB) et l'emploi associées à la construction et à l'exploitation d'Énergie Est ont été calculées à l'aide du modèle d'entrées-sorties de Statistique Canada, qui permet d'analyser en profondeur la chaîne d'approvisionnement pour près de 300 industries différentes par province. Pour en savoir plus sur les modèles d'entrées-sorties, rendez-vous à l'annexe C. Les retombées fiscales ont été estimées par le Conference Board. TransCanada a préparé les estimations sur les coûts et les revenus liés à la construction et à l'exploitation d'Énergie Est, estimations qui ont servi à la présente analyse.

⁵ Les retombées économiques liées à l'augmentation des recettes foncières ont été exclues de l'analyse.

2.1 En bref

La phase de développement d'Énergie Est et du projet du réseau principal Est nécessitera entre 2013 et 2021 quelque 17,3 G\$ de dépenses, rajustées en fonction de l'inflation. Elle aura d'importantes incidences économiques et fiscales pour l'économie canadienne. En effet, ensemble, les retombées directes, indirectes et induites sur l'emploi devraient soutenir 168 711 années-personnes de travail (équivalents temps plein ou ETP⁶) et 16,8 G\$ de PIB. En outre, le surcroît d'activité économique générée par Énergie Est devrait produire 3,8 G\$ de recettes publiques aux paliers fédéral et provincial.

L'Ontario serait le principal bénéficiaire de ces retombées, mais tout le pays récolterait des avantages non négligeables, qui se feraient particulièrement sentir dans les provinces traversées par l'oléoduc. Le tableau 2 présente une ventilation régionale de toutes les retombées, dont la répartition par région et par industrie sera traitée plus en détail dans la suite du chapitre.

Tableau 2

Résumé des retombées régionales du développement d'Énergie Est (effets cumulatifs, 2013 à 2021)

	Autres provinces de l'Atlantique	Nouveau-Brunswick	Québec	Ontario	Manitoba	Saskatchewan	Alberta	Colombie-Britannique	Territoires	Canada
Retombées sur l'emploi (années-personnes, ETP)	2 141	40 956	39 438	49 603	7 314	10 586	15 219	3 409	46	168 711
Directes	0	28 106	17 662	19 335	4 365	6 958	6 784	0	0	83 211
Indirectes	1 104	5 831	10 850	15 665	1 344	1 711	4 720	1 614	18	42 856
Induites	1 037	7 018	10 925	14 603	1 605	1 917	3 715	1 796	28	42 643
Retombées sur le PIB (en M\$ de 2013)	249	3 248	3 942	5 440	621	1 012	1 926	327	10	16 776
Directes	0	1 968	1 710	1 988	309	542	591	0	0	7 108
Indirectes	141	529	1 080	1 717	133	221	777	152	5	4 754
Induites	108	751	1 151	1 736	180	250	558	175	5	4 914
Retombées fiscales (en M\$ de 2013)	97	482	972	1 320	157	185	350	240	9	3 813
Recettes directes provinciales	22	368	527	612	87	114	137	31	1	1 898
Part des recettes fédérales par habitant	76	114	445	708	71	72	213	209	9	1 915

Source : Le Conference Board du Canada.

2.2 Les retombées directes

D'après les estimations, Énergie Est devrait coûter 15,6 G\$, en dollars de 2013⁷. Les dépenses, dont certaines ont déjà été engagées, s'étaleraient sur une période de neuf ans. Plusieurs parties du projet, comme la planification et le dépôt des demandes réglementaires, sont déjà en cours, ce qui fait en sorte que la phase de développement durera de 2013 à 2021. Toutefois, la plupart des dépenses devraient se faire entre 2017 et 2019, quand les activités de construction seront à leur point culminant (voir le tableau 3).

Outre les travaux liés à Énergie Est, TransCanada a aussi proposé un projet de gazoduc, appelé projet du réseau principal Est. Ces deux projets sont intimement liés, car le nouveau gazoduc permettra à TransCanada de continuer à approvisionner en gaz ses clients de l'est de l'Ontario après qu'une partie des infrastructures gazières existantes de la région aient été converties pour transporter du pétrole dans

⁶ Sauf indication contraire, tous les chiffres de l'emploi sont exprimés en équivalents temps plein. Un employé à temps plein est une personne travaillant environ 40 heures par semaine. Une année-personne de travail correspond au travail que peut accomplir une personne en un an.

⁷ Sauf indication contraire, tous les montants en dollars sont exprimés en dollars constants de 2013.

le cadre d'Énergie Est. C'est pour cette raison que nous incluons dans notre analyse les dépenses prévues pour le projet du réseau principal Est.

Tous les travaux de construction liés au projet du réseau principal Est se dérouleront en Ontario, au coût prévu de 1,7 G\$. La majeure partie des dépenses, qui s'étaleront de 2014 à 2021, auront lieu en 2017 et 2018. Si l'on combine les deux projets, les dépenses totales liées à Énergie Est atteindront donc les 17,3 G\$.

Tableau 3

Dépenses prévues pour le développement d'Énergie Est et du projet du réseau principal Est
(millions \$ de 2013)

Année	Énergie Est	Réseau principal Est	Total
2013	179	0	179
2014	353	38	391
2015	321	21	341
2016	927	43	970
2017	2 394	396	2 790
2018	5 765	1 119	6 884
2019	5 034	32	5 066
2020	564	1	565
2021	111	1	111
Total	15 648	1 650	17 297

Source : TransCanada.

Aux fins de la présente analyse, nous utilisons les chiffres corrigés des prix, car l'inflation des prix n'ajoute rien à la valeur économique ou aux emplois créés grâce à Énergie Est. De même, nous excluons tous les coûts de financement liés à Énergie Est, car selon la provenance de l'argent et son mode d'obtention, ces coûts seront assez faibles. Par exemple, si le projet est financé au moyen de flux de trésorerie internes ou en utilisant des fonds obtenus sur les marchés étrangers, les retombées sur le secteur canadien des services financiers seront minimales. Enfin, sont aussi exclus les coûts liés au transfert de TransCanada à Énergie Est des actifs associés au changement d'affectation du gazoduc, puisque ce transfert ne créera aucune valeur économique supplémentaire.

En ce qui concerne les provinces, la plupart des dépenses auront lieu en Ontario et au Nouveau-Brunswick, suivis du Québec et de l'Alberta (voir le graphique 1). En effet, c'est essentiellement dans ces provinces qu'il faudra construire le nouveau pipeline. La conversion des gazoducs existants sera moins coûteuse. Les dépenses combinées en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick compteront pour 78 % des dépenses prévues au cours des neuf ans de la phase de développement.

Ces dépenses auront des retombées directes dans les provinces où elles seront engagées. Sur le plan de l'emploi, la phase de développement devrait contribuer au maintien de 83 211 années-personnes de travail. Avec 80 106 années-personnes de travail, le Nouveau-Brunswick serait le principal bénéficiaire de ces retombées, suivi de l'Ontario (19 335 années-personnes) et du Québec (17 662 années-

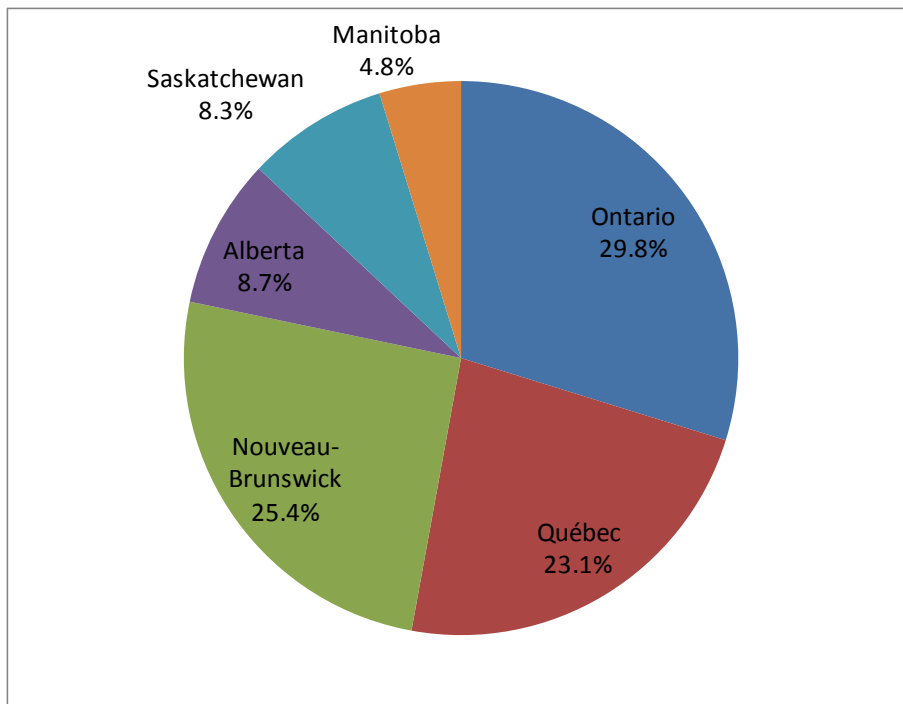
personnes). Cette répartition est due à la fois au niveau des dépenses engagées dans chaque province et aux différences d'affectation des fonds.

Le moment où se produiront ces retombées sur l'emploi suivra l'évolution des dépenses annuelles liées à Énergie Est. Ainsi, pour 2013, les retombées directes sur l'emploi ont été estimées à 880 emplois ETP. En revanche, à l'apogée de la construction, soit en 2018, Énergie Est maintiendrait 32 657 emplois (voir le graphique 2). Au Nouveau-Brunswick, les années de forte construction auraient des retombées particulièrement importantes. Les dépenses dans cette province devraient atteindre leur point culminant en 2019, soutenant 10 397 emplois la même année, ce qui correspondrait à 36,1 % des emplois affichés par le secteur provincial de la construction en 2013⁸.

Graphique 1

Ventilation régionale des dépenses d'Énergie Est

(part provinciale des dépenses totales, en %)

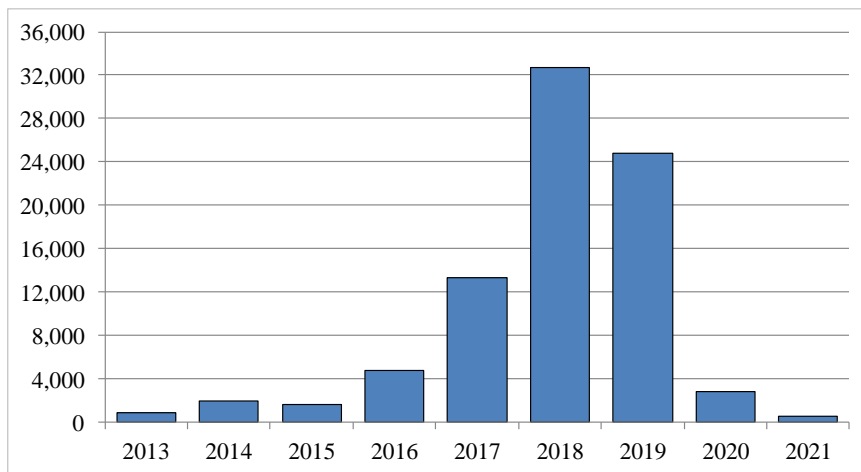


Source : TransCanada; Le Conference Board du Canada.

⁸ Calculé à partir des données CANSIM, tableau 282-0008 de Statistique Canada.

Graphique 2**Emplois directs par année**

(nombre d'emplois équivalents temps plein)



Source : Le Conference Board du Canada; Statistique Canada

Sur le plan du PIB, Énergie Est devrait avoir des effets cumulatifs directs rapportant 7,1 G\$ de PIB sur toute la durée de la phase de développement. Donc, chaque tranche de 100 \$ dépensés générerait directement 41 \$ de PIB. Cela signifie que, sur chaque dollar dépensé, 41 cents iraient aux salaires et aux bénéficiaires, essentiellement dans l'industrie de la construction, tandis que 59 cents iraient aux intrants matériels. À l'échelle régionale, c'est l'Ontario qui enregistrerait les plus fortes retombées directes sur le PIB (28 %), suivi du Nouveau-Brunswick (27,7 %) et du Québec (24,1 %).

2.3 Les retombées indirectes

Outre les retombées directes décrites ci-dessus, Énergie Est aura des retombées indirectes (sur la chaîne d'approvisionnement), que l'on peut voir sur le modèle entrées-sorties. La phase de développement devrait soutenir 42 856 années-personnes de travail en emplois indirects. Donc, au total, les retombées directes et indirectes d'Énergie Est seraient de 126 067 années-personnes de travail, soit l'équivalent de 7 287 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis.

On peut aussi examiner les retombées indirectes sous l'angle des multiplicateurs, c'est-à-dire en mesurant la part d'emplois ou de dollars du PIB due aux retombées indirectes par rapport à celle attribuable aux retombées directes. Pour chaque emploi direct créé grâce à Énergie Est, on compterait 0,52 emploi indirect chez les fournisseurs. En ce qui concerne le PIB, le multiplicateur serait légèrement supérieur, avec 0,67 \$ de PIB indirect pour chaque dollar de PIB direct. Cela s'explique essentiellement par le fait que les retombées indirectes toucheraient surtout les secteurs affichant une plus forte productivité du travail, ce qui accroîtrait le PIB par travailleur.

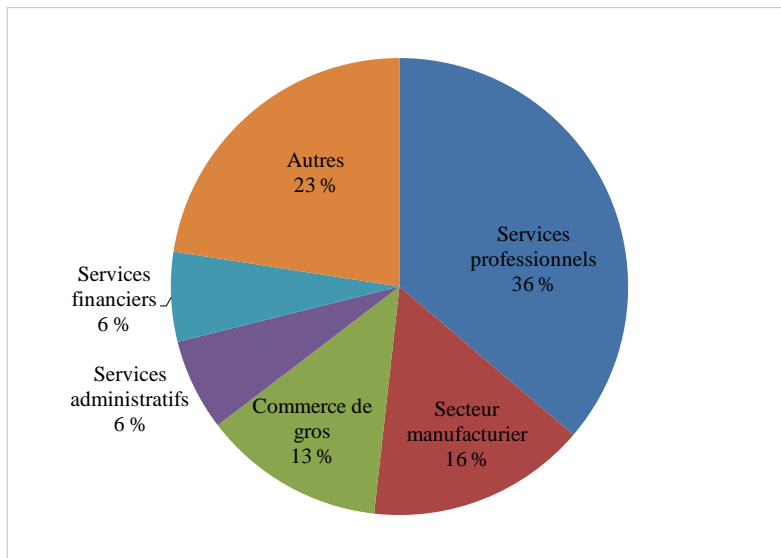
Les retombées indirectes toucheraient un vaste éventail d'industries faisant partie de la chaîne d'approvisionnement d'Énergie Est. Ces retombées sur la chaîne d'approvisionnement concerneraient les maillons qui approvisionnent directement Énergie Est ainsi que les retombées de deuxième et troisième ordre, qui toucheraient les fournisseurs situés plus loin dans la chaîne. Certes, l'Ontario et le

Québec seraient les principaux bénéficiaires des retombées indirectes, mais les autres provinces récolteraient quand même 38 % des retombées en matière d'emploi (et 41 % des retombées en matière de PIB). La suite de cette section contient une description plus détaillée de la répartition des retombées indirectes de la construction d'Énergie Est entre les différentes régions et industries du pays.

2.3.1 Les retombées indirectes par secteur

Au-delà du nombre d'emplois indirects liés à la construction d'Énergie Est, il importe aussi de se pencher sur la nature de ces emplois. Ceux-ci se concentreraient dans cinq grands secteurs, qui récolteraient ensemble 77 % des retombées indirectes. Ces secteurs seraient, dans l'ordre décroissant : les services professionnels, le secteur manufacturier, le commerce de gros, les services administratifs ainsi que les services financiers (voir le graphique 3). Il est intéressant de souligner que, dans la plupart de ces secteurs, les salaires sont supérieurs à la moyenne (voir le graphique 4). Les retombées directes et indirectes d'Énergie Est contribueraient donc à maintenir un nombre considérable d'emplois bien rémunérés.

Graphique 3
Principaux secteurs qui bénéficient des retombées indirectes
(part des retombées indirectes sur l'emploi)

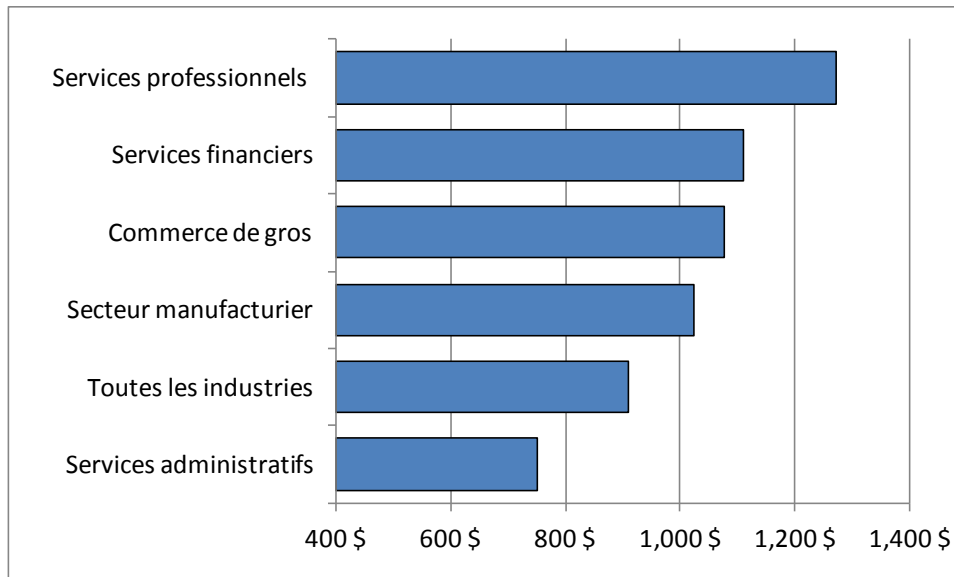


Source : Le Conference Board du Canada.

Graphique 4

La majorité des emplois indirects se trouvent dans des secteurs qui versent des salaires supérieurs à la moyenne

(rémunération hebdomadaire moyenne nationale en 2013, y compris les heures supplémentaires, en \$)



Source : Statistique Canada, CANSIM, tableau 281-0027.

2.3.1.1 Les services professionnels

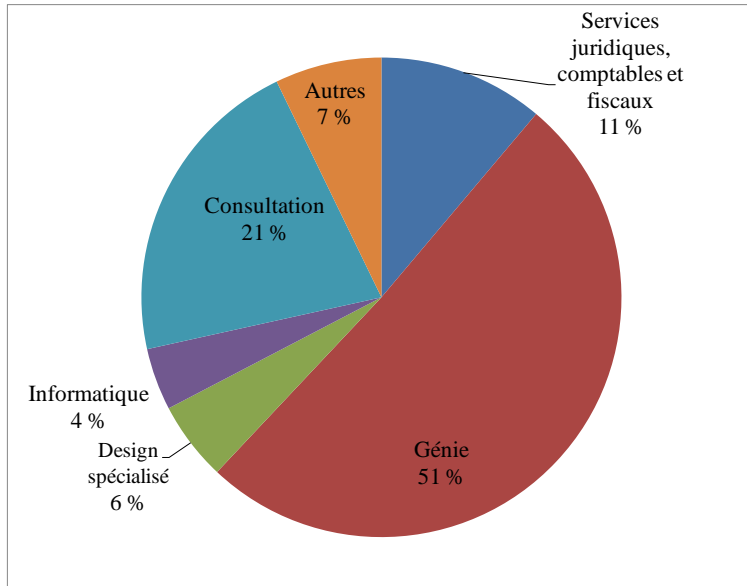
Les services professionnels englobent une vaste palette d'activités dans lesquelles le capital humain est le principal intrant. Les entreprises de ce secteur vendent essentiellement les connaissances et les compétences de leurs employés. Avec 15 528 années-personnes de travail, soit 898 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis, c'est ce secteur qui récolterait la plus grande part des retombées indirectes d'Énergie Est.

À l'intérieur de ce secteur, c'est l'industrie de l'architecture et du génie qui profiterait des plus fortes retombées, avec 7 897 années-personnes de travail, soit 457 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis (voir le graphique 5). L'activité la plus importante de cette industrie est le génie, mais les levés géophysiques et la cartographie récolteraient probablement une bonne part des retombées sur les chaînes d'approvisionnement. Les retombées d'Énergie Est dans cette industrie seraient si importantes qu'elles représenteraient à elles seules 18,4 % du total des retombées indirectes liées à la phase de développement.

Graphique 5

Le génie récolte la plus grande part des retombées indirectes dans le secteur des services professionnels

(part des retombées indirectes sur l'emploi dans les services professionnels)



Source : Le Conference Board du Canada.

Dans le secteur des services professionnels, les autres industries qui profiteraient des retombées en matière d'emploi seraient les services de consultation (3 304 années-personnes de travail), les services comptables et juridiques (1 731 années-personnes de travail), les services de design spécialisé (828 années-personnes de travail), la recherche scientifique (503 années-personnes de travail) ainsi que diverses autres industries – allant des services informatiques à la publicité et aux relations publiques.

Sur le plan régional, c'est en Ontario que le secteur des services professionnels récolterait les plus fortes retombées. Plus précisément, l'Ontario obtiendrait 33,9 % des retombées en matière d'emploi dans ce secteur, soit l'équivalent de 304 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis dans Énergie Est. Les services de génie s'accapameraient la plus grande part de ces bénéfices avec 47,3 % des emplois générés dans le secteur des services professionnels, l'équivalent de 144 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis. En outre, l'Ontario verrait aussi la création de 64 années-personnes de travail dans les services de consultation par tranche de 1 G\$ investis et 35 autres dans les services juridiques et comptables. En tout, la phase de développement du projet d'Énergie Est devrait générer 5 270 années-personnes de travail dans le secteur ontarien des services professionnels.

Le Québec recevrait la deuxième plus grande part des retombées indirectes pour ce secteur, avec 4 066 années-personnes de travail, ou 235 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis. La plus grande part de ces gains se trouverait dans le sous-segment des services de génie avec 49 % des gains indirects du secteur des services professionnels. Ceci représente 1 992 années-personnes de travail ou 115 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis. Les services de consultations compteraient quant à

eux pour 22 % des bénéfices attendus en services professionnels, soit 52 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis. Les services de design spécialisé et de recherche scientifique du Québec récoltent une part relative des bénéfices largement plus importante que les bénéfices totaux dans la province. En effet, alors que le Québec récolte 26 % des effets indirects totaux en services professionnels, ses secteurs des services de design spécialisé et de recherche scientifique obtiennent respectivement 31 et 37 % des gains indirects.

Le Nouveau-Brunswick recevrait 16,5 % des retombées indirectes récoltées par le secteur en matière d'emploi. Les principaux bénéficiaires seraient les services de génie (92 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis) et les services de consultation (23 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis). En outre, la province récupérerait une part considérable des retombées touchant les services juridiques (20,6 %) et les services comptables et fiscaux (17,7 %).

En ce qui concerne les services professionnels, les autres créations d'emplois se feraient essentiellement en Alberta. Sans surprise, les gains en matière d'emplois dans cette province aussi se concentreraient dans les services de génie (1 021 années-personnes) et de consultation (328 années-personnes). La Colombie-Britannique serait la seule autre province à bénéficier de retombées notables, avec un total de 584 années-personnes de travail. En résumé, à elles cinq, les provinces susmentionnées récolteraient 91,3 % des retombées du secteur des services professionnels.

2.3.1.2 Le secteur manufacturier

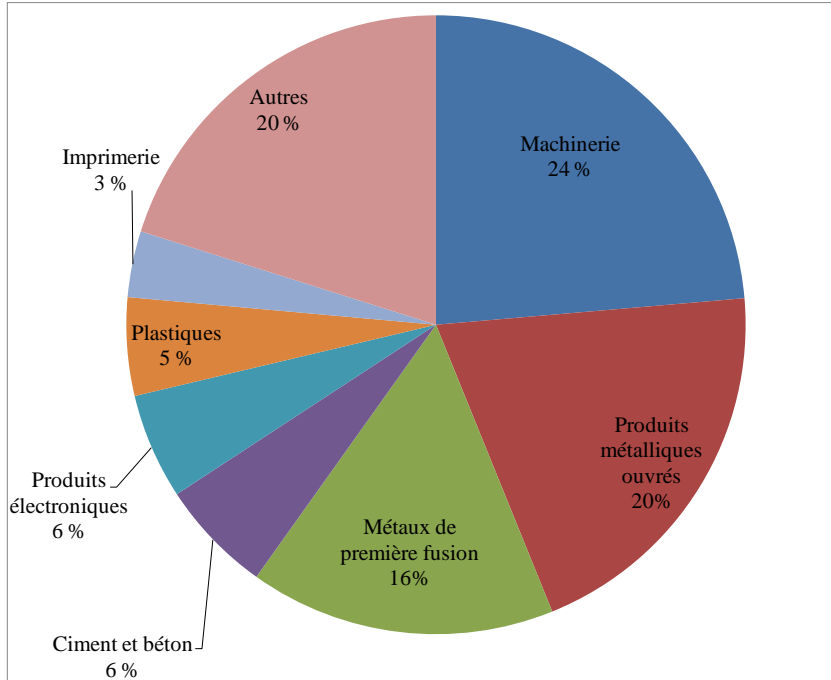
Le secteur manufacturier bénéficierait lui aussi fortement des retombées indirectes du développement d'Énergie Est. D'après nos estimations, il recevrait 15,5 % des retombées indirectes en matière d'emploi, ce qui correspond à 6 659 années-personnes de travail (385 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis). Ces retombées se concentreraient essentiellement dans trois grandes industries : la machinerie et équipements, les produits métalliques ouvrés et les métaux de première fusion (voir le graphique 6).

La plus grande part (23,6 %) des emplois manufacturiers se trouverait dans l'industrie de la fabrication des machines, ceci représente 1 574 années-personnes de travail qui se trouverait supportées par la construction de l'oléoduc d'Énergie Est. Cette industrie produit notamment les machines et équipements utilisés par les secteurs de la construction et minier, les machines-outils pour le travail du métal et la fabrication de moteurs (sauf pour les automobiles et les avions), de turbines et de matériel de transmission de puissance. L'industrie des produits métalliques ouvrés qui, entre autres activités, fabrique des produits comme les chaudières et les réservoirs, profiterait elle aussi d'importantes retombées, avec un total de 1 348 années-personnes de travail. L'industrie des métaux de première fusion gagnerait 1 064 années-personnes de travail – essentiellement dans la sidérurgie. Ensemble, ces trois industries recevraient 60 % de la totalité des retombées qui échoiraient au secteur manufacturier en matière d'emploi. Le pourcentage restant se partagerait entre un vaste éventail d'industries, parmi lesquelles les fabricants de ciment et de béton, de plastiques, de produits électroniques et de produits chimiques.

Graphique 6

Dans le secteur manufacturier, les retombées concernent principalement les fabricants de machinerie

(part des retombées indirectes sur l'emploi dans le secteur manufacturier)



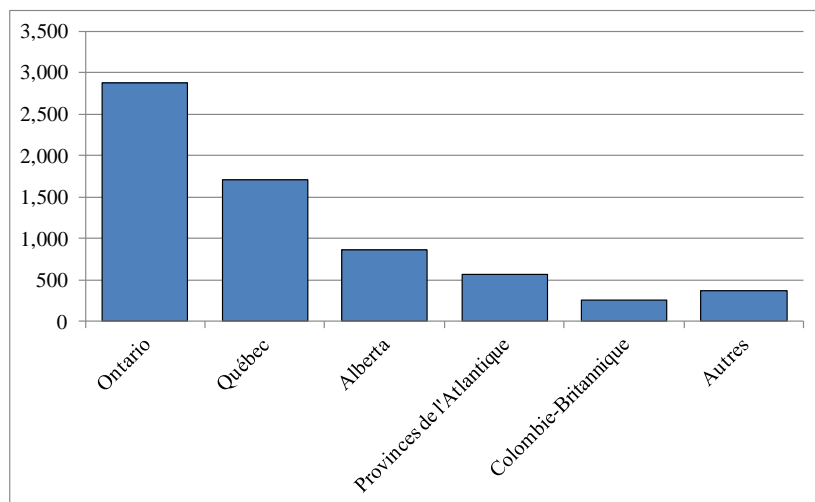
Source : Le Conference Board du Canada.

Sur le plan régional, les retombées en matière d'emploi se concentraient en Ontario et au Québec. L'Ontario, en particulier, recevrait une part disproportionnée. En effet, alors que seulement 29,8 % des dépenses liées au projet se feraient dans cette province, celle-ci récolterait 43,2 % des retombées en matière d'emploi dans le secteur manufacturier, avec 2 876 années-personnes de travail, soit 166 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis (voir le graphique 7). Les sous-secteurs les plus avantagés seraient les équipements (37 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis), métaux de première fusion (36 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis) et les produits métalliques ouvrés (32 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis).

Après l'Ontario, les provinces les plus avantagées seraient le Québec (26 %) et l'Alberta (13 %). Au Québec, les produits métalliques ouvrés et les métaux de première fusion seraient les principaux bénéficiaires, mais les fabricants de ciment et de béton ainsi que les fabricants de plastiques recevraient une part disproportionnée des retombées par rapport à la part prise par la province dans le secteur. Au total, le Québec récolterait 1 715 années-personnes de travail dans le secteur manufacturier pendant toute la durée du projet. En Alberta, Énergie Est créerait indirectement 869 années-personnes de travail dans le secteur, dont environ la moitié dans l'industrie de la fabrication de machines.

Graphique 7

Les retombées indirectes dans le secteur manufacturier se concentreront dans le centre du Canada
(emplois indirects résultant de la phase de développement, en années-personnes de travail)



Source : Le Conference Board du Canada.

2.3.1.3 Le commerce de gros

La vente en gros est une étape intermédiaire dans la distribution des biens. Les entreprises de ce secteur vendent des biens en grandes quantités à d'autres entreprises, sans les transformer, et fournissent généralement des services connexes. Au total, la phase de développement d'Énergie Est soutiendrait 5 506 années-personnes de travail dans le secteur, soit 318 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis.

La plupart des emplois se concentreraient dans deux industries : les fournisseurs de matériaux de construction et les fournisseurs de matériel et outillage, qui récolteraient ensemble 74 % des retombées indirectes dont bénéficierait le secteur. En effet, comme les grossistes ont un rôle d'intermédiaire, ils fournissent l'équipement et les matériaux nécessaires à la réalisation du projet. La seule autre activité qu'il convient de mentionner est celle des grossistes en produits électroniques, qui récolteraient 7,2 % des retombées indirectes du secteur en matière d'emploi.

Comme pour la plupart des industries, la majeure partie des emplois indirects seraient situés dans les provinces du Centre du Canada : 2 189 années-personnes de travail (40 %) en Ontario et 1 400 années-personnes (25 %) au Québec. Sur les 1 917 années-personnes créées hors de ces deux provinces, la plupart le seraient au Nouveau-Brunswick (566 années-personnes) et en Alberta (517 années-personnes).

2.3.1.4 Les services financiers

Le secteur des services financiers englobe un vaste éventail d'activités comme les services bancaires, les services d'assurance et les services d'investissements ainsi que la location et la location à bail de matériel, d'outillage et de biens immobiliers. Au total, les retombées indirectes pour ce secteur seraient

de 2 722 années-personnes de travail, ce qui correspondrait à 157 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis et à 6,4 % du total des retombées indirectes en matière d'emploi.

Les retombées se concentreraient dans trois grandes industries. Ainsi, 854 années-personnes de travail seraient maintenues dans les activités de location et de location à bail, soit 31 % des retombées indirectes totales pour le secteur des services financiers. Quelque 539 années-personnes de travail (20 %) seraient soutenues dans les services bancaires et les services d'investissement, ainsi que 505 années-personnes (19 %) dans les services d'assurance et les activités connexes. Ensemble, ces trois grandes industries récolteraient environ les deux tiers des retombées totales du secteur, l'autre tiers revenant essentiellement aux sociétés de portefeuille.

Sur le plan régional, c'est l'Ontario qui recevrait la plus grande part des retombées (40 %), ce qui est logique étant donné que les services financiers du Canada sont fortement concentrés à Toronto et ses alentours. La province obtiendrait 1 090 années-personnes de travail, soit 63 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis. Ensemble, les services bancaires et d'investissement, les activités de location et de location à bail et les sociétés de portefeuille obtiendraient 65 % du total des retombées récoltées par la province dans le secteur.

Le Québec serait le deuxième principal bénéficiaire du secteur, avec 635 années-personnes de travail (23 % du total sectoriel). Les retombées se feraient sentir un peu partout, mais seraient particulièrement importantes dans les services de location et de location à bail, ce qui se comprend aisément étant donné que ce type de services a généralement une portée locale et qu'une portion importante du nouvel oléoduc se trouvera en territoire Québécois.

L'Ontario et le Québec récolteraient les deux tiers des retombées indirectes sur l'emploi dans le secteur, mais plusieurs autres provinces obtiendraient une part considérable dans des domaines clés. Ainsi, alors qu'il recevrait 15 % des retombées totales qui échoieraient aux services financiers, le Nouveau-Brunswick obtiendrait 20,4 % des retombées pour ses services d'assurance et activités connexes. L'Alberta récolterait un total de 278 années-personnes de travail (10,2 %), mais il recevrait 14 % des retombées qui reviendraient à la location à bail de machines et véhicules (autres qu'automobiles) et autres articles divers.

2.3.1.5 Les services administratifs et de soutien

La phase de développement d'Énergie Est aurait aussi d'importantes retombées indirectes pour le secteur des services administratifs et de soutien. Dans l'ensemble, le projet supporterait 2 614 années-personnes de travail dans ce secteur, soit 151 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis. La plus grande part de ces retombées (31 %) bénéficierait aux services liés à l'emploi, tel que les agences de placement ou la location de personnel suppléant. L'industrie des services liés aux bâtiments, tel que les services de nettoyage, de conciergerie ou d'aménagement paysager, récolteraient quant à eux 21 % des gains attendus dans le secteur des services administratifs et de soutien.

Les gains régionaux seraient en grande partie enregistrés en Ontario. De tous les gains en services administratifs et de soutien générés, environ 42 % seront en Ontario, soit 1 101 années-personnes de

travail. De ce nombre, 421 se compteront dans l'industrie des services liés à l'emploi. Ce seront donc plus de la moitié de tous les gains attendus en années-personnes de travail en service à l'emploi qui se trouveront en Ontario.

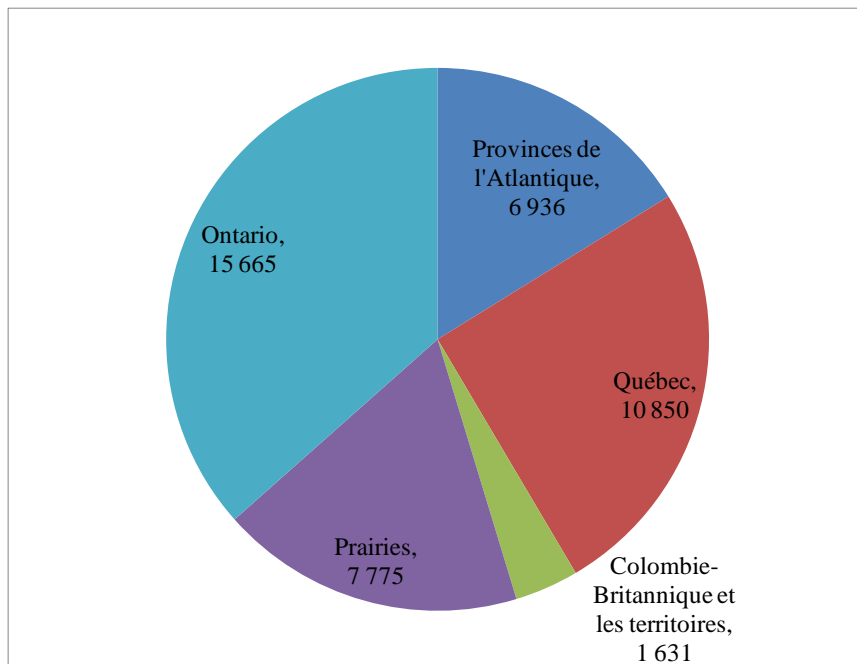
Le Québec s'accapare 22 % des retombées en emploi dans le secteur des services administratifs et de soutien. Les gains seront particulièrement intéressants dans les services à l'emploi et dans les services aux bâtiments. Les gains du secteur attendus hors Québec et Ontario sont estimés à 941 années-personnes de travail, dont près de 70 % se trouvant au Nouveau-Brunswick ou en Alberta. Les gains prévus au Nouveau-Brunswick se trouveront distribués entre les industries du secteur, mais les principaux bénéficiaires seront les services de soutien à l'entreprise et de soutien administratif. La province prendrait jusqu'à 25 % des retombées dans ces deux segments, bien que le Nouveau-Brunswick n'obtienne que 15 % des retombées indirectes dans le secteur entier.

2.3.2 Les retombées indirectes par région

Étant donné que près de 62 % du total des dépenses liées à Énergie Est auront lieu dans le Centre du Canada, il n'est guère surprenant que cette région soit la principale bénéficiaire des retombées indirectes sur l'emploi. Cependant, comme l'oléoduc traverse six provinces, un nombre substantiel d'années-personnes de travail seront liées au projet dans chaque région du pays. Ainsi, d'après nos estimations, 38 % des retombées indirectes sur l'emploi, soit 16 342 années-personnes de travail, profiteraient à des provinces autres que celles du Centre du Canada (voir le graphique 8).

Graphique 8

Retombées indirectes sur l'emploi générées par Énergie Est, par région
(emplois indirects liés à la construction, en années-personnes de travail)



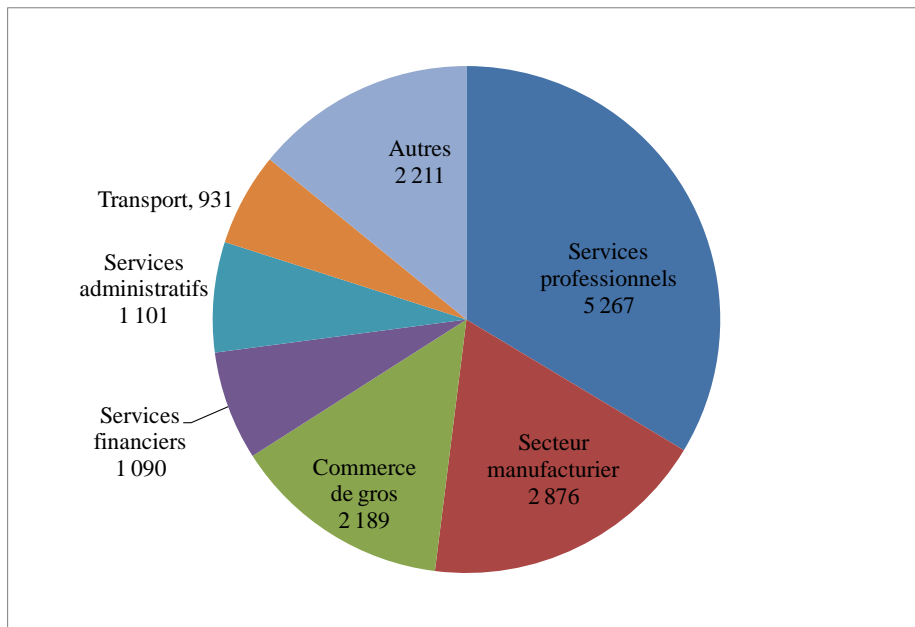
Source : Le Conference Board du Canada.

2.3.2.1 L'Ontario

Avec 15 665 années-personnes de travail, l'Ontario recevrait la plus grande part des retombées indirectes (37 %) liées à la phase de développement d'Énergie Est. Ces retombées toucheraient un grand nombre d'industries, mais en concerneraient principalement trois : les services professionnels (34 % des retombées indirectes provinciales), le secteur manufacturier (18 %) et le commerce de gros (14 %).

Il est intéressant de noter que plusieurs industries de la province se distingueraient en recevant une part importante du total des retombées provinciales et une immense part des retombées sectorielles. Par exemple, l'Ontario récolterait 43 % des emplois manufacturiers liés à Énergie Est (soit 2 876 années-personnes de travail) et 40 % (soit 1 090 années-personne de travail) des retombées dans le secteur des services financiers (voir le graphique 9). Les autres industries qui enregistraient des retombées notables sont le commerce de gros (2 189 années-personnes de travail) et les services administratifs (1 101 années-personnes de travail).

Graphique 9
Retombées indirectes sur l'emploi en Ontario, industrie-clé
 (en années-personnes de travail)



Source : Le Conference Board du Canada.

2.3.2.2 Le Québec

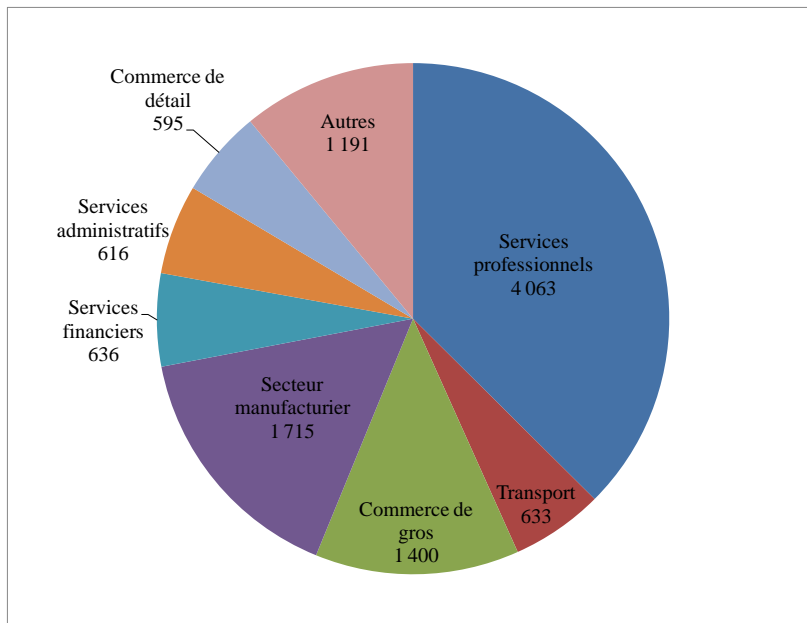
Le Québec hériterait de 48 % des retombées restantes après déduction de la part de l'Ontario, ce qui équivaut à un total de 11 449 années-personnes de travail. La province ne recevrait que 31 % du total des retombées indirectes sur l'emploi, dont les deux tiers se concentreraient dans les secteurs des services professionnels, du manufacturier et du commerce de gros (voir le graphique 10). Les retombées dans le secteur des services professionnels au Québec compteraient pour 37 % des retombées du Québec et 26 % des retombées nationales totales dans le secteur. La province prendra également une part relative importante des retombées en services de recherche scientifique (37 % des retombées

nationales totales pour l'industrie) et en services spécialisés de design scientifiques (31 % des retombées nationales totales pour l'industrie)

Le secteur manufacturier gagnerait 1 715 années-personnes de travail dont plus de 50 % (902 années-personnes) se trouverait dans les sous-secteurs des métaux de première fusion et dans l'industrie de la fabrication des machines. Le Québec bénéficierait aussi de plus faibles, mais notables retombées dans la fabrication de plastiques et des produits en ciment et béton. Le commerce de gros récolterait 13 % des retombées indirectes estimées pour le Québec, soit 1 400 années-personnes de travail pour toute la durée du projet. Un peu plus de 70 % de ces retombées se concentreraient dans la vente en gros de matériaux de construction ou de matériel et outillage.

Graphique 10

Retombées indirectes sur l'emploi au Québec, par industrie-clé
(en années-personnes de travail)



Source : Le Conference Board du Canada.

2.3.2.3 Le Nouveau-Brunswick

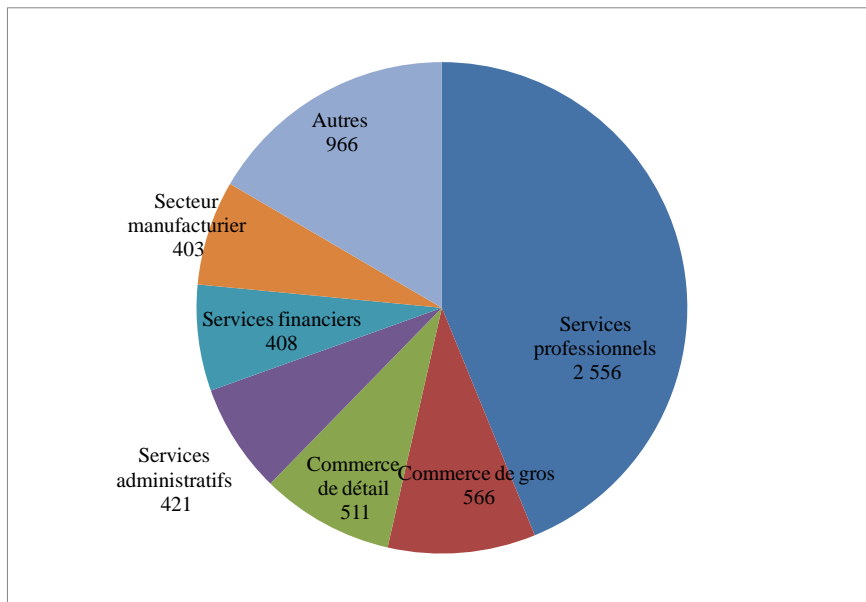
Outre le Québec et l'Ontario, le Nouveau-Brunswick est la province qui enregistrerait les gains en emplois indirects (emplois trouvés tout au long des chaînes d'approvisionnement) les plus importants pendant la phase de développement d'Énergie Est. On estime ces gains à 5 831 années-personnes de travail au Nouveau-Brunswick, soit 13,6 % des retombées indirectes nationales totales. Avec 44 % des gains de la province, les services professionnels seraient l'industrie s'accaparant la plus grande part de ces retombées au Nouveau-Brunswick (voir le graphique 11). Les gains de la province dans cette industrie représenteraient 16,5 % de l'ensemble des gains de l'industrie au niveau national, soit une part relative plus importante que les retombées totales dans la province.

Le secteur du commerce de gros récolterait sa part des emplois indirects également au Nouveau-Brunswick. Les quelque 566 années-personnes de travail supportées dans le secteur du commerce de gros au Nouveau-Brunswick comptent pour environ 10 % des gains du secteur dans l'ensemble du Canada, un peu moins que la part relative de l'ensemble des retombées enregistrées au Nouveau-Brunswick par rapport aux gains totaux à l'échelle nationale. À l'inverse, avec 511 années-personnes de travail, le secteur du commerce de détail enregistre une part relative de gains dans le secteur par rapport aux gains nationaux plus importante que l'ensemble des gains de la province, soit 23 %. La balance des retombées se trouvera répartie dans plusieurs industries, dont notamment les services administratifs, le manufacturier et les services financiers.

Graphique 11

Retombées indirectes sur l'emploi au Nouveau-Brunswick, par industrie-clé

(en années-personnes de travail)



Source : Le Conference Board du Canada.

2.3.2.4 L'Alberta

Outre l'Ontario, le Québec et le Nouveau-Brunswick, l'Alberta serait également l'un des plus grands bénéficiaires de la phase de développement d'Énergie Est, avec 4 720 années-personnes de travail, soit 11 % du total des retombées indirectes. Environ les deux tiers (65,3 %) de ces retombées concerneraient les services professionnels, le secteur manufacturier et celui du commerce de gros (voir le graphique 12).

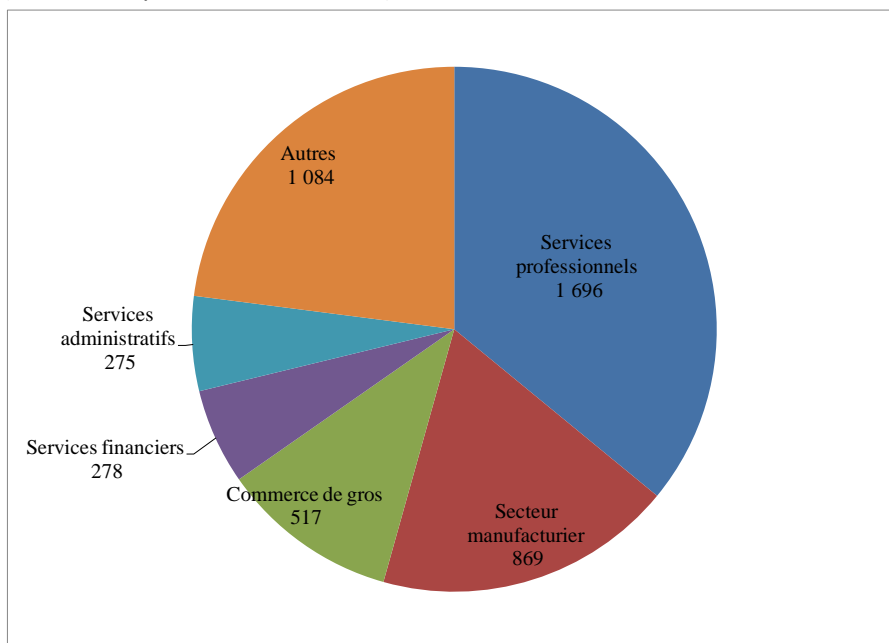
Dans le secteur des services professionnels, l'Alberta récolterait 10,9 % des retombées nationales, l'équivalent de 1 696 années-personnes de travail ou de 98 années-personnes de travail par tranche de 1 G\$ investis. Quelque 869 années-personnes de travail de plus concerneraient le secteur manufacturier, soit 13 % de l'ensemble des retombées du secteur dans l'ensemble du pays. En outre, un examen plus approfondi des retombées manufacturières montre que l'Alberta se distinguerait

particulièrement dans l'industrie de la fabrication de machines alors qu'elle récolterait 27 % des retombées prévues. La part des retombées dans le secteur manufacturier serait considérable par rapport aux dépenses faites dans la province, probablement grâce à la présence d'une base manufacturière bien établie, déjà axée vers le développement et la distribution d'énergie.

Le commerce de gros récolterait pour sa part 517 années-personnes de travail. Environ la moitié de ces gains se trouverait dans la distribution de machinerie et équipement, une situation notamment liée à la présence des manufacturiers spécialisés mentionnée précédemment.

Graphique 12

Retombées indirectes sur l'emploi en Alberta, par industrie-clé
(en années-personnes de travail)



Source : Le Conference Board du Canada.

2.3.2.5 Les autres provinces

Hors des régions susmentionnées, les retombées seraient relativement faibles. Ensemble, la Colombie-Britannique, la Saskatchewan, le Manitoba et les autres provinces du Canada atlantique recevraient seulement 13,5 % des retombées nationales en matière d'emploi indirect. Les retombées sur la chaîne d'approvisionnement pour ces provinces seraient relativement faibles pour deux raisons. Premièrement, comme l'oléoduc ne traversera pas la Colombie-Britannique ni les autres provinces du Canada atlantique, les retombées indirectes que peuvent espérer ces provinces sont relativement faibles. Deuxièmement, peu des nouvelles composantes nécessaires à la construction des oléoducs sont prévues être fabriquées en Saskatchewan ou au Manitoba.

Néanmoins, certains secteurs arrivent à se démarquer dans ces provinces. Par exemple, le secteur des transports récolterait 504 années-personnes de travail, soit 20 % des retombées nationales totales. Près de la moitié (48,5 %) de ces gains se trouverait dans le transport par camion. Le transport aérien et

ferroviaire récolterait 72 années-personnes de travail, soit 32 % des retombées nationales dans le secteur. Les plus fortes retombées indirectes sur l'emploi concerneraient les services d'architecture et de génie, qui récolteraient 801 années-personnes de travail. Cependant, cela ne représenterait que 10,1 % des retombées nationales pour cette industrie, ce qui est proportionnellement inférieur par rapport à la part des retombées indirectes générales dont bénéficierait la région.

2.4 Les retombées induites

Outre les retombées décrites précédemment, le développement d'Énergie Est aura d'autres effets. Par exemple, les années-personnes de travail soutenues directement et indirectement produiront des salaires, qui seront dépensés, et de ce fait feront vivre d'autres emplois à travers le pays. Dans les ouvrages économiques, cet effet de revenu est communément appelé « retombées induites ».

Les retombées induites apporteraient une stimulation supplémentaire au PIB, à l'emploi, aux revenus et aux recettes fiscales et se feraient sentir dans une vaste gamme d'industries, qui ne se limiteraient pas à celles concernées par les retombées indirectes décrites précédemment. De plus, comme les emplois directs et indirects tendraient à être créés dans des industries aux salaires très rémunérateurs, les retombées induites seraient substantielles.

Au total, le développement d'Énergie Est soutiendrait 42 643 années-personnes de travail en emplois induits, soit 2 465 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis. Ces répercussions sur l'emploi se feraient sentir partout, et 10 grands secteurs bénéficieraient d'au moins 1 900 années-personnes de travail. En additionnant les retombées induites et les retombées directes et indirectes, on obtiendrait un total de 168 711 années-personnes de travail.

Les retombées induites sur le PIB seraient elles aussi considérables. Ainsi, pour chaque dollar de PIB direct généré par Énergie Est, on compterait 0,69 \$ supplémentaire de PIB induit grâce aux retombées sur les revenus et 0,67 \$ de PIB indirect grâce aux retombées sur la chaîne d'approvisionnement. Par conséquent, au total, les retombées du développement d'Énergie Est sur le PIB s'élèveraient à 16,8 G\$ (7,1 G\$ par effet direct, 4,8 G\$ par effet indirect et 4,9 G\$ par effet induit). Le multiplicateur économique de ce projet serait donc 2,5, ce qui signifie que pour chaque dollar versé au PIB par effet direct grâce à Énergie Est, 2,36 \$ seraient générés au total dans l'économie canadienne. Pour décrire les retombées d'Énergie Est sur le PIB, on peut également dire que chaque dollar dépensé dans le développement d'Énergie Est rapporterait 0,97 \$ de PIB.

2.4.1 Les retombées induites par secteur

La répartition des retombées induites sur l'emploi entre les secteurs reflèterait largement la manière dont les consommateurs canadiens dépensent leur argent (voir le graphique 13). Ainsi, les retombées les plus fortes toucheraient le commerce de détail, avec 10 095 années-personnes de travail, soit 23,7 % des retombées induites totales. Pour plus de précision, les retombées induites dont bénéficierait le commerce de détail assureraient le maintien de 2 700 années-personnes de travail dans les entreprises d'alimentation et de boisson, 1 363 dans les magasins de fournitures de tout genre, 1 128 dans les marchands de véhicules automobiles et de leurs pièces et 1 126 dans les magasins de vêtements et d'accessoires vestimentaire. Les retombées seraient extrêmement variées et toucheraient tous les

domaines – allant de la vente de meubles et d'accessoires d'ameublement de maison aux appareils électroniques et à l'électroménager, en passant par les articles de sport et de loisirs.

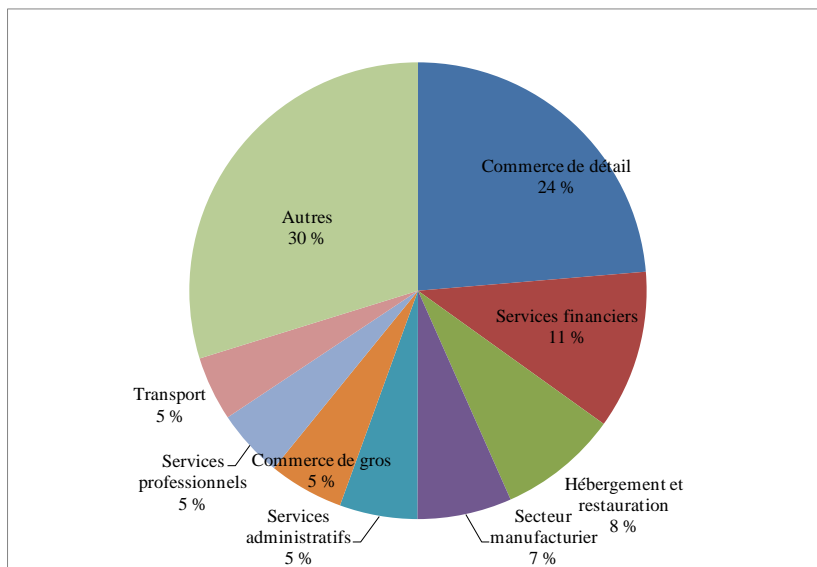
Les services d'hébergement et de restauration sont un autre secteur orienté vers le consommateur qui bénéficierait de retombées assez importantes, avec un total de 3 604 années-personnes de travail, soit 8,5 % de l'ensemble des retombées induites. Un autre secteur qui profiterait d'avantages importants sur l'emploi grâce aux retombées induites serait celui des services financiers (4 792 années-personnes de travail), les services bancaires et d'investissement, d'assurance ou d'immobilier accaparant plus des deux tiers des bénéfices.

Sur les 3 088 années-personnes de travail soutenues dans le secteur des services personnels, la majeure partie irait aux services de soins personnels (1 930 années-personnes) et à la réparation d'automobiles (560 années-personnes). Enfin, le secteur manufacturier profiterait de retombées notables grâce aux effets du revenu, avec le maintien de 2 849 années-personnes de travail, en particulier chez les fabricants de biens de consommation comme les aliments et les meubles.

Graphique 13

Les retombées induites touchent divers secteurs orientés vers le consommateur

(part des retombées induites sur l'emploi, selon le secteur, en %)



Source : Le Conference Board du Canada.

2.4.2 Les retombées induites par région

La répartition par région des retombées induites serait légèrement plus éparpillée que celle des retombées indirectes décrites précédemment. Néanmoins, ici encore, les principaux bénéficiaires seraient l'Ontario et le Québec. Cela n'a vraiment rien d'étonnant étant donné que la plus grande part des emplois directs et indirects (et donc des revenus du travail) découlant d'Énergie Est seraient localisés dans ces deux provinces. Les habitants de ces provinces y dépenseraient la plus grande partie de leurs revenus, ce qui conduirait à cette concentration des retombées induites. Au total, d'après nos

estimations, 14 603 années-personnes de travail seraient maintenues en Ontario et 10 925 années-personnes au Québec, ce qui représente respectivement 34 % et 26 % du total des retombées induites (voir le graphique 14).

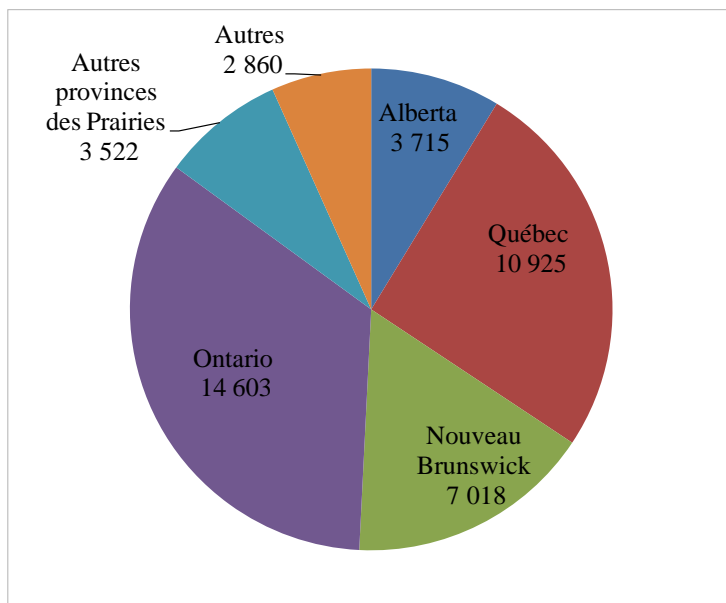
Cependant, une quantité considérable d'emplois induits seraient aussi soutenus en dehors des provinces du Centre. En fait, dans plusieurs provinces, les retombées induites seraient plus importantes (sur le plan de l'emploi) que les retombées indirectes décrites précédemment. Par exemple, le Nouveau-Brunswick recevrait 7 018 années-personnes de travail grâce aux retombées induites d'Énergie Est, contre seulement 5 831 années-personnes grâce aux retombées indirectes. Les retombées induites seraient également supérieures aux retombées indirectes en Colombie-Britannique (1 796 années-personnes contre 1 614), au Manitoba (1 605 années-personnes contre 1 344) et en Saskatchewan (1 917 années-personnes contre 1 711). Au total, sur les 42 643 années-personnes de travail soutenues par les retombées induites du développement d'Énergie Est, 93,3 % concerneraient les provinces traversées par l'oléoduc.

La répartition par industrie des retombées induites serait largement similaire d'une région à l'autre, car les gens tendent à dépenser leurs revenus dans les mêmes types de biens et services, quel que soit leur lieu de résidence. Cependant, comme chaque région du pays est spécialisée dans la production de différents types de biens de consommation, certains écarts notables apparaîtraient entre les provinces. Ainsi, bien que l'Ontario récolterait 34 % du total des retombées induites sur l'emploi (14 603 années-personnes de travail), 42 % des retombées dans les services financiers seraient concentrées dans cette province. Comme on peut s'y attendre, l'Ontario obtiendrait une part importante des retombées dans le secteur manufacturier et les services professionnels.

Graphique 14

La majorité des retombées induites se produiront en Ontario ou au Québec

(emplois induits par région, en années-personnes de travail)



Source : Le Conference Board du Canada.

Le Québec récolterait 10 925 années-personnes de travail, en emplois induits, ce qui représente 26 % des retombées induites nationales. Bien que la majeure partie des retombées bénéficierait ici encore au commerce de détail (2 250 années-personnes de travail), la province enregistrerait un immense gain tant dans le secteur manufacturier que dans celui du commerce de gros, avec respectivement 32 % et 30 % de la totalité des retombées nationales.

Les retombées induites de la construction d'Énergie Est soutiendraient aussi 7 018 années-personnes de travail au Nouveau-Brunswick, soit 16,5 % du total national. Environ 32 % des retombées induites au Nouveau-Brunswick concerneraient le commerce de détail, avec 2 274 années-personnes de travail, soit 22,5 % du total national. En Alberta, la répartition par industrie des retombées induites suivrait plus ou moins celle des retombées nationales. Ainsi, la province récolterait 3 715 années-personnes de travail grâce aux retombées induites d'Énergie Est – soit 8,7 % du total national. Elle recevrait une part représentative dans la plupart des industries, sauf pour les cultures agricoles et l'élevage, où elle récolterait 11,3 des retombées induites nationales et pour l'extraction minière et l'extraction de pétrole et de gaz, où elle recueillerait plus de 80 % des retombées induites nationales (bien que le gain total soit relativement faible).

Les autres provinces et territoires ne recevraient que 15 % des retombées induites – à savoir 6 382 années-personnes de travail. Toutefois, la Saskatchewan, le Manitoba, la Colombie-Britannique et les autres provinces du Canada atlantique réunis se distingueraient dans plusieurs activités clés. Les retombées induites assureraient le maintien de 274 années-personnes de travail dans les industries agricoles, soit 27 % du total national – résultat naturel étant donné que les aliments achetés grâce aux retombées induites doivent être produits quelque part et que ces provinces fourniront une partie de ces aliments. Ces provinces hériteraient de 360 années-personnes de travail dans le transport et l'entreposage (18,5 % des retombées induites pour le secteur à l'échelle nationale) et de 662 années-personnes (18,4 % du total national) dans le secteur des services d'hébergement et de restauration.

2.5 Les retombées fiscales

Les retombées directes, indirectes et induites du développement d'Énergie Est auront également des conséquences fiscales positives à l'échelle provinciale et fédérale. Les trois principaux types de recettes publiques qui bénéficieront d'Énergie Est seront l'impôt sur le revenu des particuliers, l'impôt sur les sociétés et les taxes indirectes (p. ex. les taxes de vente et les taxes sur le carburant). Nous avons analysé les retombées fiscales d'Énergie Est en utilisant les modèles de prévisions nationales et provinciales du Conference Board du Canada.

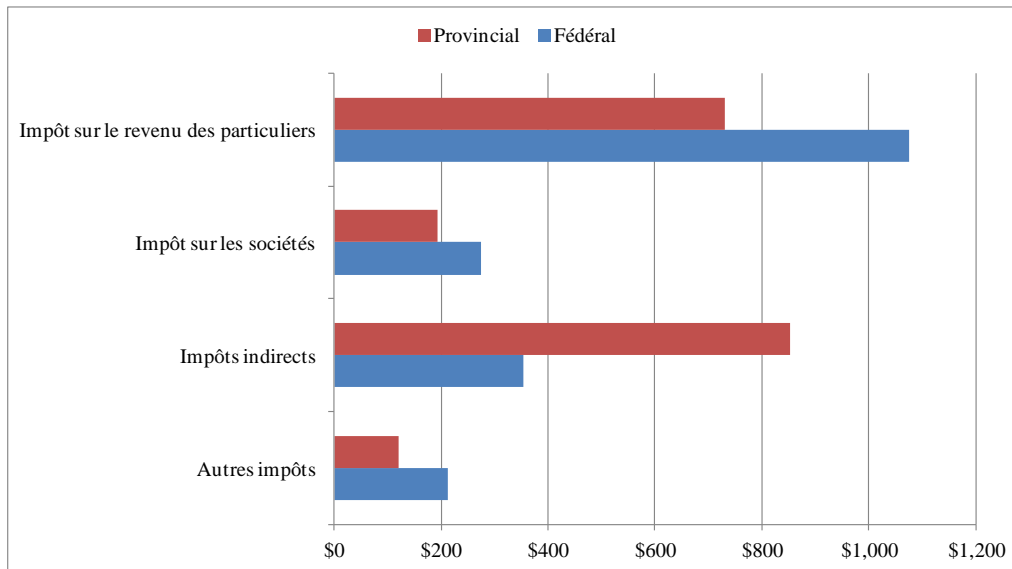
Les 17,3 G\$ de dépenses liées au développement d'Énergie Est et du projet du réseau principal Est devraient générer 3,8 G\$ en recettes publiques fédérales et provinciales entre 2013 et 2021, soit un rendement équivalant à 22 \$ par tranche de 100 \$ investis ou à 23 \$ de PIB par tranche de 100 \$. Avec 11,7 G\$ de salaires, traitements et revenus supplémentaires de travail et 4,2 G\$ d'excédent brut

d'exploitation, la plus grande part des retombées fiscales proviendrait de l'impôt sur les sociétés et de l'impôt sur le revenu des particuliers (voir le graphique 15).

Graphique 15

Les recettes de l'impôt sur les sociétés et sur le revenu des particuliers représentent la majeure partie des retombées fiscales

(recettes fiscales, en M\$ de 2013)



Source : Le Conference Board du Canada.

2.5.1 Les retombées pour le gouvernement fédéral

Le gouvernement fédéral récolterait les plus fortes retombées fiscales, dont le total dépasserait même les recettes de toutes les provinces traversées par l'oléoduc. En tout, la phase de développement d'Énergie Est rapporterait 1,9 G\$ au budget fédéral. Environ 56 % de ces revenus proviendraient de l'impôt sur le revenu des particuliers, alors que l'impôt sur les sociétés (14,3 %) et la taxe sur les produits et services (11,5 %) représenteraient les autres sources majeures.

Environ 213 M\$ proviendraient des autres sources de revenus pour le gouvernement, dont les cotisations d'assurance-emploi. Avec un total de 168 711 années-personnes de travail (en comptant les retombées directes, indirectes et induites) maintenues grâce au développement d'Énergie Est, les cotisations d'assurance-emploi généreraient des revenus supplémentaires. En outre, comme moins de gens seraient au chômage, les dépenses publiques de prestation d'assurance-emploi diminueraient parallèlement, ce qui représenterait un autre avantage, qui n'est toutefois pas quantifié dans le présent rapport.

2.5.2 Les retombées pour les gouvernements provinciaux

Au total, Énergie Est générerait 1,9 G\$ de recettes publiques provinciales. Avec des recettes estimées à 731 M\$, l'impôt sur le revenu des particuliers représenterait 38,5 % des retombées fiscales provinciales, suivi des impôts indirects (incluant les taxes de vente provinciales) avec 852 M\$ et de l'impôt sur les

sociétés avec 193 M\$. Les autres recettes proviendraient essentiellement de l'augmentation des cotisations aux régimes d'assurance sociale.

L'Ontario bénéficierait de la plus grande part des recettes provinciales, devançant de peu le Québec. Ensemble, ces provinces représenteraient 60 % (1,1 G\$) de la hausse des recettes provinciales, soit 32,3 % (612 M\$) et 27,8 % (527 M\$) respectivement. Le Nouveau-Brunswick afficherait lui aussi d'excellents résultats, avec 19,4 % du total des recettes provinciales, soit 368 M\$ entre 2013 et 2021. Les retombées fiscales seraient beaucoup plus modestes en Alberta (137 M\$), en Saskatchewan (114 M\$), au Manitoba (87 M\$) et en Colombie-Britannique (31 M\$). Pour les provinces de l'Atlantique (à l'exception du Nouveau-Brunswick), elles seraient très faibles.

En présumant que les recettes publiques fédérales seront dépensées au lieu d'être économisées ou utilisées pour réduire les déficits, les avantages se répercuteraient sur toutes les provinces grâce aux paiements de transfert et à d'autres dépenses de programme. Comme nombre de ces dépenses dépendent au moins en partie du profil démographique, les retombées de la hausse des recettes fédérales seraient plus fortes dans la plupart des provinces que les retombées fiscales obtenues directement par les provinces. Par exemple, en partant du principe que les recettes fédérales reposeront sur une répartition en fonction du nombre d'habitants, l'Ontario recevrait 37 % (708 M\$) des retombées fiscales fédérales, en plus des 612 M\$ de recettes fiscales provinciales. De toute évidence, l'Ontario et l'Alberta seront les seules parmi les provinces traversées par l'oléoduc où les recettes provenant du gouvernement fédéral (paiements de transfert) seraient plus élevées que celles directement collectées. Dans le cas de l'Ontario, la province reçoit une large part des transferts du fédéral par le fait qu'elle compte pour une grande part de la population du pays. En Alberta, les recettes du gouvernement fédéral surpassent celles du gouvernement provincial principalement en raison des faibles taux d'imposition de la province.

Chapitre 3

Les retombées économiques de la phase d'exploitation d'Énergie Est

La nature du secteur des oléoducs fait en sorte que les retombées liées à la phase d'exploitation du projet ont une ampleur très différente de celles relevées à la phase de construction. Le secteur des oléoducs est hautement capitalistique; le stock de capital par employé y est 50 fois plus élevé par rapport à la moyenne de tous les secteurs d'activité au Canada⁹. Aussi un projet d'oléoduc exige-t-il d'importants coûts initiaux durant la phase de développement. Par ailleurs, la phase d'exploitation subséquente a des retombées beaucoup plus faibles sur l'emploi, pour n'importe quelle année donnée. Ainsi, selon l'Enquête sur la population active de Statistique Canada, le secteur entier des oléoducs n'employait que 5 700 personnes au pays en 2013.

Bien que les retombées directes du secteur des oléoducs sur l'emploi soient généralement infimes, celles observées sur le PIB restent considérables. Plusieurs facteurs ont une incidence sur le PIB d'une industrie, notamment les traitements et salaires versés, le montant enregistré de la dépréciation des actifs. Sur ces trois plans, le secteur des oléoducs se situe au-dessus de la moyenne. Il en résulte un ratio très élevé du PIB par employé, de 434 000 \$, soit près de cinq fois la moyenne de tous les secteurs d'activité¹⁰.

De plus, comme la durée de vie des oléoducs est en principe prolongée, les retombées cumulatives peuvent être importantes. Ce chapitre analyse les retombées économiques et fiscales de l'exploitation de l'oléoduc Énergie Est sur une période de 20 ans. La durée de vie du projet s'annonce beaucoup plus longue que 20 ans, mais il s'agit de la période initiale au cours de laquelle Énergie Est peut compter sur des contrats fermes.

3.1 En bref

Alors que le précédent chapitre évaluait les retombées économiques de la construction du projet, le présent chapitre tente de quantifier les retombées qu'engendrerait l'exploitation d'Énergie Est. Énergie Est estime à au moins 2,29 G\$ (en dollars de 2013) les recettes annuelles que générera le projet lorsque l'oléoduc sera opérationnel, ce qui se traduira par des retombées mesurables pour l'économie canadienne. L'exploitation du projet Énergie Est soutiendrait, plus précisément, au moins 91 984 années-personnes de travail et contribuerait à hauteur de 38,7 G\$ au PIB pendant les 20 premières années de cette phase (voir le tableau 4). Les retombées fiscales liées à l'exploitation de l'oléoduc seraient aussi substantielles, puisqu'elles s'élèveraient à au moins 6,5 G\$ au cours de cette période.

Ces données correspondent à la capacité réservée, vendue en vertu de contrats à long terme. Il s'agirait des retombées du scénario minimum envisagé pour la phase d'exploitation du projet. Cependant,

⁹ D'après des données tirées du tableau CANSIM 031-0002 et de l'Enquête sur la population active de Statistique Canada.

¹⁰ D'après des données tirées du tableau CANSIM 379-0031 et de l'Enquête sur la population active de Statistique Canada.

Énergie Est s'attend également à une capacité non réservée de 90 000 barils par jour (b/j), qui serait disponible pour des opérations au comptant, de même qu'à une capacité non souscrite, mais réservée de 90 000 b/j au cours de la période visée par cette analyse. Dans l'hypothèse d'une pleine utilisation de cette capacité additionnelle pendant les 20 premières années, les retombées économiques et fiscales passeraient à un total de 122 706 années-personnes de travail, à un apport de 51,6 G\$ au PIB et à des recettes publiques de 8,6 G\$. Ces estimations représentent la limite supérieure des retombées éventuelles de l'exploitation de l'oléoduc, et nous utilisons donc dans ce chapitre un éventail raisonnable à partir duquel nous pouvons mesurer les retombées découlant de cette phase du projet. Les prochaines sections de ce chapitre portent sur la répartition des retombées par secteur et par région.

Tableau 4
Résumé des retombées régionales de l'exploitation de l'oléoduc Énergie Est
 (retombées cumulatives, 2021 à 2040)

	Autres provinces de l'Atlantique		Nouveau-Brunswick	Québec	Ontario	Manitoba	Saskatchewan	Alberta	Colombie-Britannique	Territoires	Canada
SCÉNARIO MINIMUM (VOLUMES RÉSERVÉS)											
Retombées sur l'emploi (années-personnes, ETP)	916	6,410	9,757	42,849	5,482	5,692	18,058	2,778	41	91,984	
Directes	0	2,630	668	2,272	980	1,292	9,978	0	0	17,820	
Indirectes	523	2,580	5,815	28,185	3,145	3,292	3,916	1,456	22	48,934	
Induites	393	1,200	3,274	12,391	1,357	1,109	4,164	1,322	19	25,230	
Retombées sur le PIB (en M\$ de 2013)	127	3,322	5,315	18,520	2,354	3,283	5,463	289	9	38,683	
Directes	0	2,864	4,038	13,308	1,827	2,518	3,969	0	0	28,524	
Indirectes	88	331	960	3,818	384	631	904	169	6	7,292	
Induites	39	127	317	1,394	143	134	590	120	3	2,867	
Retombées fiscales (en M\$ de 2013)	149	371	1,151	2,935	309	354	777	412	17	6,475	
Recettes provinciales directes	12	280	439	1,657	184	237	379	25	0	3,213	
Part des recettes fédérales par habitant	137	91	712	1,279	125	117	398	387	16	3,262	
SCÉNARIO MAXIMUM (Y COMPRIS LES VOLUMES NON RÉSERVÉS ET CEUX RÉSERVÉS MAIS NON SOUSCRITS)											
Retombées sur l'emploi (années-personnes)	1,222	8,551	13,016	57,160	7,313	7,594	24,090	3,706	55	122,706	
Directes	0	3,509	892	3,031	1,307	1,723	13,311	0	0	23,772	
Indirectes	697	3,442	7,757	37,599	4,195	4,391	5,224	1,942	30	65,278	
Induites	525	1,601	4,368	16,530	1,811	1,479	5,555	1,763	25	33,657	
Retombées sur le PIB (en M\$ de 2013)	170	4,432	7,091	24,705	3,140	4,379	7,288	386	13	51,603	
Directes	0	3,821	5,387	17,753	2,437	3,359	5,294	0	0	38,051	
Indirectes	118	442	1,281	5,093	512	841	1,206	225	8	9,727	
Induites	52	169	423	1,859	190	179	787	161	4	3,825	
Retombées fiscales (en M\$ de 2013)	199	495	1,535	3,916	412	472	1,036	550	23	8,637	
Recettes provinciales directes	16	374	586	2,210	245	316	506	34	1	4,286	
Part des recettes fédérales par habitant	183	122	949	1,706	167	156	530	517	22	4,351	

Source : Le Conference Board du Canada.

3.2 Les retombées directes

L'évaluation des retombées de l'exploitation d'Énergie Est sur l'emploi et le PIB repose sur celle des recettes que le projet est censé générer, en plus des dépenses d'exploitation liées au projet. Énergie Est a conclu des contrats visant l'acheminement de 905 000 b/j de pétrole, moyennant un prix convenu, auprès de plusieurs expéditeurs, une fois l'oléoduc opérationnel. Cette quantité équivaut à environ 83 % de la capacité prévue du projet. Énergie Est tente actuellement de vendre 90 000 b/j de plus, qui feraient l'objet d'une capacité réservée, mais aucun engagement n'a été pris pour ces volumes au moment de la rédaction de ce rapport. À ces volumes s'ajoute une autre capacité de 90 000 b/j, disponible pour des ventes non réservées ou au comptant lorsque l'oléoduc sera exploité. Les

retombées économiques qui pourraient découler de ces volumes non souscrits et non réservés font l'objet d'une analyse à la fin de ce chapitre.

Comme les modalités des contrats conclus sont connues, il est possible d'estimer de façon raisonnable les recettes qui en découleront. Énergie Est a estimé à 2,7 G\$ les recettes annuelles liées à ces contrats en 2021, à partir des coûts d'immobilisations prévus du projet et de la structure tarifaire qui serait appliquée. Les estimations des recettes tiennent uniquement compte de la composante fixe de la structure tarifaire. La composante variable est principalement basée sur les coûts d'électricité entraînés par l'acheminement par l'oléoduc, directement transférés aux expéditeurs. En tant que telle, la composante variable n'aurait pas d'incidence sur les intrants liés à la main-d'œuvre ou aux matériaux que l'oléoduc utiliserait, ni sur les profits qu'il générerait, et c'est pourquoi elle n'est pas incluse dans l'estimation des retombées économiques.

La portion de la capacité attendue de l'oléoduc qui n'est pas réservée dans le cadre de contrats à long terme sera disponible pour des ventes au comptant ou non garanties, une fois le projet opérationnel. Nous examinons les retombées économiques et fiscales supplémentaires qui découleraient de ventes non garanties dans un autre scénario, plus loin dans ce chapitre. Nous présentons d'abord une analyse des retombées liées à la capacité réservée dans le cadre de contrats à long terme.

Aux fins de cette analyse, nous supposons que des contrats à long terme couvriront une capacité de 905 000 b/j pendant les 20 premières années d'exploitation. Il est à noter que nous ne déduisons pas les recettes susceptibles de provenir des gazoducs existants qui seront convertis pour être intégrés au réseau d'Énergie Est. Enfin, nous ajustons en dollars de 2013 les données sur les recettes fournies par Énergie Est pour mesurer les retombées sur ce plan. Notre analyse repose donc sur une évaluation des recettes à 2,29 G\$. Les valeurs économiques directes et certaines indirectes dérivées de ces revenus sont réparties entre les provinces en fonction des coûts d'exploitation prévus dans chacune.

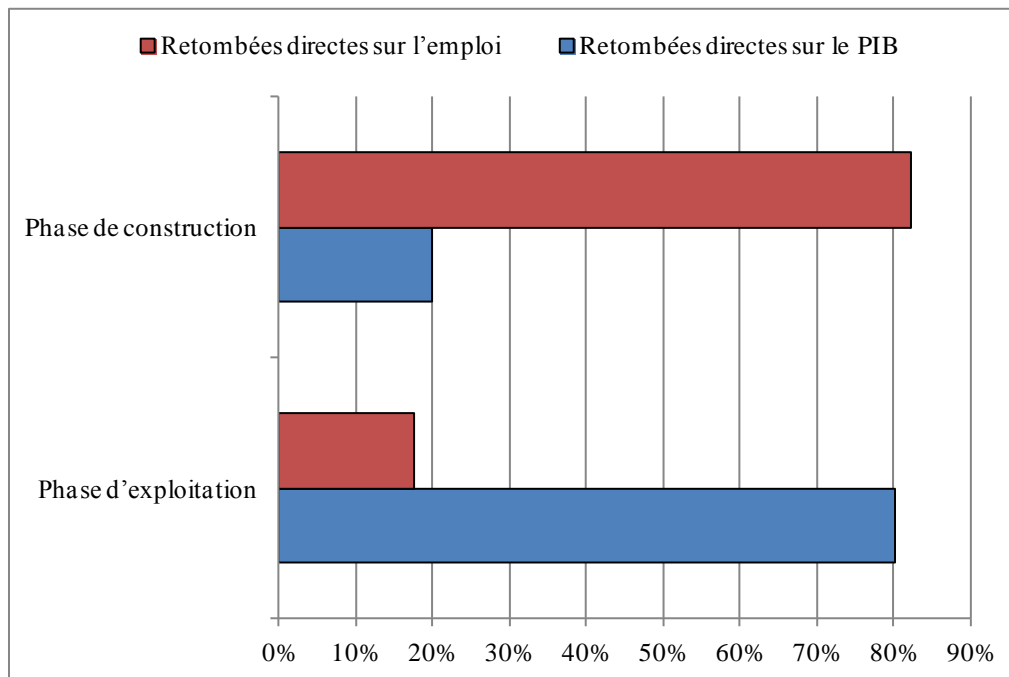
Selon l'hypothèse de recettes annuelles de 2,29 G\$, Énergie Est soutiendrait directement 891 emplois par année, soit 17 820 années-personnes de travail pendant les 20 premières années de l'exploitation du projet. La plus grande part de ces emplois revient à l'Alberta, soit 499 emplois par année ou 56 % de tous les emplois. Le Nouveau-Brunswick obtient la deuxième part de l'emploi direct lié à l'exploitation de l'oléoduc, avec 132 emplois par année (14,8 % du total), suivie de l'Ontario avec 114 emplois par année (12,7 % du total). La Saskatchewan (65 emplois par année), le Manitoba (49 emplois par année) et le Québec (33 emplois par années) se partagent les emplois directs restants. Cette répartition dépend de l'emplacement du siège social d'Énergie Est, de la longueur de l'oléoduc dans chaque province et des endroits où seront aménagées les installations nécessaires à l'oléoduc le long du trajet qu'il empruntera, comme des stations de pompage ou des terminaux auxquels il faudra affecter des employés.

Sous l'angle du PIB, le projet devrait se traduire par un apport annuel de 1,4 G\$ ou 28,5 G\$ au cours des 20 premières années d'exploitation. La comparaison des retombées sur le PIB entre les phases de construction et d'exploitation du projet donne des résultats très différents de celle menée pour les retombées sur l'emploi. L'analyse combinée des retombées directes de ces deux phases du projet permet de constater que l'exploitation ne compte que pour 17,6 % du nombre total d'emplois soutenus.

C'est toutefois au cours de cette phase que se produiraient 80,1 % des retombées directes du projet sur le PIB (voir le graphique 16). La raison pour laquelle le volet de l'exploitation contribue à une part beaucoup plus grande des retombées sur le PIB tient au fait que la production par travailleur est très élevée dans le secteur des oléoducs. Cela s'explique en grande partie par le niveau d'investissement dans ce secteur, qui est élevé, tout autant, donc, que le stock de capital par employé, ce qui a pour effet de stimuler la productivité du travail.

Graphique 16

Les retombées directes de l'exploitation sont beaucoup plus élevées sur le PIB que sur l'emploi
(part des retombées sur l'emploi et le PIB, par phase du projet)



Source : Le Conference Board du Canada.

3.3 Les retombées indirectes

Comme lors de la phase de développement, Énergie Est aura également des retombées indirectes (ou des répercussions sur la chaîne d'approvisionnement) lorsque l'oléoduc sera opérationnel. On estime que l'oléoduc soutiendra indirectement 2 447 emplois chaque année de la période d'exploitation. Ce nombre équivaut à 48 934 années-personnes de travail pendant les 20 premières années du projet. À chaque emploi directement créé par le projet correspond 1,7 emploi attribuable uniquement aux répercussions sur la chaîne d'approvisionnement.

En comparaison, les retombées indirectes sur le PIB sont plus petites. L'exploitation du projet se traduirait par des retombées indirectes annuelles de 365 M\$ sur le PIB, soit l'équivalent de 0,26 \$ pour chaque dollar de contribution directe au PIB. Il s'agit d'un multiplicateur très faible, qui s'explique par l'apport direct important du secteur des oléoducs au PIB.

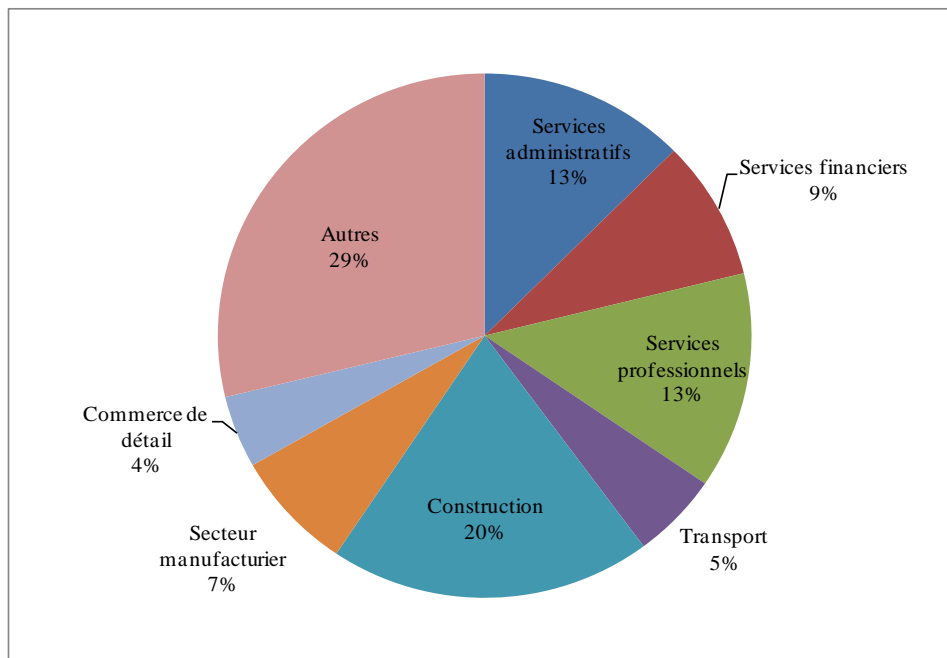
Le nombre d'emplois indirects découlant de l'exploitation d'Énergie Est n'est pas particulièrement élevé, quelle que soit l'année pendant les 20 premières années où l'oléoduc sera opérationnel, mais il dépasse celui soutenu à la phase de construction – 48 934 années-personnes de travail comparativement à 42 856. Qui plus est, les retombées indirectes associées à la phase d'exploitation du projet sont légèrement différentes de celles relevées à la phase de développement quant à leur répartition entre les secteurs d'activité et les régions. Par exemple, l'examen des retombées indirectes sur l'emploi à la phase d'exploitation révèle que les secteurs comme les travaux de réparation, les services financiers et le soutien administratif, lequel inclut les services liés à l'entretien immobilier et à l'emploi, sont plus favorisés.

3.3.1 Les retombées indirectes par secteur

Plus de 50 % des retombées indirectes de l'exploitation de l'oléoduc sur l'emploi sont observées dans quatre grands secteurs. Ces secteurs sont, en ordre croissant, la construction, les services professionnels, les services administratifs et les services financiers. Combinés, ils profiteraient de 1 315 emplois chaque année, ou de 26 300 années-personnes de travail au cours des 20 premières années de l'exploitation du projet (voir le graphique 17). Cinq autres secteurs bénéficieraient de plus de 100 emplois par année, soit le secteur manufacturier, la production d'électricité, les transports, le commerce de gros et le commerce de détail. Les retombées relevées dans certains de ces secteurs sont similaires à celles dont il a été question au chapitre 2, en ce qui a trait à la phase de développement. Cependant, de façon générale, on constate des différences assez grandes dans quelques secteurs à la phase d'exploitation, comparativement à celle de développement.

Graphique 17

Principaux secteurs bénéficiant des retombées de l'exploitation sur la chaîne d'approvisionnement
(part des retombées indirectes de l'exploitation sur l'emploi)



Source : Le Conference Board du Canada.

La grande importance que revêt l'électricité comme intrant dans le secteur des oléoducs est un autre fait intéressant à mentionner. Si elle ne compte que pour 6,6 % des retombées indirectes sur l'emploi, l'industrie de l'électricité représente 35,2 % des retombées indirectes sur le PIB. À l'instar du secteur des oléoducs, ceux de la production, de la distribution et du transport de l'électricité sont hautement capitalistiques. Il en résulte souvent une production très élevée par heure travaillée, d'où la part excessivement élevée des retombées indirectes sur le PIB par rapport à celles sur l'emploi.

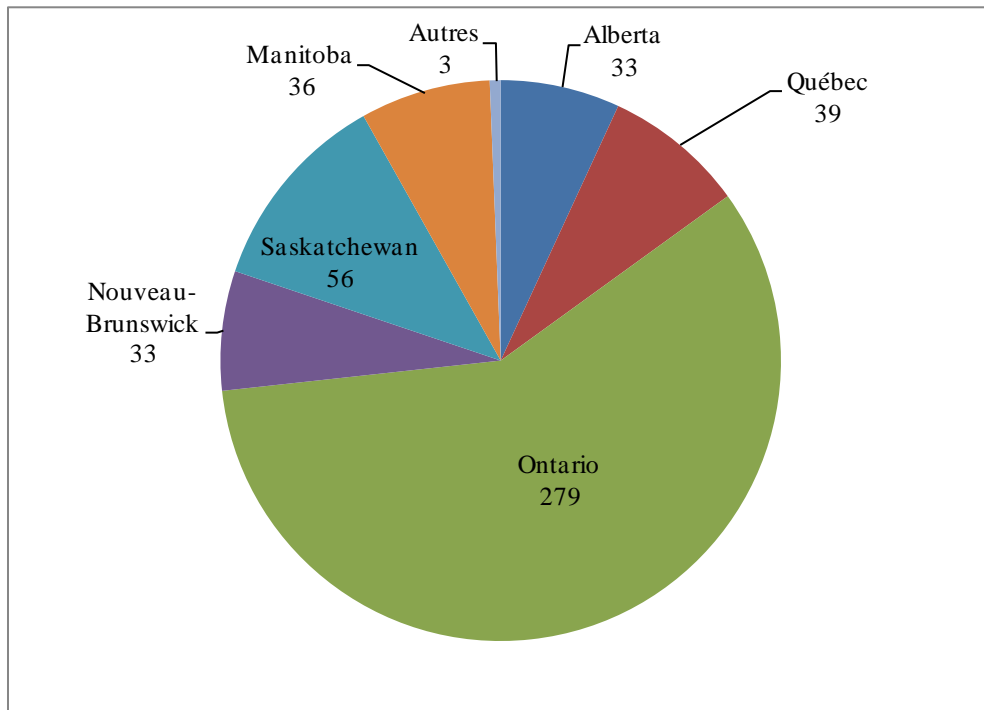
3.3.1.1 La construction

À la phase d'exploitation, ce sont les activités liées à la construction qui engrangeront le plus grand nombre d'emplois, particulièrement dans les domaines de la réparation et de l'entretien. Dans un premier temps, Énergie Est augmentera de plus de 17 G\$ le stock d'immobilisations dans tout le pays, stock qu'il faudra entretenir en permanence et soutenir pour que l'oléoduc reste opérationnel.

Au total, 479 emplois seraient soutenus annuellement dans ce secteur, et plus de 98 % d'entre eux seraient liés aux services de réparation. La répartition des retombées dépend de la longueur de l'oléoduc dans chaque province et des endroits où seront aménagées les stations de pompage. Ainsi, l'Ontario devrait récolter 58 % des emplois indirects pour ce secteur, soit 279 emplois par an (voir le graphique 18).

Graphique 18

Répartition régionale des retombées indirectes sur l'emploi dans la construction (années-personnes découlant indirectement de l'exploitation)



Source : Le Conference Board du Canada.

Après l'Ontario, c'est la Saskatchewan qui récolterait la plus grande part des emplois indirects créés dans le secteur de la construction. Cette part serait de 11,6 %, soit 56 emplois par an. Le Québec viendrait ensuite avec 39 emplois, suivi du Manitoba (36 emplois) et du Nouveau-Brunswick et de l'Alberta (33 emplois pour chaque province). Comme les activités de réparation doivent être menées le long du trajet envisagé pour l'oléoduc, les retombées indirectes en matière d'emploi pour ce secteur seront singulièrement concentrées et 99,5 % des créations d'emplois concerneront les provinces traversées par l'oléoduc.

3.3.1.2 Les services professionnels

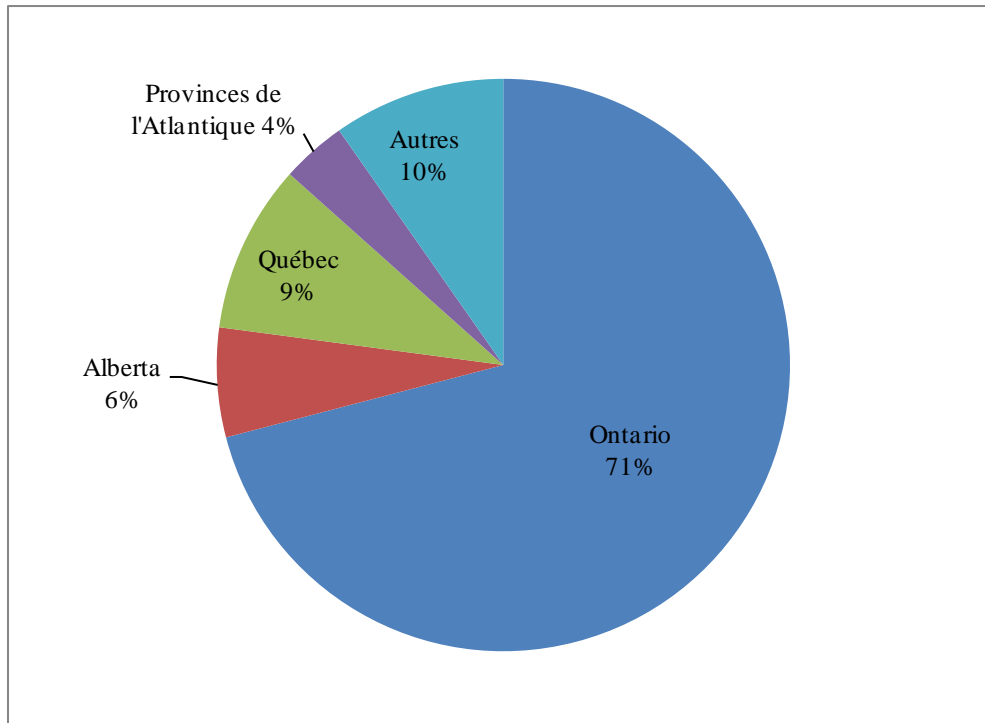
Dans les services professionnels, un total de 327 emplois par année seront attribuables aux retombées de l'exploitation d'Énergie Est sur la chaîne d'approvisionnement, ce qui représente 13,4 % des retombées indirectes totales sur l'emploi. Si les services de génie comptent pour la plus grande part des retombées sur l'emploi dans le secteur des services professionnels pendant la phase de construction, les services informatiques se démarquent à la phase d'exploitation. Au total, 95 emplois par année seraient soutenus dans ce secteur, ce qui représente 29,2 % des retombées dans les services professionnels. Cependant, d'autres industries enregistreraient des gains notables, à savoir les services de consultation (63 emplois par année), les services juridiques (47 emplois) et les services d'architecture ou de génie (46 emplois). Les autres retombées dans le secteur sont disséminées entre diverses industries comme les relations publiques, les services de design spécialisé ainsi que la recherche et le développement.

L'Ontario a les plus grandes retombées en services professionnels, avec 232 emplois chaque année, ce qui représente 71 % du total national (voir le graphique 19). Près de la moitié de ces emplois (48 %) se trouverait dans les services informatiques (59 emplois) ou de consultation (52 emplois). Une part démesurée de ces retombées échoirait aux services de relations publiques (88 % des retombées nationales) et de la recherche scientifique (83 % des retombées nationales).

Le Québec obtient la plupart des retombées restantes avec 32 emplois par année, soit 9,5 % des retombées totales. Près de 40 % de ces emplois concerneront les services de conception de systèmes informatiques, dont le Québec récoltera 13 % des retombées nationales. Dans ce secteur, l'Ontario et le Québec ne récoltera que 19,5 % des retombées, qui échoiront très majoritairement aux provinces de l'Ouest et plus particulièrement à l'Alberta.

Graphique 19

Répartition régionale des retombées indirectes sur l'emploi dans les services professionnels
(part des retombées indirectes annuelles de l'exploitation sur l'emploi)



Source : Le Conference Board du Canada.

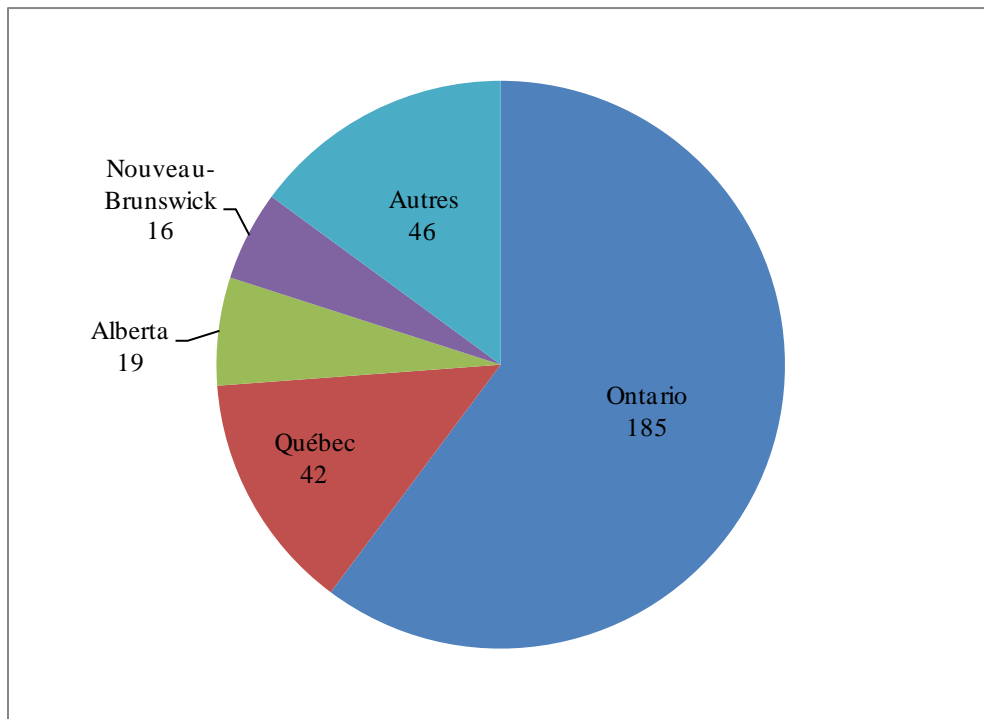
3.3.1.3 Les services administratifs

Les entreprises spécialisées dans les services administratifs soutiennent généralement d'autres entreprises dans l'exercice de leurs activités quotidiennes. Le nombre total d'emplois découlant indirectement de l'exploitation d'Énergie Est dans ce secteur s'élèvera à 307 par année, ce qui correspond à 12,6 % des retombées indirectes totales. Près de 60 % de ces emplois se trouveraient dans les services liés à l'emploi et à l'entretien immobilier (conciergerie, lutte antiparasitaire, etc.), mais des retombées importantes seraient aussi visibles dans d'autres domaines, comme la sécurité et le soutien aux entreprises.

Sous l'angle des régions, c'est l'Ontario qui profite ici aussi des meilleures retombées sur l'emploi dans ce secteur. La province bénéficiera de 185 emplois (60 %) chaque année (voir le graphique 20). Le Québec récolte la part la plus importante des emplois dans les services administratifs (14 %) après l'Ontario et s'en tire particulièrement bien dans l'administration de bureaux et le soutien aux installations. Si aucune autre province n'obtient plus de 7 % des retombées nationales dans ce secteur, plusieurs se distinguent dans certains domaines. Ainsi, si le Nouveau-Brunswick récolte tout juste 5 % des retombées nationales dans le domaine du soutien administratif, il peut espérer récolter 7 % des retombées pour les services de soutien aux entreprises. De son côté, le Manitoba prendrait 7 % des retombées totales, mais engrangerait 10 % des emplois indirects dans les services de bâtiment.

Graphique 20

Répartition régionale des retombées indirectes sur l'emploi dans les services administratifs
(part des retombées indirectes de l'exploitation sur l'emploi)



Source : Le Conference Board du Canada.

3.3.1.4 Les services financiers

Comme le secteur des services financiers fournit des intrants dans presque toutes les industries, il joue habituellement un rôle de premier plan dans la chaîne d'approvisionnement de bon nombre de celles-ci. L'exploitation d'Énergie Est ne fait pas exception à cette tendance. Au total, 211 emplois seront soutenus annuellement dans le secteur des services financiers, soit 8,6 % des retombées indirectes sur l'emploi. Plus de la moitié des retombées dans ce secteur toucheraient les services bancaires ou d'investissement, tandis que les activités liées aux assurances en récolteraient un tiers.

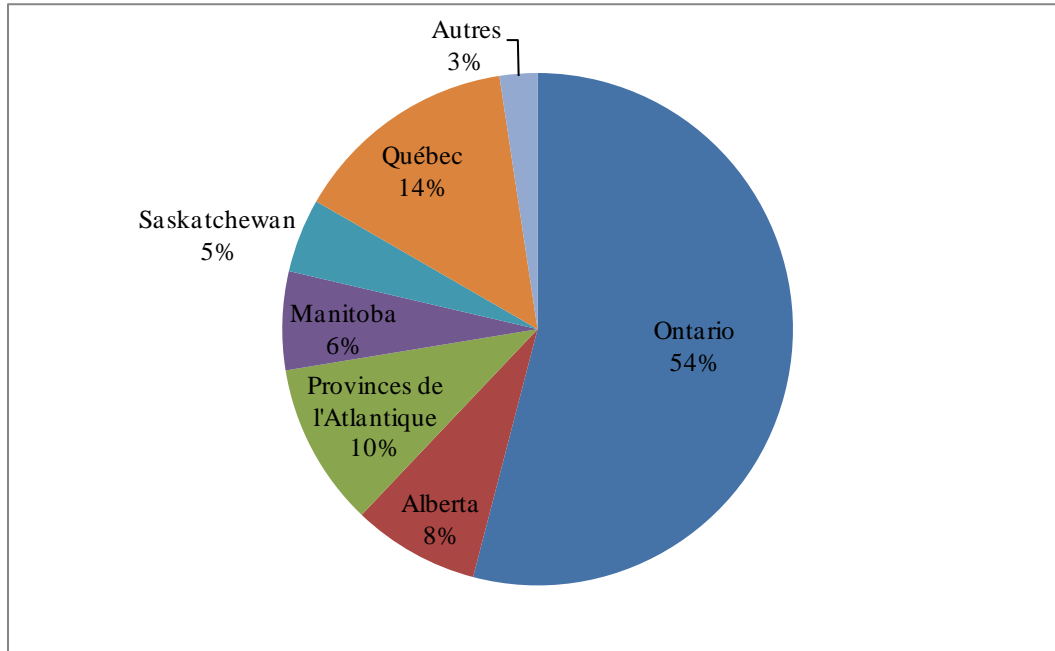
L'Ontario recevra la plus grande part des retombées indirectes sur l'emploi dans les services financiers, soit 114 emplois par année (54 % du total) (voir le graphique 21). Encore une fois, cela n'est pas vraiment surprenant, compte tenu du secteur des services financiers bien développé de l'Ontario.

Le Québec recevra la deuxième plus grande part des retombées indirectes sur l'emploi, avec 14,3 % des retombées totales. Parmi ces emplois, 45 % concerneront les services bancaires, les services d'investissement ou les sociétés de portefeuille. Le Nouveau-Brunswick viendrait en troisième position, avec 9 % des retombées dans ce secteur, alors que sa part pour l'ensemble des retombées indirectes est de seulement 5 %. La province se distinguerait particulièrement sur le plan des activités liées aux assurances, en engrangeant 14 % des retombées nationales.

Graphique 21

L'Ontario récolte la majorité des emplois dans les services financiers

(part des retombées indirectes de l'exploitation sur l'emploi dans les services financiers)



Source : Le Conference Board du Canada.

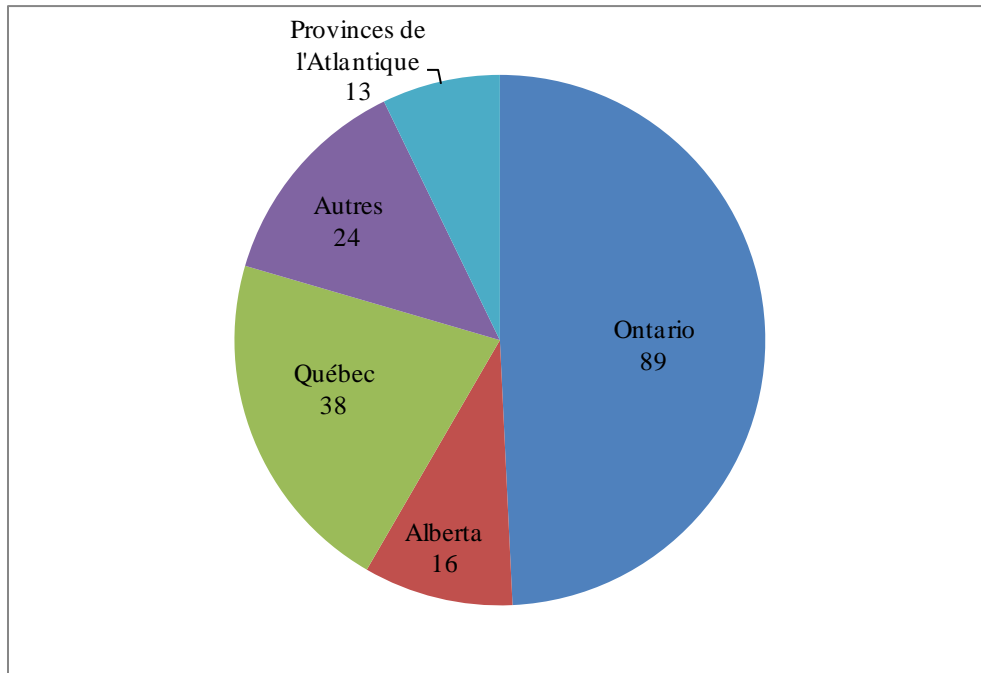
3.3.1.5 Le secteur manufacturier

Le secteur manufacturier sera un autre bénéficiaire de l'exploitation d'Énergie Est, qui y soutiendra 181 emplois par année, soit 7,4 % de l'ensemble des retombées indirectes sur l'emploi liées à l'exploitation. Un quart des emplois concernera les produits métalliques ouvrés et 19 % les plastiques, la machinerie ou le ciment. L'importance de ces industries reflète la nécessité d'entretenir et réparer en permanence l'infrastructure d'Énergie Est tout au long de sa vie utile.

Les retombées indirectes pour le secteur manufacturier se concentrent bien sûr dans le centre du Canada – 70 % en Ontario (89 emplois par année) ou au Québec (38 emplois par année) (voir le graphique 22). Le reste des retombées échoira principalement à l'Alberta (16 emplois par année), suivi du Nouveau-Brunswick, du Manitoba et de la Saskatchewan.

Graphique 22

Répartition régionale des retombées indirectes sur l'emploi dans le secteur manufacturier
(part des retombées indirectes de l'exploitation sur l'emploi)



Source : Le Conference Board du Canada.

3.3.1.6 Les autres secteurs

Parmi les autres secteurs qui profitent le plus des retombées de l'exploitation d'Énergie Est sur la chaîne d'approvisionnement figurent la production d'électricité et le transport, qui obtiennent respectivement 161 et 130 emplois annuels. L'électricité est la plus grande dépense opérationnelle liée à l'exploitation du projet et il n'est donc guère surprenant qu'un grand nombre d'emplois concernent cette industrie. De plus, la répartition des retombées dépendra ici aussi de la longueur de l'oléoduc et de la localisation des stations de pompage dans chaque province. Par conséquent, l'Ontario pourrait récolter plus de 60 % des emplois dans ce secteur, suivi du Manitoba (10,1 %) et du Québec (8,9 %).

La longueur de l'oléoduc joue également un rôle décisif dans la répartition régionale des retombées en matière de transport, raison pour laquelle les retombées indirectes sur l'emploi dans ce secteur sont quelque peu plus dispersées que celles mentionnées précédemment. Ici aussi, l'Ontario récolterait la plus grande part des retombées (50 % ou 65 emplois par année), suivi du Québec (14 % ou 18 emplois par année), du Manitoba et de la Saskatchewan (13 % ou 15 emplois par année) tandis que les emplois restants échoiraient majoritairement à l'Alberta (13 emplois par année).

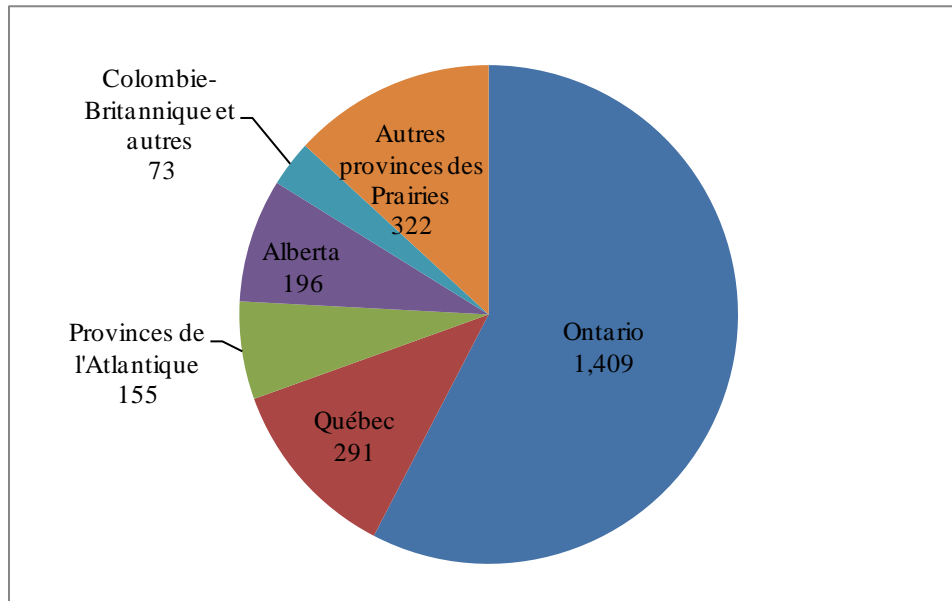
3.3.2 Les retombées indirectes par région

Presque toutes les retombées indirectes liées à l'exploitation d'Énergie Est sont observées dans les provinces que traverse l'oléoduc; à peine 4,1 % des retombées sur l'emploi sont générées dans les autres provinces (voir le graphique 23). Cette situation est surtout attribuable à l'importance de certaines activités, comme les travaux de réparation et le transport, qui sont presque exclusivement

réalisées à l'échelle locale. De plus, la prééminence du secteur manufacturier et des services financiers (qui sont concentrés en Ontario et au Québec, deux des provinces traversées par l'oléoduc) ne fait que renforcer l'amoncellement des retombées.

Graphique 23

Retombées de l'exploitation sur l'emploi dans la chaîne d'approvisionnement, par région
(retombées indirectes de l'exploitation sur l'emploi)



Source : Le Conference Board du Canada.

3.3.2.1 L'Ontario

L'Ontario récolterait la plus grande part des retombées de l'exploitation d'Énergie Est sur la chaîne d'approvisionnement. On s'attend à ce que 1 409 emplois par année au total soient soutenus par l'exploitation de l'oléoduc dans cette province. Il s'agit de l'équivalent de 28 185 années-personnes de travail ou de 57,6 % des emplois indirects pendant les 20 premières années d'exploitation. Les gains de l'Ontario sont significatifs dans les services professionnels, où ils correspondent à 71 % (232 emplois) des retombées totales à l'échelle nationale. Un peu moins de la moitié de ces gains seraient observés dans les services de consultation ou de conception de systèmes informatiques.

Cette province obtiendrait également 60 % des retombées attendues dans les services administratifs, plus particulièrement dans les services liés à l'emploi ou au soutien des entreprises. Enfin, l'Ontario récolterait aussi 59 % des retombées sur l'emploi dans les travaux de réparation – ce qui est naturel étant donné qu'une grande partie du nouvel oléoduc traversera cette province.

3.3.2.2 Le Québec

Le Québec verrait 291 emplois soutenus par l'exploitation chaque année, ou 5 815 années-personnes, pendant les 20 premières années du projet. Les retombées absolues les plus importantes concerneront les services de soutien administratif, mais certains secteurs se démarqueront en termes relatifs. Ainsi, si la province s'attend à recevoir 12 % des retombées indirectes totales, le secteur manufacturier

engrangerait 21 % des retombées et celui des services financiers 14 %. La province voit aussi ses gains relatifs dans les secteurs du commerce de gros et de détail surpasser la part moyenne.

3.3.2.3 L'Alberta

Au total, 8 % des emplois attribuables aux retombées de l'exploitation d'Énergie Est sur la chaîne d'approvisionnement se trouvent en Alberta. Ce pourcentage équivaut à 196 emplois par année ou 3 916 années-personnes de travail au cours des 20 premières années d'exploitation. Les retombées les plus élevées sont observées dans le gaz et le pétrole, les activités liées à la construction et les services professionnels. Cependant, la province réalisera aussi des gains considérables dans le secteur manufacturier, le transport et le commerce de gros.

3.3.2.4 Les autres régions

Les provinces de l'Ontario, du Québec et de l'Alberta comptent à elles trois pour 77,5 % des retombées indirectes sur l'emploi attendues de l'exploitation du projet. Néanmoins, quelque 551 emplois par année ou 11 017 années-personnes de travail iront aux autres provinces pendant les 20 premières années d'exploitation de l'oléoduc. Cette part est presque égale à celle dont bénéficieront ces provinces durant la phase de construction du projet.

Des 551 emplois restants, 58,4 % seront soutenus en Saskatchewan et au Manitoba, 28,2 % dans le Canada atlantique (surtout au Nouveau-Brunswick, qui obtiendra 83,2 % de cette part) et 13,2 % en Colombie-Britannique. Les retombées sont généralement variées dans ces provinces, mais les plus importantes sont attendues dans les travaux de réparation, le soutien administratif et la production d'énergie électrique.

3.4 Les retombées induites

Comme c'est le cas pour la phase de construction du projet, les salaires perçus au moyen des emplois directement et indirectement soutenus par l'exploitation d'Énergie Est généreront une troisième série de retombées économiques lorsque les revenus en seront dépensés. Ces retombées induites augmentent considérablement l'impact économique global de l'exploitation du projet.

Toutefois, contrairement à ce que l'on a observé pour la phase de construction, à savoir que les retombées indirectes et induites étaient à peu près d'égale importance, les retombées induites de l'exploitation d'Énergie Est sont beaucoup plus faibles. La principale raison de cet écart réside dans le fait que les retombées directes de l'exploitation sur l'emploi sont bien moindres que celles attribuables à la construction, entraînant des retombées induites plus faibles. Des revenus du travail moins élevés entraînent moins de dépenses donc des retombées induites plus faibles.

On estime à 25 230 le nombre d'années-personnes de travail induit que soutiendrait l'oléoduc pendant les 20 premières années d'exploitation, ce qui correspond à 1 261 emplois par année. Ainsi, les retombées directes, indirectes et induites combinées de l'exploitation du projet sur l'emploi se chiffreront à 91 984 années-personnes de travail au cours des 20 premières années, ou à 4 599 emplois par année. En raison des retombées secondaires et tertiaires assez importantes, le multiplicateur de l'emploi associé à Énergie Est est aussi élevé : chaque emploi découlant directement du projet se traduit

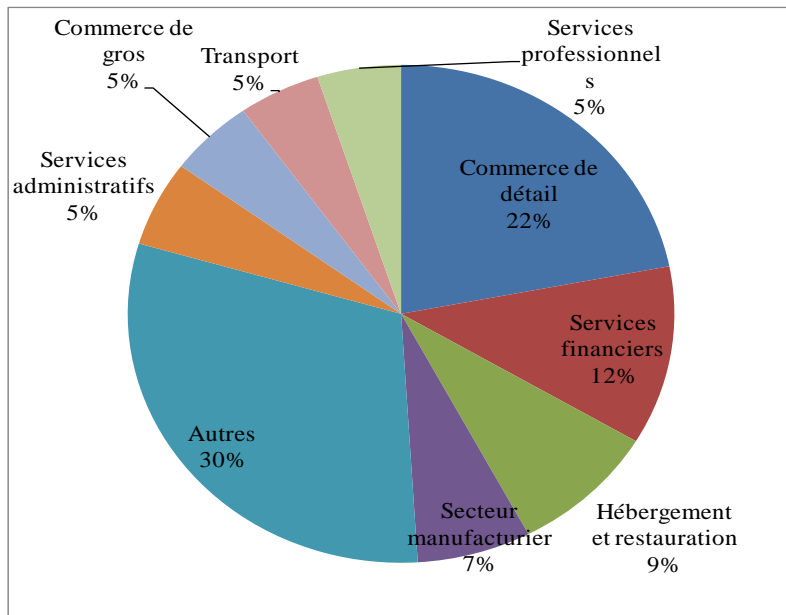
par la création de 5,2 emplois au total dans l'économie canadienne. Ce multiplicateur de l'emploi est supérieur à celui de 2 obtenu pendant la phase de développement du projet. L'écart s'explique par le stock de capital très élevé par employé dans le secteur du transport pétrolier, qui fait en sorte que le nombre d'emplois directs est relativement peu élevé – bien qu'il s'agisse d'emplois souvent très bien rémunérés –, d'où les retombées secondaires et tertiaires plus importantes.

Les retombées induites sur le PIB sont aussi plus faibles que les retombées indirectes de l'exploitation, et ce, dans une mesure substantielle. Pour chaque dollar apporté directement au PIB par l'exploitation du projet correspond 0,09 \$ soutenu par les retombées induites, outre les 0,26 \$ découlant des répercussions sur la chaîne d'approvisionnement. Ainsi, le projet apporterait directement 28,5 G\$ au PIB au cours de ses 20 premières années d'exploitation, et cette contribution passerait à 38,7 G\$ si on y ajoutait les retombées indirectes et induites. À 1,4, le multiplicateur du PIB appliqué à la phase d'exploitation est nettement inférieur à celui de 2,4 signalé pour la phase de construction du projet.

3.4.1 Les retombées induites par secteur

La répartition des retombées induites entre les secteurs est très similaire à celle indiquée au chapitre 2. C'est dans le même groupe de secteurs axés sur le consommateur, entre autres le commerce de détail, l'hébergement et la restauration, les services financiers et les services personnels, que se produisent la plupart des retombées (voir le graphique 24). Les légères variations relevées dans les retombées induites par secteur entre les phases de développement et d'exploitation du projet sont imputables au fait que les compositions régionales qui bénéficient des retombées directes et indirectes sont différentes. Ces variations sont cependant minimales, car les habitudes de consommation par région sont assez semblables dans l'ensemble du Canada.

Graphique 24
Retombées induites de l'exploitation sur l'emploi, par industrie
 (part de l'emploi induit de l'exploitation)



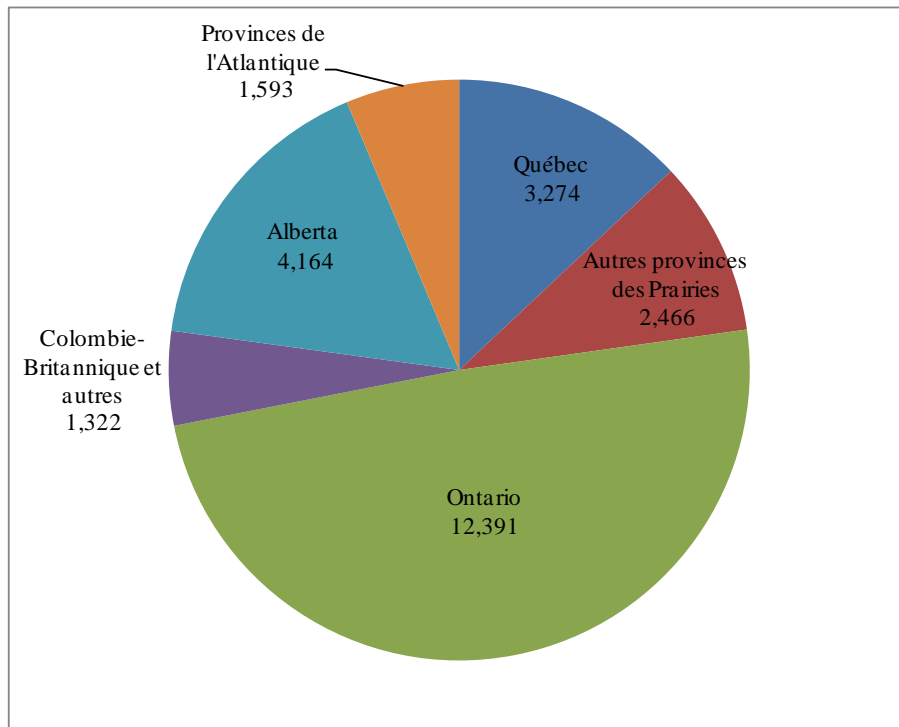
Source : Le Conference Board du Canada.

3.4.2 Les retombées induites par région

La répartition des retombées régionales fait ressortir d'importantes différences par rapport à la phase de construction. De fait, l'Ontario, le Québec et l'Alberta devraient profiter dans une bien plus vaste mesure des retombées induites que les autres régions pendant les 20 premières années de l'exploitation (voir le graphique 25). Selon nos estimations, ces trois provinces s'accapareraient 78,6 % des retombées induites en emplois alors qu'elles n'obtiennent que 68,6 % de ces retombées pendant la phase de construction. L'Ontario obtiendrait la plus grosse part des retombées (49,1 %) avec 12 391 années-personnes de travail, ce qui est normal étant donné que cette province récolte aussi la plus grosse part des emplois directs et indirects. Il serait suivi de l'Alberta, qui engrangerait 16,5 % des retombées induites, soit 4 164 années-personnes de travail.

Graphique 25

Retombées induites de l'exploitation sur l'emploi, par région
(années-personnes de travail induites de l'exploitation)



Source : Le Conference Board du Canada.

La part du Québec de l'emploi induit durant la phase de construction s'élevait à 10 925 années-personnes de travail (26 % du total). Pendant les 20 premières années d'exploitation, on estime ces gains à 3 274 années-personnes, soit 13 % de l'ensemble des gains au pays. Le Nouveau-Brunswick accuse une diminution similaire, puisque les retombées induites passeront de 7 018 années-personnes de travail (16,5 %) à 1 200 années-personnes (4,8 %). Deux facteurs contribuent à cette baisse. Le premier tient au fait que l'Alberta obtient une part relativement plus grande des retombées indirectes

sur l'emploi pendant la phase d'exploitation que pendant celle de la construction. Aussi, les traitements et salaires versés par aux fournisseurs en Alberta sont plus importants, et cela favorise davantage les dépenses de consommation à l'échelle locale. Le deuxième facteur s'explique par le fait qu'une part relativement plus grande des services achetés par les consommateurs au pays provient de l'Ontario, plutôt que du Nouveau-Brunswick ou du Québec. Cela vaut en particulier pour les secteurs essentiels pour les consommateurs, comme les services financiers et l'assurance.

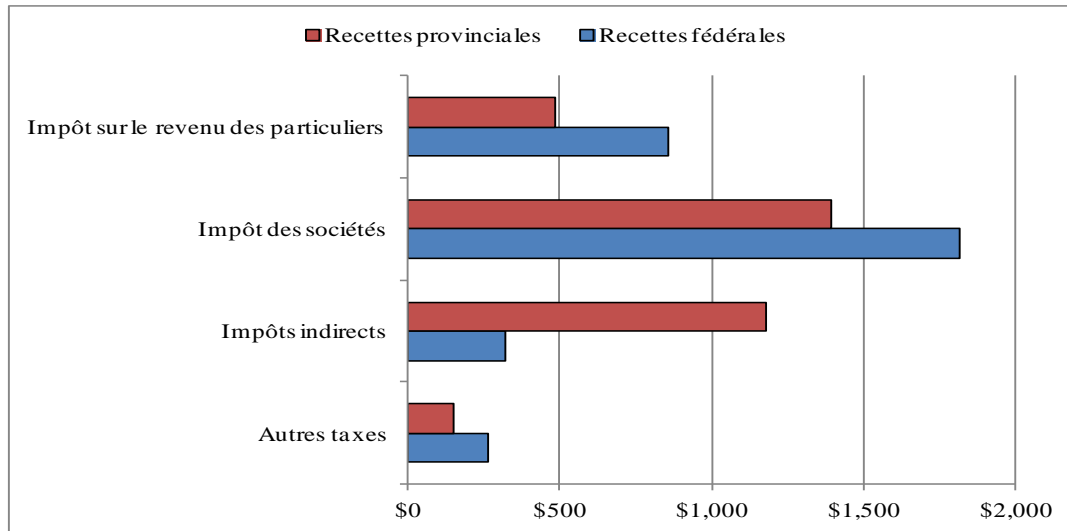
3.5 Les retombées fiscales

Les retombées directes, indirectes (sur la chaîne d'approvisionnement) et induites de l'exploitation d'Énergie Est ont aussi des retombées fiscales pour les gouvernements fédéral et provinciaux. Durant les 20 premières années d'exploitation, le projet devrait générer des recettes publiques fédérales et provinciales de 6,5 G\$, près de 70 % de plus que les retombées fiscales de 3,8 G\$ associées à la phase de développement du projet. Les retombées fiscales à la phase d'exploitation proviennent davantage de l'impôt sur les sociétés, qui compte pour 49,6 % des recettes fiscales provinciales et fédérales combinées (voir le graphique 26). L'impôt sur le revenu des particuliers et les impôts indirects, comme les taxes de vente, représentent la plus grande part des retombées fiscales restantes.

La répartition des effets de l'exploitation d'Énergie Est sur le PIB explique la part importante que représente l'impôt sur les sociétés dans les retombées fiscales. Comme on l'a mentionné, le secteur des oléoducs contribue grandement au PIB. Les retombées directes sur le PIB comptent d'ailleurs pour 73,7 % de toutes les répercussions de l'exploitation sur le PIB. À cela s'ajoute le fait que le secteur des oléoducs est hautement capitalistique, de sorte que son apport au PIB se fait sous la forme d'une dépréciation de l'actif et des profits des sociétés. Comme c'est la composante des recettes du PIB, y compris les profits des sociétés et les revenus du travail, qui détermine la majorité des retombées fiscales, il en résulte en fin de compte que les profits des sociétés dans le secteur des oléoducs constituent un élément moteur.

Graphique 26

L'impôt sur les sociétés représente la plus grande part des retombées fiscales de l'exploitation
(recettes fiscales pendant les 20 premières années d'exploitation, en M\$ de 2013)



Source : Le Conference Board du Canada.

3.5.1 Les retombées fiscales fédérales

Les retombées totales qui reviendront au gouvernement fédéral au cours des 20 premières années de l'exploitation d'Énergie Est s'élèvent à 3,3 G\$. Ce montant équivaut à 1,2 % des recettes totales fédérales en 2013. L'impôt sur les sociétés, à 1,8 G\$, en représente la part la plus importante. Les recettes tirées de l'impôt sur le revenu des particuliers suivent, à 861 M\$, avant les impôts indirects, à 320 M\$. Les contributions accrues aux programmes de sécurité sociale, comme l'assurance-emploi, sont aussi importantes, à 266 M\$.

Les recettes du gouvernement fédéral équivalent à 8,43 \$ par tranche de 100 \$ du PIB que génère la phase d'exploitation du projet. C'est un peu plus faible que les recettes fiscales fédérales de 11,42 \$ par tranche de 100 \$ du PIB que génère la phase de développement. Cela s'explique surtout par la transition vers les profits des sociétés comme principale source de recettes publiques. Le taux d'imposition marginal sur les profits des sociétés est généralement inférieur à celui établi pour le revenu personnel. De plus, les consommateurs paient des taxes de vente sur les biens et services qu'ils achètent, alors que les entreprises en obtiennent souvent un remboursement au moyen de crédits de taxe sur les intrants.

3.5.2 Les retombées fiscales provinciales

Les gouvernements provinciaux tirent la plus grande part des recettes fiscales de l'exploitation du projet. De façon globale, Énergie Est se traduirait par des recettes publiques provinciales de 3,2 G\$ pendant les 20 premières années d'exploitation. Ce montant équivaut à 0,8 % des recettes totales des gouvernements provinciaux en 2013. À 1,4 G\$, l'impôt sur les sociétés compte ici aussi pour la majorité des retombées fiscales à l'échelle provinciale. Les impôts indirects, qui comprennent les taxes de vente, ainsi que l'impôt sur le revenu des particuliers représentent la plus grande part des retombées restantes, respectivement à 1,2 G\$ et à 484 M\$.

Une fois les retombées ventilées par province, on estime que c'est l'Ontario qui en bénéficierait le plus, avec 52 % du total des recettes provinciales directes, ou 1,7 G\$. Le Québec obtiendrait 14 % (439 M\$),

l'Alberta, 12 % (379 M\$) et le Nouveau-Brunswick, 9 % (280 M\$), tandis que les autres provinces, surtout la Saskatchewan et le Manitoba, se partageraient les retombées restantes. Dans l'hypothèse d'une répartition en fonction du nombre d'habitants des recettes fédérales entre les gouvernements provinciaux, les retombées dans chaque province augmenteraient considérablement. Les résultats de tels calculs sont précisés au tableau 5.

Tableau 5

Résumé des retombées fiscales de l'exploitation d'Énergie Est

(recettes fiscales pendant les 20 premières années d'exploitation, en M\$ de 2013)

	Recettes provinciales directes	Part des recettes fédérales par habitant	Total
Ontario	1,657	1,279	2,935
Québec	439	712	1,151
Provinces de l'Atlantique	292	228	520
Alberta	379	398	777
Autres provinces des Prairies	421	242	663
C.-B. et autres	26	404	429
Total	3,213	3,262	6,475

Source : Le Conference Board du Canada.

3.6 Les retombées économiques de la capacité de transport non garantie

Toutes les retombées visées jusqu'ici par notre analyse dans ce chapitre sont uniquement basées sur le transport de quantités souscrites dans le cadre de contrats à long terme. Il importe donc de les considérer comme les retombées économiques et fiscales minimales de l'exploitation du projet.

Cependant, en plus des volumes souscrits ci-dessus, il faut tenir compte d'une capacité non réservée de 90 000 b/j ainsi que d'une capacité réservée, mais non souscrite de 90 000 b/j. En supposant que cette capacité disponible du réseau d'Énergie Est soit pleinement utilisée pendant les 20 premières années d'exploitation, les retombées économiques et fiscales calculées représenteraient l'incidence potentielle maximale du projet. Il est probable que la réalité se trouvera entre le scénario minimum présenté à la section précédente et cette incidence maximale.

Nous pouvons reprendre les résultats de la modélisation déjà analysés pour l'exploitation d'Énergie Est afin de déterminer les retombées économiques et fiscales attendues des transactions non réservées ou non souscrites. Le recours à un modèle d'entrées-sorties comporte des avantages, dont la possibilité

d'échelonner les résultats. Comme il s'agit d'un modèle qui offre un aperçu ponctuel, les retombées relatives sont fixes. Ainsi, des recettes plus élevées de volumes non réservés ou non souscrits entraîneront une augmentation proportionnelle des retombées indirectes (chaîne d'approvisionnement) et induites, alors que la combinaison de régions et de secteurs d'activité restera constante.

Énergie Est estime que, selon les volumes transportés et leur destination finale, le projet pourrait générer des recettes annuelles supplémentaires de 766 M\$ à partir des volumes non réservés et non souscrits. Cela ferait augmenter l'ensemble des recettes annuelles liées à l'exploitation d'Énergie Est à 3,1 G\$, soit une augmentation de 33,4 % par rapport aux recettes estimées pour les volumes souscrits seulement. Les retombées économiques et fiscales du scénario « maximum » peuvent donc être estimées à 33,4 % de plus que celles établies dans le scénario « minimum ». Selon cette hypothèse, les retombées totales de l'exploitation d'Énergie Est passeraient de 91 984 à 122 706 années-personnes de travail pendant les 20 premières années. En outre, les retombées cumulatives sur le PIB s'accroîtraient, de 38,7 à 51,6 G\$, et les retombées fiscales fédérales et provinciales combinées passeraient de 6,5 à 8,6 G\$, si l'on tenait compte du potentiel des transactions non garanties.

3.7 Résumé des retombées économiques des phases de développement et d'exploitation

Le présent chapitre ainsi que le précédent traitent des retombées économiques et fiscales qui découlent de la construction et de l'exploitation du réseau d'Énergie Est. La combinaison de ces retombées amène à conclure que le projet soutiendrait au moins 260 695 années-personnes de travail – dont à peu près les deux tiers seraient attribuables à la phase de construction et les autres se produiraient au cours des 20 premières années de l'exploitation du projet. Dans le même ordre d'idées, on peut s'attendre à l'injection 55,5 G\$ dans le PIB au profit de l'économie canadienne, de même qu'à une augmentation des recettes publiques des gouvernements fédéral et provinciaux de 10,3 G\$.

Si on tient compte des retombées estimées qui découleraient des volumes non réservés ou non souscrits durant la phase d'exploitation, la somme des répercussions connexes serait plus élevée. Les retombées augmenteraient pour atteindre 291 417 années-personnes de travail au total ainsi qu'un apport de 68,4 G\$ au PIB, et les gouvernements fédéral et provinciaux toucheraient des recettes supplémentaires de 12,5 G\$. Le tableau 6 illustre la répartition de telles retombées entre les régions, par scénario.

Tableau 6

Résumé des retombées régionales des phases de développement et d'exploitation d'Énergie Est
(retombées cumulatives, 2013 à 2040)

Projet d'oléoduc Énergie Est : les retombées économiques pour le Canada et ses régions

	Ailleurs au Canada atlantique	Nouveau- Brunswick	Québec	Ontario	Manitoba	Saskatchewan	Alberta	Colombie- Britannique	Territoires	Canada
SCÉNARIO MINIMUM (VOLUMES RÉSERVÉS)										
Retombées sur l'emploi (années-personnes, ETP)	3,057	47,366	49,195	92,451	12,796	16,278	33,277	6,187	87	260,695
Directes	0	30,737	18,331	21,607	5,345	8,249	16,762	0	0	101,031
Indirectes	1,627	8,411	16,664	43,850	4,488	5,003	8,636	3,070	40	91,790
Induites	1,430	8,218	14,200	26,994	2,963	3,025	7,878	3,117	47	67,873
Retombées sur le PIB (en M\$ de 2013)	376	6,570	9,257	23,960	2,975	4,295	7,389	616	19	55,458
Directes	0	4,832	5,748	15,296	2,136	3,060	4,559	0	0	35,631
Indirectes	229	860	2,041	5,535	517	851	1,681	321	11	12,046
Induites	147	878	1,468	3,129	322	384	1,149	295	8	7,781
Retombées fiscales (en M\$ de 2013)	246	853	2,122	4,255	466	539	1,127	652	26	10,288
Recettes provinciales directes	34	648	966	2,269	271	351	516	56	1	5,111
Part des recettes fédérales par habitant	213	205	1,156	1,987	196	188	611	596	25	5,177
SCÉNARIO MAXIMUM (Y COMPRIS LES VOLUMES NON RÉSERVÉS ET CEUX RÉSERVÉS MAIS NON SOUSCRITS)										
Retombées sur l'emploi (années-personnes)	3,363	49,508	52,454	106,763	14,627	18,179	39,308	7,115	100	291,417
Directes	0	31,615	18,554	22,366	5,672	8,681	20,095	0	0	106,983
Indirectes	1,802	9,273	18,606	53,264	5,539	6,103	9,944	3,556	47	108,134
Induites	1,561	8,619	15,293	31,133	3,416	3,396	9,269	3,559	53	76,300
Retombées sur le PIB (en M\$ de 2013)	418	7,680	11,032	30,146	3,761	5,391	9,214	713	22	68,378
Directes	0	5,789	7,097	19,741	2,746	3,901	5,885	0	0	45,158
Indirectes	258	971	2,361	6,810	645	1,062	1,983	377	13	14,481
Induites	160	920	1,574	3,595	370	429	1,346	335	9	8,738
Retombées fiscales (en M\$ de 2013)	296	977	2,507	5,236	569	657	1,387	790	32	12,450
Recettes provinciales directes	38	741	1,113	2,822	332	430	643	65	1	6,184
Part des recettes fédérales par habitant	258	236	1,394	2,414	237	227	744	726	31	6,266

Chapitre 4

Les retombées fiscales liées à l'augmentation des revenus nets des producteurs de pétrole canadiens

D'autres répercussions liées à la construction de l'oléoduc Énergie Est s'ajouteront aux retombées économiques et fiscales mentionnées dans les deux chapitres précédents. L'une d'elles est que les producteurs de pétrole canadiens pourront obtenir un prix plus élevé pour leur produit. IHS inc. arrive à la conclusion qu'Énergie Est aidera à atténuer les réductions de prix subies par le brut canadien ces dernières années et contribuera à hausser les prix que recevront les producteurs canadiens ou leurs « revenus nets »¹¹.

Dans le cadre de son analyse, IHS a établi des prévisions pour le prix du pétrole lourd de l'Ouest canadien selon différents scénarios, en s'appuyant sur ses prévisions de référence concernant la production pétrolière dans la région. IHS examine plus précisément le cas où aucun oléoduc ne serait construit par rapport au cas où seul l'oléoduc Énergie Est serait construit, que nous appellerons le scénario « Énergie Est seul ». De même, IHS modélise un scénario dans lequel le projet Keystone XL, le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, le projet Northern Gateway et le projet d'oléoduc Énergie Est sont tous menés à bien, que nous appellerons le scénario « tous les oléoducs ».

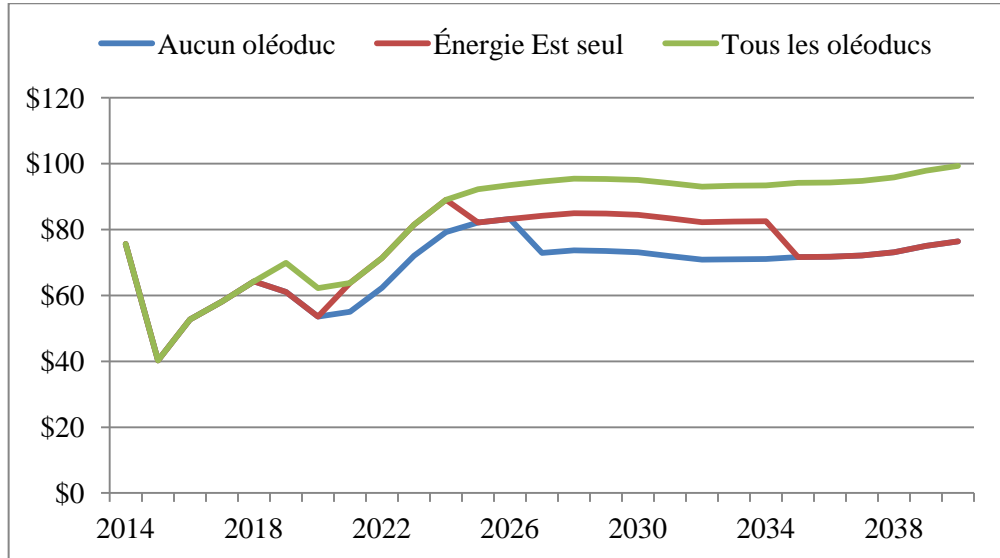
Dans tous les scénarios où l'on augmente la capacité pipelinière, les producteurs de pétrole lourd (pétrole classique et bitume dilué) de l'Ouest canadien voient leurs revenus nets augmenter, à mesure que la capacité de transport par oléoduc rattrape, au moins en partie, l'augmentation de l'offre. Toutefois, l'importance de cette hausse des revenus nets et sa durée varient selon chaque scénario, en fonction de la capacité pipelinière ajoutée (voir le graphique 27).

¹¹ IHS inc. *Supply and Market Study for Energy East Project*, p. 23.

Graphique 27

Les prix du pétrole de l'Ouest canadien pourraient évoluer différemment, en fonction de la capacité pipelinière ajoutée

(prix du mélange de Cold Lake, en \$ constants de 2013/b)



Source : IHS.

La capacité des expéditeurs d'acheminer le pétrole en partie par chemin de fer est une autre considération importante incluse dans les scénarios. S'il n'est pas nécessaire de recourir au transport ferroviaire, les réductions appliquées au pétrole lourd de l'Ouest canadien par rapport aux prix de référence internationaux tombent à zéro. Lorsqu'un produit doit être transporté par train, mais que la capacité ferroviaire et pipelinière combinée est suffisante, le pétrole lourd de l'Ouest canadien subit une réduction équivalente au coût supplémentaire engagé pour le transport du pétrole vers la côte du Golfe des États-Unis par voie ferroviaire plutôt que par oléoduc. Enfin, dans l'éventualité où la capacité ferroviaire et pipelinière combinée est insuffisante, ce pétrole fait l'objet de réductions exceptionnelles.

L'augmentation des revenus nets qu'entraînerait une capacité pipelinière accrue permettrait aux producteurs de pétrole de tirer un meilleur rendement de leurs investissements. Il en résulterait de véritables retombées économiques comme le versement de dividendes plus élevés ou l'accroissement des investissements des entreprises. À cela s'ajouteraient des retombées fiscales dues à la hausse des redevances et de l'impôt sur les sociétés perçus par les gouvernements fédéral et provinciaux. Dans le scénario « Énergie Est seul », nous prévoyons que ces retombées fiscales totaliseront 66,2 G\$ au cours des 14 premières années d'exploitation de l'oléoduc (voir le tableau 7). Ce chiffre grimpe à 70,6 G\$ entre 2021 et 2040 dans le scénario « tous les oléoducs ».

Tableau 7
Résumé des retombées fiscales de la hausse des revenus nets
 (effets cumulatifs, 2021 à 2040)

	Autres provinces de l'Atlantique		Nouveau-Brunswick	Québec	Ontario	Manitoba	Saskatchewan	Alberta	Colombie-Britannique	Territoires	Canada
	ÉNERGIE EST SEUL										
Retombées totales (en M\$ de 2013)	1 270	595	6 409	10 643	994	2 874	39 756	3 603	91	66 235	
Impôt provincial sur les sociétés	0	0	0	0	0	1 040	21 060	0	0	22 101	
Part par habitant de l'impôt fédéral sur les sociétés	1 270	595	6 409	10 643	994	870	3 151	3 603	91	27 626	
Redevances	0	0	0	0	0	964	15 545	0	0	16 508	
	TOUS LES OLÉODUCS										
Retombées totales (en M\$ de 2013)	1 347	631	6 797	11 288	1 054	2 633	42 968	3 822	97	70 636	
Impôt provincial sur les sociétés	0	0	0	0	0	887	22 552	0	0	23 440	
Part par habitant de l'impôt fédéral sur les sociétés	1 347	631	6 797	11 288	1 054	923	3 342	3 822	97	29 300	
Redevances	0	0	0	0	0	823	17 074	0	0	17 896	

Source : Le Conference Board du Canada.

Il est important de noter que ces retombées se matérialiseront, que la production pétrolière ou l'investissement augmente ou non au-delà de ce qu'on prévoit actuellement – la hausse des prix suffira à elle seule à engendrer des retombées fiscales positives. Dans la présente étude, nous ne nous arrêtons pas aux retombées économiques associées à l'utilisation que pourraient faire les producteurs de leurs revenus nets plus élevés. Nous discutons plutôt, dans le reste de ce chapitre, des recettes de l'industrie et des retombées fiscales liées à la hausse des revenus nets qui découlerait de l'augmentation de la capacité pipelinère dans chacun des scénarios.

4.1 Le scénario « Énergie Est seul »

Dans le scénario « Énergie Est seul », IHS suppose qu'Énergie Est sera le seul des quatre grands projets d'oléoduc terminé avant 2040. L'organisme prévoit que d'importants volumes de pétrole lourd commenceront à couler dans l'oléoduc à partir de la seconde moitié de 2020, et que le pétrole y circulera au maximum de sa capacité en 2021. Pour les quatre premières années d'exploitation, la capacité ajoutée par l'oléoduc Énergie Est sera suffisante pour éliminer la différence de prix entre le pétrole canadien et les prix des marchés internationaux. La principale exception survient en 2025-2026, année où une réduction due au transport ferroviaire s'impose dans les scénarios « aucun oléoduc » et « Énergie Est seul ». Donc, pour ces deux années, les producteurs n'enregistrent aucune hausse de leurs revenus nets dans le scénario « Énergie Est seul ». Pour la période 2027 à 2034, une réduction due au transport ferroviaire est appliquée au scénario « Énergie Est seul » et une réduction exceptionnelle est appliquée au scénario « aucun oléoduc ». Après 2034, des réductions exceptionnelles sont appliquées dans les deux scénarios et Énergie Est ne procure plus de hausse des revenus nets.

Le soulagement partiel des contraintes de capacité de transport qui en résulte mène à une augmentation des revenus nets pour toutes les expéditions de pétrole lourd classique et de bitume dilué en provenance de l'Ouest canadien, pas seulement celles passant par Énergie Est. Au total, la

construction d'Énergie Est, par rapport au scénario où aucun oléoduc n'est construit, devrait faire augmenter les recettes des producteurs de 204 G\$ entre 2021 et 2034¹².

4.1.1 Les retombées fiscales : les redevances

Étant donné que le projet hausserait les revenus nets des producteurs sans entraîner pour autant une hausse de leurs coûts d'exploitation, on pourrait s'attendre à une augmentation des recettes de 204 G\$. Cela aura une incidence sur les redevances et l'impôt que doivent verser les sociétés productrices. En ce qui concerne les redevances, on prévoit que l'Alberta et la Saskatchewan verront, ensemble, leurs redevances augmenter de 16,5 G\$.

L'Alberta récoltera la majeure partie de ces redevances supplémentaires, soit 15,5 G\$, puisque c'est elle qui produit le gros du pétrole lourd de l'Ouest canadien. Cela correspond à une augmentation annuelle moyenne de 1,1 G\$, ce qui, aux fins de comparaison, équivaut à environ 16 % de tous les paiements de redevance pétrolière en Alberta pour l'exercice 2013-2014¹³.

La Saskatchewan profitera aussi d'une hausse des paiements de redevance, mais les gains seront proportionnellement moins élevés, en fonction des niveaux de production inférieurs de la province. De 2021 à 2034, nous estimons que la province percevra 964 M\$ supplémentaires en redevances consécutivement à la hausse des revenus nets attribuable à Énergie Est. Cela représente une moyenne annuelle de 69 M\$, soit 4,5 % des redevances pétrolières de la province pour l'exercice 2013-2014¹⁴.

4.1.2 Les retombées fiscales : l'impôt sur le revenu

Les bénéfices accrus qu'engrangeront les producteurs de pétrole grâce à la hausse des revenus nets auront également d'importantes répercussions sur l'impôt des sociétés, tant à l'échelon fédéral que provincial. L'impôt sur le revenu est calculé après déduction des redevances, mais comme il existe une corrélation directe entre des prix plus élevés et des bénéfices accrus, les taux d'imposition provinciaux et fédéraux s'appliquent à une hausse considérable des profits. On s'attend à ce que les retombées totales liées à l'impôt sur les sociétés soient encore plus grandes que celles associées aux redevances, soit 49,7 G\$ entre 2021 et 2034.

Là encore, l'Alberta étant la plus grande productrice, elle héritera directement d'une part importante de cette hausse dans les revenus directs provenant des impôts sur les sociétés, soit 21,1 G\$ durant la même période. La Saskatchewan en profitera aussi directement, mais les retombées fiscales seront moindres : 1,1 G\$ pour la même période. Cet écart tient essentiellement au fait que la production saskatchewanaise de pétrole lourd ne représente qu'un dixième de la production albertaine et que ce ratio va en diminuant. En outre, il existe certaines différences dans les régimes de redevances qu'appliquent les deux provinces à la production de pétrole.

Comme l'Alberta et la Saskatchewan sont les seules productrices de pétrole lourd et de bitume dilué au Canada, elles récoltent tous les avantages de la hausse des recettes fiscales provinciales. Cela dit, le pays

¹² IHS inc. *Supply and Market Study for Energy East Project. En dollars de 2004.*

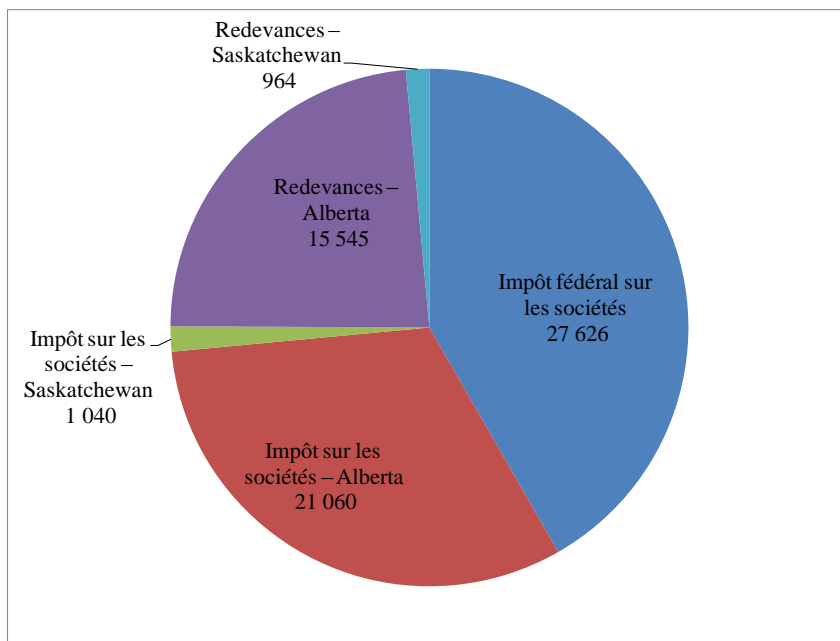
¹³ Gouvernement de l'Alberta. *Budget 2014 : Fiscal Plan Tables.*

¹⁴ Gouvernement de la Saskatchewan. *Budget 214-15 : Core Operational Plan.*

entier profitera aussi des recettes accrues que tirera le gouvernement fédéral de l'impôt sur les sociétés qui, selon nos projections, seront supérieures à celles que percevront ensemble l'Alberta et la Saskatchewan (voir le graphique 28). Entre 2021 et 2034, la hausse des revenus nets liée au projet d'oléoduc Énergie Est devrait favoriser une augmentation des recettes de l'impôt fédéral sur les sociétés de 27,6 G\$. Cela représente 2 G\$ par année ou 5,7 % de l'ensemble des recettes de l'impôt fédéral sur les sociétés pour l'exercice 2013-2014¹⁵. Comme les recettes fédérales sont généralement réparties entre les provinces en fonction du nombre d'habitants, toutes les régions du Canada en récolteront des avantages considérables.

Graphique 28

La hausse des revenus nets rapportera d'importantes recettes liées à l'impôt sur les sociétés
(effets de la hausse des revenus nets sur l'impôt des sociétés, en M\$ de 2013, 2021 à 2034)



Source : Le Conference Board du Canada.

Ainsi, dans le scénario « Énergie Est seul », les retombées fiscales cumulatives du projet d'oléoduc sont considérables. Le Canada dans son ensemble perçoit 66,2 G\$ de plus en recettes fiscales entre 2021 et 2034. L'Alberta en récolte la plus grande partie. En effet, les retombées cumulatives liées aux redevances et à l'impôt provincial sur les sociétés y totalisent 36,6 G\$ sur 14 ans, ou 2,6 G\$ par année, ce qui équivaut à 6 % des recettes provinciales totales en 2013-2014¹⁶. Mais les retombées ne se limiteront pas à l'Alberta. La Saskatchewan recevra directement 2 G\$ du montant total; le reste sera réparti entre les provinces dans le cadre des versements que leur fait le gouvernement fédéral.

¹⁵ Gouvernement du Canada. *Le budget de 2014 : Perspectives budgétaires*.

¹⁶ Gouvernement de l'Alberta. *Budget 2014 : Fiscal Plan Tables*.

4.2 Le scénario « tous les oléoducs »

Dans son scénario « tous les oléoducs », IHS part du principe que les quatre grands projets d'oléoducs qui transporteront le pétrole de l'Ouest canadien ont eu le feu vert et qu'ils seront pleinement opérationnels d'ici 2021. L'organisme suppose également que ces oléoducs augmenteraient de 2,7 mb/j la capacité de transport du pétrole lourd provenant de la région, dont 900 000 b/j seraient attribuables à Énergie Est. Grâce à cette forte augmentation de la capacité pipelinière, le pétrole canadien ne serait plus vendu à prix réduit, et cela pour une période prolongée. IHS estime que le recours au transport ferroviaire ne sera pas nécessaire avant la fin de la période de prévision en 2040.

Afin d'estimer les retombées de la hausse des revenus nets, nous avons aussi comparé le scénario « tous les oléoducs » au scénario « aucun oléoduc ». Toutefois, les retombées dont profiteront les producteurs de pétrole lourd et de bitume dilué dans le scénario « tous les oléoducs » ne seront pas toutes attribuables au projet d'oléoduc Énergie Est. Les résultats ont été obtenus en supposant que les quatre oléoducs prévus allaient être pleinement opérationnels d'ici 2021. Par conséquent, IHS attribue au projet 32,8 % (soit l'équivalent de la contribution d'Énergie Est à la nouvelle capacité combinée supposée) des retombées liées aux revenus nets. On s'attend donc à ce qu'Énergie Est hausse les revenus des producteurs de 217 G\$ entre 2021 et 2040¹⁷.

Selon le scénario « tous les oléoducs », l'augmentation des revenus nets attribuable à Énergie Est devrait faire grimper les recettes publiques de 70,6 G\$ entre 2021 et 2040. Encore une fois, le gros de ce montant, soit 52,7 G\$, proviendra de l'impôt sur les sociétés (voir le graphique 29). Le gouvernement fédéral percevra la majeure partie des recettes de l'impôt sur les sociétés (55,6 %), suivi de l'Alberta (42,8 %) et de la Saskatchewan (1,7 %).

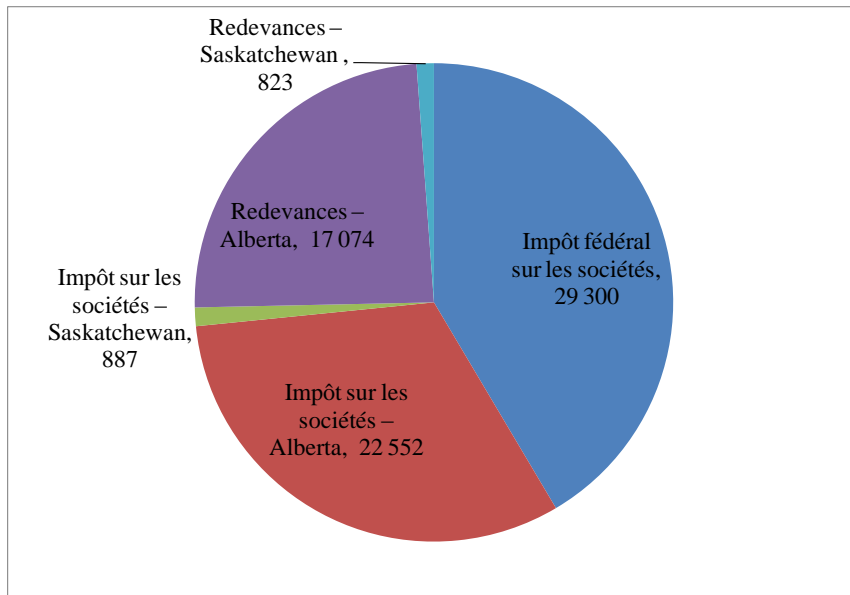
Les redevances perçues par l'Alberta augmenteront de 17,1 G\$ grâce à la hausse des revenus nets qui découlera des 20 premières années d'exploitation au maximum de la capacité d'Énergie Est. La Saskatchewan profitera aussi des retombées de l'augmentation des revenus nets tirés du pétrole lourd classique. Durant la même période, ses recettes liées aux redevances devraient faire un bond de 823 M\$.

¹⁷ En dollars de 2014.

Graphique 29

L'impôt fédéral sur les sociétés profite du gros des retombées fiscales

(retombées fiscales liées à la hausse des revenus nets, en M\$ de 2013, 2021 à 2040)



Source : Le Conference Board du Canada.

Chapitre 5

Conclusion

Ces dernières années, les prix de référence du pétrole canadien ont été considérablement inférieurs à ceux d'autres régions du monde. Essentiellement, cela signifie que le Canada ne profite pas pleinement des retombées économiques et fiscales liées à l'exploitation de ses ressources pétrolières non renouvelables. Compte tenu de la situation, le développement d'une nouvelle infrastructure de transport pétrolier en Amérique du Nord suscite un intérêt grandissant. Quatre grands projets d'oléoducs sont actuellement envisagés pour transporter le pétrole produit par l'Ouest canadien, dont Énergie Est.

S'il est approuvé, Énergie Est aura des retombées économiques et fiscales qui se matérialiseront dans trois grands secteurs. Il y aura, d'abord, les retombées de la phase de développement du projet, qui englobera les activités de conception et de construction. Ensuite, ce sera la phase d'exploitation, qui produira des retombées économiques liées à l'exploitation et à l'entretien de l'oléoduc. Enfin, on s'attend à ce que le projet favorise une hausse des revenus nets des producteurs de pétrole lourd de l'Ouest canadien. Chacun de ces trois secteurs produira des retombées économiques et fiscales.

Phase de développement — Si l'on tient compte des retombées directes, indirectes (sur la chaîne d'approvisionnement) et induites, les dépenses durant la phase de développement du projet assureront le maintien de 168 711 années-personnes de travail et généreront 16,8 G\$ de PIB et 3,8 G\$ en recettes publiques fédérales et provinciales. Le gros des répercussions se fera sentir dans le centre du Canada, mais d'autres provinces comme le Nouveau-Brunswick et l'Alberta profiteront de retombées appréciables.

Phase d'exploitation — Nous évaluons les retombées d'exploitation du projet d'oléoduc pendant ses 20 premières années d'utilisation selon deux scénarios distincts : un scénario « minimum » fondé sur les volumes souscrits à long terme, et un scénario « maximum » reposant sur l'utilisation à plein rendement de l'oléoduc. Au minimum, l'exploitation d'Énergie Est devrait permettre de soutenir 91 984 années-personnes de travail et engendrer 38,7 G\$ de PIB. Selon le scénario de la pleine capacité, ces estimations grimpent à 122 706 années-personnes et à 51,6 G\$ de PIB. Quant aux retombées fiscales, l'exploitation de l'oléoduc devrait générer entre 6,5 et 8,6 G\$ en recettes fédérales et provinciales combinées, soit beaucoup plus que durant la phase de développement. L'Ontario bénéficiera de la plus grande part des retombées en emploi et en PIB lors des années d'exploitation.

Hausse des revenus nets — Nous estimons les retombées fiscales liées à la hausse des revenus nets en fonction de deux scénarios distincts élaborés par IHS. Selon le scénario « Énergie Est seul », nous prévoyons qu'elles totaliseront 66,2 G\$ au cours des 20 premières années d'exploitation de l'oléoduc. Les recettes de l'impôt fédéral sur les sociétés représenteront la majeure partie de ce montant, soit 27,6 G\$, tandis que celles de l'impôt provincial équivaldront à 22,1 G\$; le reste sera attribuable à l'augmentation des paiements de redevances. Toutefois, dans le scénario « tous les oléoducs », les

retombées fiscales pourraient atteindre au total 70,6 G\$, avec une répartition semblable entre les recettes des impôts fédéraux et provinciaux et les redevances. Dans ces deux scénarios, c'est l'Alberta qui récolte la majorité des retombées fiscales (environ 60 %) en raison de la hausse des paiements de redevances; elle est suivie par l'Ontario (16 %) et le Québec (10 %).

Le tableau 8 résume les retombées économiques et fiscales liées à Énergie Est en se fondant à la fois sur le scénario « minimum » des retombées de l'exploitation et le scénario « tous les oléoducs » pour évaluer l'incidence des revenus nets plus élevés. On s'attend à ce qu'entre 2013 et 2040, le projet crée 260 695 années-personnes de travail. Il devrait également avoir des retombées fiscales de 80,9 G\$ durant la même période.

Tableau 8
Résumé des retombées économiques et fiscales du projet d'oléoduc Énergie Est
(effets cumulatifs, 2013 à 2040)

	Autres provinces de l'Atlantique		Nouveau-Québec	Ontario	Manitoba	Saskatchewan	Colombie-Britannique			Territoires	Canada
Retombées sur l'emploi (années-personnes, ETP)	3,057	47,366	49,195	92,451	12,796	16,278	33,277	6,187	87	260,695	
– Phase de développement	2,141	40,956	39,438	49,603	7,314	10,586	15,219	3,409	46	168,711	
– Phase d'exploitation	916	6,410	9,757	42,849	5,482	5,692	18,058	2,778	41	91,984	
Retombées sur le PIB (M\$ de 2013)	376	6,570	9,257	23,960	2,975	4,295	7,389	616	19	55,458	
– Phase de développement	249	3,248	3,942	5,440	621	1,012	1,926	327	10	16,776	
– Phase d'exploitation	127	3,322	5,315	18,520	2,354	3,283	5,463	289	9	38,683	
Retombées fiscales (M\$ de 2013)	1,593	1,484	8,919	15,543	1,521	3,172	44,095	4,474	123	80,923	
– Phase de développement	97	482	972	1,320	157	185	350	240	9	3,813	
– Phase d'exploitation	149	371	1,151	2,935	309	354	777	412	17	6,475	
– Augmentation des revenus nets	1,347	631	6,797	11,288	1,054	2,633	42,968	3,822	97	70,636	

Source : Le Conference Board du Canada.

Annexe A

Curriculum vitæ et qualifications professionnelles de Glen Hodgson

Parcours professionnel

Le Conference Board du Canada

Premier vice-président et économiste en chef – Depuis novembre 2006

Vice-président et économiste en chef – De septembre 2004 à novembre 2006

- Membre de l'équipe de direction.
- Chef d'un groupe de direction composé de sept directeurs et de 40 employés.
- Responsable des prévisions économiques touchant les économies du Canada, des provinces, des régions métropolitaines, des États-Unis et d'autres pays, ainsi que de divers mandats d'analyses économiques chaque année.
- Responsable de l'exécution de projets de développement international pour le compte de clients.
- Porte-parole principal du Conference Board par l'intermédiaire de présentations, d'articles et des médias.

Exportation et développement Canada (EDC)

Vice-président et économiste en chef adjoint – D'octobre 2001 à septembre 2004

- Co-chef d'un groupe formé d'environ 55 employés (dont six chefs d'équipe) chargé d'analyser et de prévoir les grandes tendances économiques au Canada et ailleurs dans le monde, ainsi que d'évaluer les risques économiques, politiques et environnementaux et d'autres risques commerciaux au niveau international.
- Porte-parole principal d'EDC par l'intermédiaire de présentations, d'articles et des médias.

Vice-président, Politiques et relations internationales – De 2000 à 2001

Directeur, Relations gouvernementales et internationales – De 1998 à 2000

Directeur, Relations gouvernementales et politique générale – De 1994-1998

- Sous la responsabilité du président, gestion d'une équipe chargée des politiques qui s'est progressivement élargie jusqu'à atteindre 18 membres.
- Responsable de diverses facettes de la stratégie et de la politique opérationnelles d'EDC, ainsi que des lois et règlements de portée nationale et internationale connexes.
- Gestion des relations de l'organisme avec ses parties intéressées au Canada et dans le monde.

Ministère des Finances, gouvernement du Canada

Chef principal, Division des finances internationales et de la politique de développement – De 1993 à 1994

- Codirection d'un groupe de 20 personnes responsables des priorités financières internationales et des intérêts connexes (questions financières du G-7, crédits à l'exportation, rééchelonnement de la dette, politique d'aide étrangère, institutions financières multilatérales, etc.) du gouvernement du Canada.
- Prestation de conseils budgétaires dans les domaines de la défense nationale, de l'aide étrangère et des finances internationales.

Secrétaire ministériel, cabinet du sous-ministre – De 1991 à 1992

- Fonctions d'adjoint administratif du sous-ministre tout en dirigeant une équipe de 12 personnes.
- Collaboration à la gestion des relations du Ministère avec le ministre des Finances, son personnel et d'autres ministères et organismes.
- Coordination de divers budgets fédéraux; élaboration du Plan ministériel.

Chef, Financement international du développement – De 1988 à 1991

- Direction d'un groupe de sept personnes responsables de l'adhésion du Canada au FMI, à la Banque mondiale, à la BERD et à d'autres banques de développement régionales; des questions budgétaires et stratégiques liées à l'aide étrangère; et des questions liées au financement des exportations.

Économiste, Division des programmes internationaux – De 1982 à 1984

- Responsable de l'analyse du risque pays, du rééchelonnement de la dette, ainsi que du financement des exportations et du développement.

Fonds monétaire international

Conseiller/adjoint du directeur général pour le Canada, l'Irlande et les Caraïbes au conseil d'administration – De 1984 à 1988

- Conseiller du directeur général pour le Canada en ce qui a trait aux prêts, aux politiques et à l'administration du FMI.
- Représentation du directeur général aux discussions du conseil d'administration du FMI et lors de missions dans d'autres pays.

Études

Candidat au doctorat en économie (sans thèse), Université McGill, 1981

Maîtrise en économie, Université McGill, 1981

Baccalauréat ès arts avec spécialisation, Université du Manitoba, 1978

Publications – Plus de 200 publications; liste complète disponible sur demande.

Annexe B

Bibliographie

Gouvernement de l'Alberta. *Budget 2014 : Fiscal Plan Tables*, Edmonton, gouvernement de l'Alberta, 2014.

Gouvernement de la Saskatchewan. *Budget 2014-15 : Core Operational Plan*, Regina, gouvernement de la Saskatchewan, 2014.

Gouvernement du Canada. *Le budget de 2014 : Perspectives financières*, Ottawa, gouvernement du Canada, 2014.

IHS Inc. *Supply and Market Study for Energy East Project*, Houston, IHS Global, 2014.

Annexe C

Modèles d'entrées-sorties

Les modèles d'entrées-sorties sont des modèles économiques qui décrivent la manière dont circulent les biens et services dans une économie. Ils comportent deux éléments clés : la géographie et les biens et services. Ils fournissent des renseignements concernant les branches d'activité qui créent ces biens et services et la manière dont ils sont utilisés, c.-à-d. s'ils servent d'intrants dans d'autres branches d'activité ou s'ils sont consommés à l'intérieur du pays ou exportés. L'élément géographique permet de déterminer le lieu de production de divers biens et services et d'en suivre l'évolution sur le marché d'une province ou d'un pays à l'autre.

Les modèles d'entrées-sorties servent notamment à calculer les retombées économiques liées à différents types d'activité économique. Comme ils décrivent le fonctionnement des chaînes d'approvisionnement, nous sommes en mesure de leur faire subir un « choc » et d'observer les répercussions au sein de l'économie. Les « chocs » sont introduits dans les modèles et peuvent prendre différentes formes. Par exemple, les retombées de l'exploitation de l'oléoduc décrites dans le présent rapport sont mesurées à l'aide d'un choc de « production brute » ou de recettes. En gros, nous augmentons les recettes de l'industrie des oléoducs d'un certain montant et observons les résultats. Le choc associé au développement du projet a été intégré de façon différente. Nous avons augmenté la demande pour différents types de biens et services qui seront utilisés dans le cadre du projet comme les canalisations, les réservoirs et les ouvriers.

Le modèle d'entrées-sorties dont nous nous sommes servis dans notre analyse est produit et tenu à jour par Statistique Canada. Le Ministère actualise chaque année les tableaux d'entrées-sorties du modèle dans le cadre du Système de comptabilité nationale du Canada (SCNC). Le SCNC est un système de comptes statistiques intégrés formé de quatre composantes : les comptes d'entrées-sorties (nationaux et provinciaux), les comptes des revenus et des dépenses (nationaux et provinciaux), la balance des paiements et les comptes financiers et du patrimoine. Les tableaux d'entrées-sorties portent sur toutes les activités économiques menées dans les économies de marché de chaque province et territoire, englobant les personnes, les entreprises, les organismes gouvernementaux et non gouvernementaux (sans but lucratif) et les entités hors de leur sphère de compétence qui donnent lieu à des importations ou des exportations (au niveau interprovincial ou international).

Pour établir les comptes d'entrées-sorties, Statistique Canada obtient chaque année des données de base de toutes les enquêtes pertinentes ainsi que des données de sources administratives telles que les dossiers d'impôt, les associations professionnelles et sectorielles, et les organismes non gouvernementaux pour chaque province et territoire. Aux fins de l'établissement des estimations statistiques qui constituent les comptes d'entrées-sorties, les données provenant de diverses sources sont comparées, analysées par des spécialistes du domaine et utilisées pour établir des estimations qui sont conformes à toutes les autres estimations dans le système et qui brossent un tableau statistique

valide et cohérent du domaine. La cohérence est une caractéristique clé des données compilées par le SCNC.

Par conséquent, le modèle d'entrées-sorties produit par Statistique Canada donne une description, la plus exhaustive qui soit, des flux de l'activité économique dans le contexte de l'économie canadienne. Il décrit les flux de plus de 700 biens et services différents dans 300 branches d'activité, et ce, pour tous les provinces et territoires. Les solutions du modèle comprennent à la fois des résultats « ouverts », qui résument les retombées directes et indirectes d'un choc, et des résultats « fermés », qui résument les retombées directes, indirectes et induites combinées. Les principaux extrants du modèle pouvant servir à décrire les résultats d'un choc comprennent l'emploi, le PIB, le revenu du travail, la production brute et le commerce international. Les résultats mentionnés ici ont été obtenus grâce au modèle d'entrées-sorties de 2009 de Statistique Canada, le plus récent disponible au moment de notre analyse.

Principales hypothèses

S'il est vrai que les modèles d'entrées-sorties sont utiles pour nous permettre de comprendre les retombées économiques associées à des projets en particulier, il ne faut pas oublier non plus qu'un certain nombre d'hypothèses sous-tendent les résultats. Quelques-unes de nos principales hypothèses sont expliquées ci-dessous.

Modes de production fixes

Les tableaux à l'appui du modèle d'entrées-sorties sont établis en fonction des relations au sein de la chaîne d'approvisionnement dans le contexte de l'économie canadienne à un moment précis; dans le cas présent, il s'agit de l'année 2009. Par conséquent, les résultats du modèle ne reflètent pas l'influence que peuvent avoir certains éléments comme l'évolution des prix relatifs de différents intrants, la productivité et la technologie sur les chaînes d'approvisionnement au fil du temps. De même, les flux commerciaux ne tiennent pas compte de facteurs externes comme l'évolution des taux de change, l'émergence de nouveaux partenaires commerciaux et les changements dans la politique commerciale.

Cette hypothèse est pertinente également dans l'analyse des retombées induites. Le modèle suppose que les consommateurs ont des habitudes de consommation et d'épargne fixes au fil des ans. En réalité, ces habitudes sont influencées par divers facteurs, dont la conjoncture économique et la démographie. Par conséquent, plus le modèle d'entrées-sorties se projette loin dans l'avenir, moins il est susceptible de dresser un portrait exact de l'activité économique future.

Absence de contraintes d'approvisionnement

Les résultats du modèle d'entrées-sorties reposent sur une autre hypothèse clé, à savoir qu'aucune contrainte d'approvisionnement ne s'exerce sur l'économie. Cela signifie qu'on suppose que tous les intrants nécessaires pour administrer le choc sont facilement accessibles, et que le projet soumis au modèle ne rivalisera avec aucun autre pour l'obtention des ressources. Dans la réalité, si le projet est de

grande ampleur, il se peut que les coûts et (ou) salaires augmentent à mesure que le nouveau projet accaparera les ressources utilisées pour d'autres activités.

Cela est particulièrement vrai pour les retombées induites. Ces dernières reposent sur l'hypothèse voulant que les personnes employées grâce aux retombées directes et indirectes du projet soient autrement sans emploi. Toutefois, au moins certaines d'entre elles seraient susceptibles de trouver du travail ailleurs, mais à un salaire qui risquerait d'être inférieur. Par conséquent, le fait d'inclure les retombées induites gonfle probablement les retombées économiques totales. Cependant, le fait de les exclure mènerait assurément à une sous-estimation de ces retombées.

Homogénéité des branches d'activité

En général, les modèles d'entrées-sorties partent du principe que toutes les entreprises d'une branche d'activité sont caractérisées par un processus de production commun. Dans la pratique, le modèle reflète une moyenne dans la branche d'activité; on suppose donc que le mode d'exploitation et les pratiques commerciales d'Énergie Est sont les mêmes que ceux d'autres exploitants d'oléoducs. Si la structure de production d'Énergie Est diffère considérablement de la moyenne, les résultats relatifs aux retombées économiques pourraient s'écarter de ceux décrits dans le présent rapport.

L'homogénéité des branches d'activité suppose également un rendement d'échelle constant pour toutes les entreprises de la branche. En d'autres termes, le modèle repose sur une relation linéaire entre les intrants et les extrants. Dans la pratique, de nombreuses branches d'activité réalisent au moins certaines économies d'échelle, ce qui signifie qu'il existe un rendement optimal que les entreprises devraient atteindre. Par conséquent, dans le modèle, on suppose que chaque dollar supplémentaire de recette ou d'investissement favorisera la même augmentation relative de l'activité économique. Dans la réalité, cela n'est pas toujours tout à fait vrai.

Insights. Understanding. Impact.



255 Smyth Road, Ottawa ON

K1H 8M7 Canada

Tel. 613-526-3280

Fax 613-526-4857

Inquiries 1-866-711-2262

conferenceboard.ca



Modification Annexe 1-9

Rapport Concentric (Novembre 2015) (Pièce-jointe:Rapport de Golder)

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, L.R.C. 1985, ch. N-7, en sa version modifiée, et aux règlements pris en application de celle-ci;

RELATIVEMENT À la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (2012), L.C. 2012, ch. 37, en sa version modifiée, et aux règlements pris en application de celle-ci;

RELATIVEMENT À une demande déposée par Oléoduc Énergie Est Ltée (Énergie Est), à titre de commandité, au nom d'Energy East Pipeline Limited Partnership et de Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership, visant l'obtention d'un certificat d'utilité publique et des approbations connexes aux termes des parties III et IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et de l'article 43 du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres*;

RELATIVEMENT À une demande déposée par TransCanada PipeLines Limited et Oléoduc Énergie Est Ltée concernant la cession de certains actifs de gazoducs aux termes des parties I, IV et V de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

DEMANDES RELATIVES AU PROJET ÉNERGIE EST ET À LA CESSION D'ACTIFS DE TRANSCANADA PIPELINES LIMITED ET D'OLÉODUC ÉNERGIE EST LTÉE

Mise à jour de novembre 2015

TÉMOIGNAGE ÉCRIT DE JOHN J. REED CONCENTRIC ENERGY ADVISORS, INC.

Dest. : La secrétaire
Office national de l'énergie
517, Dixième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2R 0A8

TABLE DES MATIÈRES

<i>I. INTRODUCTION</i>	<i>1</i>
<i>II. APERÇU DU PROJET</i>	<i>5</i>
<i>III. SOMMAIRE</i>	<i>7</i>
<i>IV. CONSIDÉRATION DE L'INTÉRÊT PUBLIC GÉNÉRAL</i>	<i>9</i>
<i>V. FAISABILITÉ FINANCIÈRE ET ÉCONOMIQUE DE L'OLÉODUC ÉNERGIE EST</i>	<i>14</i>
<i>A. NORMES D'ÉVALUATION DE LA FAISABILITÉ FINANCIÈRE ET ÉCONOMIQUE</i>	<i>14</i>
<i>B. FAISABILITÉ FINANCIÈRE DE L'OLÉODUC ÉNERGIE EST</i>	<i>16</i>
<i>C. FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE DE L'OLÉODUC ÉNERGIE EST</i>	<i>21</i>
<i>D. RETOMBÉES ÉCONOMIQUES PRÉVUES DE L'OLÉODUC ÉNERGIE EST</i>	<i>33</i>
<i>VI. CESSION D'ACTIFS – CONVERSION DU GAZ AU PÉTROLE</i>	<i>36</i>
<i>A. QUALITÉ DU SERVICE GARANTI</i>	<i>39</i>
<i>B. PRIX DE LA CESSION/INCIDENCE SUR LES DROITS SUR LA CANALISATION PRINCIPALE</i>	<i>50</i>
<i>VII. ÉVALUATION DE L'INTÉRÊT PUBLIC</i>	<i>54</i>

1 **I. INTRODUCTION**

2 **Q1. VEUILLEZ INDIQUER VOTRE NOM ET VOTRE ADRESSE**
3 **D’AFFAIRES.**

4 R1. Je m’appelle John J. Reed. Mon adresse d’affaires est le 293 Boston Post Road
5 West, Suite 500, Marlborough (Massachusetts) 01752.

6
7 **Q2. QUEL EST VOTRE EMPLOYEUR ET À QUEL TITRE ÊTES-VOUS**
8 **EMPLOYÉ?**

9 R2. Je suis président du conseil et chef de la direction de Concentric Energy Advisors,
10 Inc. (« Concentric »). Concentric est une société d’experts-conseils en gestion
11 spécialisée dans la fourniture de services financiers et économiques au secteur de
12 l’énergie.

13
14 **Q3. VEUILLEZ DÉCRIRE VOS ANTÉCÉDENTS ET VOTRE EXPÉRIENCE**
15 **PROFESSIONNELS.**

16 R3. Je compte plus de trente-cinq ans d’expérience dans le secteur nord-américain de
17 l’énergie. Avant d’occuper mon poste actuel chez Concentric, j’ai occupé
18 plusieurs postes de direction auprès de diverses sociétés d’experts-conseils et j’ai
19 agi à titre d’économiste en chef auprès de Southern California Gas Company, le
20 plus grand service public de distribution du gaz naturel en Amérique du Nord. J’ai
21 témoigné à titre d’expert sur des questions financières et économiques à plus de
22 150 reprises devant l’Office national de l’énergie (l’« ONÉ » ou l’« Office »), la
23 Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »), des organismes de
24 réglementation des services publics provinciaux et d’État, divers tribunaux
25 fédéraux et d’État et des groupes d’arbitrage au Canada et aux États-Unis. Une
26 copie de mon curriculum vitae et une liste des témoignages que j’ai donnés sont
27 joints en tant que pièce A.

28

1 **Q4. DANS QUELLES AFFAIRES AVEZ-VOUS DÉJÀ TÉMOIGNÉ DEVANT**
2 **L'OFFICE?**

3 R4. J'ai témoigné devant l'Office pour le compte des parties et dans le cadre des
4 procédures qui suivent :

- 5 • Alberta-Northeast (GH-1-87)
- 6 • Alberta-Northeast (GH-2-87)
- 7 • Alberta-Northeast (GH-5-89)
- 8 • Independent Petroleum Association of Canada (RH-2-91)
- 9 • Association canadienne des producteurs pétroliers (RH-1-93)
- 10 • Maritimes & Northeast Pipeline (GH-6-96)
- 11 • Alliance Pipeline (GH-3-97)
- 12 • Maritimes & Northeast Pipeline (GH-3-2002)
- 13 • TransCanada PipeLines (RH-3-2004)
- 14 • Brunswick Pipeline (GH-1-2006)
- 15 • TransCanada PipeLines (RH-1-2007)
- 16 • Repsol Energy Canada (GH-1-2008)
- 17 • Maritimes & Northeast Pipeline (RH-4-2010)
- 18 • TransCanada PipeLines (RH-003-2011)
- 19 • Trans Mountain Pipeline (RH-001-2012)
- 20 • TransCanada PipeLines (RH-001-2013)
- 21 • NOVA Gas Transmission Ltd. (GH-001-2014)
- 22 • Trans Mountain Pipeline (OH-001-2014)
- 23 • TransCanada PipeLines (RH-001-2014)

24 En plus de témoigner, j'ai travaillé avec bon nombre d'entités du secteur canadien
25 de l'énergie au cours de ma carrière et leur ai apporté mon aide pour diverses
26 questions stratégiques, réglementaires et relatives aux droits.

27 **Q5. POUR LE COMPTE DE QUELLE ENTITÉ OFFREZ-VOUS UN**
28 **TÉMOIGNAGE DANS LE CADRE DE LA PRÉSENTE PROCÉDURE?**

29 R5. J'offre un témoignage pour le compte d'Oléoduc Énergie Est Ltée
30 (« Énergie Est ») et de TransCanada PipeLines Limited (« TransCanada »).

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33

Q6. QUEL EST L'OBJECTIF DE VOTRE TÉMOIGNAGE?

R6. L'objectif de mon témoignage est d'aborder les aspects économiques et d'intérêt public de (i) la demande d'Énergie Est relative à un nouvel oléoduc et des installations connexes, (ii) la demande conjointe d'Énergie Est et de TransCanada visant la cession d'actifs gaziers existants en vue de les réaffecter au transport pétrolier et (iii) la demande de TransCanada relative à la construction de certaines installations gazières qui feront partie de la canalisation principale. Bien qu'elles aient été déposées séparément auprès de l'Office, les demandes renferment des renseignements qui sont liés entre eux et qui se chevauchent et je les désignerai donc collectivement sous l'appellation la « Demande ». Mon témoignage écrit porte sur les questions qui suivent :

- une évaluation visant à déterminer si le Projet Oléoduc Énergie Est (« Oléoduc Énergie Est »), nouveau projet d'oléoduc, répond aux normes de l'Office quant à la faisabilité économique et financière, qui constituent des critères importants pour déterminer si un projet est conforme à l'intérêt public;
- une évaluation des modalités et du caractère raisonnable de la cession proposée d'actifs à partir du réseau de transport du gaz naturel de TransCanada (la « canalisation principale ») vers Énergie Est (les « installations faisant l'objet de la conversion »);
- une évaluation visant à déterminer si les nouvelles installations de gazoduc que TransCanada propose de construire dans le cadre de la canalisation principale (c.-à-d., le Projet de réseau principal de l'Est (« PRPE »)) sont nécessaires et s'il existe une forte probabilité que les frais liés à la demande relativement au PRPE soient payés par les expéditeurs gaziers au cours de la durée des contrats;
- une évaluation des avantages pour l'ensemble du public canadien, y compris les avantages aux plans du commerce, de l'économie, de l'approvisionnement et du marché, associés à l'Oléoduc Énergie Est, à la cession des installations faisant l'objet de la conversion et à la construction du PRPE (collectivement, le « Projet »).

1 **Q7. QUELS RENSEIGNEMENTS CONTENUS DANS LA DEMANDE**
2 **AVEZ-VOUS EXAMINÉS POUR L'ÉLABORATION DE VOTRE**
3 **TÉMOIGNAGE?**

4 R7. J'ai examiné les volumes 1, 2, 3 et 11 de la Demande ainsi que le volume 1 de la
5 Modification de la demande. Cet examen comprenait les évaluations quantitatives
6 des avantages du Projet, notamment les études préparées par Le Conference
7 Board du Canada (le « Conference Board »), qui a élaboré un rapport appréciant
8 les avantages économiques de l'Oléoduc Énergie Est (le « rapport du Conference
9 Board mis à jour »), et par IHS, Inc. (« IHS »), qui a élaboré un rapport
10 fournissant une évaluation indépendante du marché pour les produits expédiés,
11 l'approvisionnement disponible ainsi que les avantages et les incidences sur le
12 secteur pétrolier qui devraient découler de l'exploitation de l'Oléoduc Énergie Est
13 (le « rapport d'IHS mis à jour »). J'ai également passé en revue les rapports
14 élaborés par Nichols Applied Management (« Nichols »), qui a produit l'analyse
15 socioéconomique comprise dans la Demande (le « rapport de Nichols »), et par
16 Golder Associates, Ltd. (« Golder »), qui traite de l'incidence économique du
17 PRPE (le « rapport de Golder »)¹.

18 Je me suis appuyé sur l'examen des documents susmentionnés ainsi que sur mon
19 expérience du secteur de l'énergie en général et du secteur canadien de l'énergie
20 en particulier pour parvenir aux conclusions et formuler les opinions fournies
21 dans le présent témoignage.

¹ Le rapport Golder se trouve dans le numéro du dépôt auprès de l'ONÉ A4D8R4 et un rapport Golder mis à jour est joint au présent témoignage à titre de pièce C. Les analyses économiques associées au PRPE décrites dans le rapport Golder ne seront pas mises à jour avant le premier trimestre de 2016 et ne seront donc pas mises à jour dans le présent témoignage.

1 **II. APERÇU DU PROJET**

2 **Q8. QUELLES SONT LES INSTALLATIONS PROPOSÉES DANS LA**
3 **DEMANDE?**

4 R8. Énergie Est propose de construire et d'exploiter un réseau d'oléoducs de
5 4 500 km allant de Hardisty, en Alberta, jusqu'à Saint John, au
6 Nouveau-Brunswick. Le pipeline transportera jusqu'à 1,1 million de barils par
7 jour (« b/j ») de pétrole brut et devrait être mis en service d'ici la fin de 2020.
8 L'Oléoduc Énergie Est comprend l'acquisition des installations de gazoduc
9 existantes de TransCanada et la conversion de ces installations en vue du transport
10 du pétrole ainsi que la construction d'un nouvel oléoduc et de nouvelles
11 installations connexes. La portée préliminaire de l'Oléoduc Énergie Est
12 comprend :

- 13 • la conversion d'environ 3 000 km de gazoducs existants de 1 067 mm
14 (DN 42) au transport du pétrole;
- 15 • la construction de nouveaux tronçons de la canalisation principale
16 totalisant environ 1 500 km de 1 067 mm (DN 42);
- 17 • l'installation de canalisations latérales et de pipelines d'interconnexion
18 aux terminaux; et
- 19 • la construction d'un nouveau terminal maritime à Saint John, au
20 Nouveau-Brunswick.

21 À l'heure actuelle, environ 3 800 km du pipeline proposé devraient être situés à
22 l'intérieur d'une emprise existante ou le long d'aménagements linéaires existants
23 comme des pipelines, des voies ferrées, des routes et des lignes électriques. Le
24 reste de l'oléoduc, soit environ 700 km, devrait être installé à l'intérieur d'une
25 nouvelle emprise.

26
27 Les installations faisant l'objet de la conversion consisteront en la conversion
28 d'environ 3 000 km des installations existantes de la canalisation principale à
29 partir de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan jusqu'à un point près de
30 l'interconnexion existante de la canalisation principale avec le réseau Iroquois
31 Gas Transmission System, y compris le tronçon entre North Bay Junction et
32 Iroquois (le « raccourci de North Bay »).

1
2 En ce qui a trait au PRPE, TransCanada propose de construire des installations
3 supplémentaires consistant en un pipeline d'environ 279 km (de 914 mm
4 (DN 36), 6 450 kPa) qui doublerait la ligne de Montréal existante et en neuf
5 groupes compresseurs supplémentaires de 11 MW aux emplacements existants.
6

7 **Q9. QUELLE PART DE LA NOUVELLE CAPACITÉ PROPOSÉE POUR LE**
8 **TRANSPORT DU PÉTROLE EST ACTUELLEMENT VISÉE PAR UN**
9 **CONTRAT?**

10 R9. À l'heure actuelle, Énergie Est a conclu des contrats à long terme visant le
11 transport garanti de 995 000 b/j d'une durée moyenne de 19 ans. Sur ce volume,
12 725 000 b/j comportaient un point de livraison prévu par contrat situé soit dans
13 une raffinerie du Québec soit à Saint John. Les 270 000 b/j restants visés par un
14 contrat font l'objet de discussions commerciales en cours avec des expéditeurs
15 pour décider s'ils seront livrés à Saint John ou s'ils feront l'objet d'une évaluation
16 continue d'autres options de livraison. En outre, 90 000 b/j ont été réservés pour
17 le service ponctuel non garanti. Le présent témoignage utilise les 995 000 b/j visés
18 par les conventions de services de transport signées et les discussions
19 commerciales en cours. Les produits des redevances fixes en fonction de la
20 demande dont il est question dans le présent témoignage sont également calculés
21 en fonction des 995 000 b/j visés par un contrat.

22 **Q10. ÉNERGIE EST DEMANDE-T-ELLE L'APPROBATION DE SES DROITS**
23 **ET TARIFS DANS LA DEMANDE?**

24 R10. Non. Énergie Est demande uniquement l'approbation de sa méthode de
25 conception des droits et non des droits eux-mêmes, qui seront déterminés
26 ultérieurement. Énergie Est aborde toutes les questions concernant la partie IV de
27 la Loi sur l'ONÉ dans le volume 3, section 2 de la Demande et le volume 1,
28 section 7 de la Modification de la demande.
29

1 **III. SOMMAIRE**

2 **Q11. VEUILLEZ RÉSUMER VOS CONCLUSIONS CONCERNANT LE**
3 **PROJET.**

4 R11. Selon mon examen de la Demande, ma compréhension des exigences des
5 articles 52 et 74 de la Loi sur l'ONÉ, du Guide de dépôt de l'Office et des
6 politiques et précédents provenant de décisions passées de l'Office, je suis d'avis
7 que les avantages économiques globaux du Projet dépassent largement tout
8 fardeau économique éventuel du Projet et que le Projet concorde pleinement avec
9 l'intérêt public. Plus particulièrement :

- 10 • Dans le cadre de mon examen de l'intérêt public, j'ai évalué et considéré
11 les retombées économiques associées à chacune des composantes du
12 Projet : les installations faisant l'objet de la conversion, le PRPE et la
13 construction des nouvelles installations d'oléoduc. En raison de
14 l'interrelation entre ces composantes du Projet, mon opinion concernant
15 l'intérêt public tient compte de l'intégralité du Projet.
- 16 • Le Projet permet au Canada de maximiser les retombées du
17 développement de ses ressources naturelles et lui procure d'importantes
18 retombées économiques qui ne seraient pas accessibles en l'absence du
19 Projet sans toutefois entraîner des fardeaux économiques pour les
20 expéditeurs de gaz naturel.
- 21 • La cession des installations faisant l'objet de la conversion en vue de les
22 réaffecter au transport pétrolier réduit considérablement les coûts et
23 impacts environnementaux globaux qui auraient été requis ou observés par
24 ailleurs si toutes les nouvelles installations de l'oléoduc avaient dû être
25 construites; les modalités de la cession proposée sont raisonnables et
26 contribuent considérablement à l'enregistrement de bénéfices nets par les
27 expéditeurs de gaz naturel sur la canalisation principale.
- 28 • Sans la cession des installations faisant l'objet de la conversion, l'Oléoduc
29 Énergie Est ne serait pas rentable et l'accès aux nouveaux marchés
30 pétroliers serait restreint; cette situation mènerait à une inefficience du
31 marché et à la perte éventuelle de milliards de dollars, ce qui, à mon avis,
32 ne concorde pas avec l'intérêt public.
- 33 • Le projet de l'Oléoduc Énergie Est satisfait clairement aux normes que
34 l'Office a déjà évaluées quant à la faisabilité économique et financière.
 - 35 - Il est prévu que l'approvisionnement en pétrole brut sera suffisant
36 pour le pipeline, et il existe une demande importante indéniable en
37 services de transport pétrolier garanti de pétrole provenant
38 d'importants expéditeurs solvables capables de financer les

- 1 obligations financières d'un tel service sur une durée contractuelle
2 de 20 ans.
- 3 - L'option offerte par le nouvel oléoduc, en conjonction avec la
4 capacité d'acheminement suffisante du pétrole brut, devrait
5 atténuer les importantes restrictions du marché qui existent
6 actuellement, ce qui procurera des avantages importants au secteur
7 pétrolier de l'Ouest canadien, aux raffineries de l'Est canadien du
8 Québec et du Nouveau-Brunswick, en leur procurant une source
9 stable de pétrole brut domestique à prix concurrentiel, et à
10 l'ensemble de l'économie canadienne; les avantages pour le
11 secteur de l'énergie qui seront tirés du développement de
12 l'Oléoduc Énergie Est devraient dépasser 204 G\$.
- 13 - Les installations sont de taille raisonnable compte tenu des
14 engagements à long terme pris par les expéditeurs, et la capacité
15 des installations a été efficacement et équitablement répartie entre
16 les expéditeurs les plus offrants pour cette capacité; les nouvelles
17 facilités seront nécessaires et réellement utilisées, et les frais liés à
18 la demande relative à la capacité sont très susceptibles d'être
19 payés.
- 20 • L'Oléoduc Énergie Est fera également la promotion d'un environnement
21 concurrentiel pour le transport du pétrole.
- 22 - Le pipeline offrira aux expéditeurs de pétrole un plus grand
23 nombre de possibilités pour la commercialisation de leurs produits
24 en leur offrant un accès plus vaste au marché par l'ouverture des
25 marchés nord-américain et étrangers.
- 26 - La méthode de conception des droits négociés proposée par
27 Énergie Est concorde avec les méthodes approuvées par l'Office
28 pour d'autres oléoducs et répartit raisonnablement les risques entre
29 les expéditeurs et Énergie Est, notamment le risque de
30 sous-utilisation future auquel pourrait être exposée Énergie Est.
- 31 - Les ententes conclues par Énergie Est et ses expéditeurs ont été
32 négociées dans le cadre d'un appel d'offres ouvert et promouvoient
33 la rentabilité de la production en répartissant raisonnablement les
34 risques de développement et d'exploitation entre les parties.
- 35 • L'Oléoduc Énergie Est procurerait des retombées macroéconomiques
36 importantes au fédéral et au provincial totalisant plus de 136 G\$ au cours
37 des 20 premières années de service, ce qui comprend également des
38 retombées économiques prévues de 4,5 G\$ pour le corridor de transport du
39 gaz naturel associées à la construction du PRPE.
- 40 • Je me suis penché sur la question de savoir si l'intérêt public était mieux
41 servi, du point de vue économique, selon que les installations faisant
42 l'objet de la conversion seront utilisées pour le transport du pétrole ou du
43 gaz naturel. J'ai conclu que ni la qualité du service ni le coût du transport

1 garanti du gaz naturel sur la canalisation principale ne devraient être
2 compromis par la cession des installations faisant l'objet de la conversion
3 par suite des engagements pris par Énergie Est et TransCanada, y compris
4 la construction du PRPE. Malgré tout, la cession des installations faisant
5 l'objet de la conversion représente une utilisation accrue et améliorée des
6 installations existantes de la canalisation principale.

7 - Il n'est pas prévu que les installations gazières qui seront
8 converties au transport du pétrole sur des tronçons de la ligne des
9 Prairies et de la ligne du nord de l'Ontario devront continuer
10 d'offrir des services garantis de transport et elles sont donc plus
11 adéquatement affectées à une utilisation accrue et améliorée.

12 - Même si TransCanada était par ailleurs incapable de remplir ses
13 engagements de service garanti existants et prévus dans le triangle
14 de l'Est sans la construction de nouvelles installations gazières, un
15 tel scénario hypothétique ne se produirait pas avec le PRPE et ne
16 représente donc pas, à mon avis, une question d'intérêt public.

17 - TransCanada s'est engagée à construire le PRPE, qui regrouperait
18 suffisamment d'installations gazières du triangle de l'Est pour
19 satisfaire aux besoins en transport garanti actuels et prévus de la
20 canalisation principale après la cession des installations faisant
21 l'objet de la conversion et comprend une capacité supplémentaire
22 de 50 TJ/j; le PRPE a été conçu après que TransCanada eût
23 déterminé les besoins en service garanti dans le cadre d'appels de
24 soumission et en fonction d'une prévision détaillée des niveaux de
25 service garanti à venir.

26 - Selon les engagements de service garanti actuellement connus des
27 expéditeurs de la canalisation principale et toutes choses étant
28 égales par ailleurs, on prévoit que les expéditeurs de la canalisation
29 principale tireront un avantage au chapitre des droits par suite de la
30 cession des installations faisant l'objet de la conversion et de la
31 construction du PRPE. On prévoit une réduction de plus de
32 500 M\$ (en fonction de la valeur actualisée nette) des besoins en
33 revenus de la canalisation principale pour la période allant de 2018
34 à 2050 par suite de la cession des installations faisant l'objet de la
35 conversion et de la construction du PRPE; la cession, la
36 réaffectation de ces actifs à titre d'installations de transport du
37 pétrole et la construction du PRPE représentent le moyen le moins
38 coûteux de répondre à la fois aux besoins des expéditeurs de gaz
39 naturel et des expéditeurs de pétrole.

40 ***IV. CONSIDÉRATION DE L'INTÉRÊT PUBLIC GÉNÉRAL***

41 **Q12. L'INTÉRÊT PUBLIC EST-IL UN FACTEUR IMPORTANT À**
42 **CONSIDÉRER PAR L'OFFICE AU MOMENT DE DÉTERMINER SI DE**

1 **NOUVELLES INSTALLATIONS DEVRAIENT ÊTRE APPROUVÉES ET**
2 **SI LA PROPOSITION D'UN DEMANDEUR PRODUIT DES DROITS**
3 **JUSTES ET RAISONNABLES?**

4 R12. Oui. L'Office a énoncé que sa raison d'être est de réglementer dans l'intérêt
5 public canadien. Plus particulièrement :

6 La raison d'être de l'Office est de promouvoir, dans l'intérêt public
7 canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement
8 et l'efficacité de l'infrastructure et des marchés énergétiques, dans
9 le cadre du mandat que lui a conféré le Parlement au chapitre de la
10 réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources
11 énergétiques et du commerce de l'énergie².

12 **Q13. COMMENT COMPRENEZ-VOUS LA DÉFINITION DE L'INTÉRÊT**
13 **PUBLIC DE L'OFFICE?**

14 R13. Je comprends que l'Office a défini l'intérêt public canadien comme :

15 ...englob[ant] les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il
16 s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux
17 et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des
18 préférences de la société. À titre d'organisme de réglementation,
19 l'Office doit évaluer la contribution d'un projet au bien public
20 général, et ses inconvénients éventuels, en peser les diverses
21 conséquences et rendre une décision³.

22 Par le passé, un président de l'Office a également déclaré :

23 [traduction] Bien qu'il n'existe pas de définition précise de
24 l'intérêt public, il est clair que l'intérêt public englobe le concept
25 du « plus grand bien pour le plus grand nombre »⁴.

26 Un membre de l'Office a récemment mis en lumière le caractère évolutif de la
27 définition de l'intérêt public de la façon suivante :

28 Chaque décision prise dans l'intérêt public est considérée et
29 souplesse différemment par les membres d'une commission

² Site Web de l'ONÉ, « Quel est le mandat de l'Office », <http://www.neb-one.gc.ca/bts/whwr/nbfcstht-fra.html>; consulté le 12 septembre 2014.

³ Voir p. ex., ONÉ, Motifs de décision, GH-1-2006, p. 10; ONÉ, Plan stratégique; ONÉ, *La réglementation économique sous l'angle de l'ONÉ*, présentation de Kenneth Bateman, 5 juin 2011, p. 8.

⁴ ONÉ, *The Regulator's Role – Promoting the Public Interest*, présentation de Kenneth Vollman, 24 mai 2000.

1 indépendante en fonction de divers facteurs, notamment la
2 faisabilité économique des installations, les consultations
3 publiques, les questions autochtones, foncières, environnementales
4 et socioéconomiques, les droits et tout autre aspect considéré
5 comme pertinent par la commission établie⁵.

6 Au cours de la même présentation, deux décisions de l'Office ont été relevées
7 comme ayant démontré le « caractère indépendant de chaque commission et le
8 vaste éventail de facteurs considérés pour tenir compte de l'intérêt public ». Par
9 exemple, la décision de l'Office dans l'affaire GH-1-2006 visant l'approbation du
10 pipeline Brunswick d'Emera, l'Office a tenu compte de facteurs locaux,
11 régionaux et nationaux pour en arriver à une décision conforme à l'intérêt public.
12 Dans la décision OH-1-2009, l'Office s'est concentré sur les répercussions
13 économiques du projet de pipeline Keystone XL et a conclu que le projet était
14 dans l'intérêt public parce que les avantages à long terme l'emportaient sur les
15 inconvénients :

16 Chaque demande comporte généralement des avantages et des
17 inconvénients sur lesquels l'Office doit exercer son jugement
18 éclairé en se fondant sur une analyse approfondie de la preuve dont
19 il est dûment saisi pour en arriver à sa décision définitive.

20 [...]

21 Lorsqu'il a apprécié les avantages et les inconvénients du projet,
22 l'Office a déterminé que les avantages du pipeline Keystone XL
23 l'emportent sur ses inconvénients⁶.

24 Aux fins de mon témoignage et de la question de déterminer si, à mon avis, la
25 Demande est conforme à l'intérêt public, je me suis fié sur la norme énoncée par
26 l'Office dans la décision OH-1-2009 au moment d'apprécier les avantages et les
27 inconvénients du Projet dans son ensemble. Bien que je sois conscient qu'il
28 s'agisse de demandes distinctes et que l'Office pourrait tenter d'évaluer les
29 avantages et les inconvénients de chaque demande séparément, l'interdépendance
30 entre les éléments du Projet m'a mené à conclure que c'est seulement en

⁵ ONÉ, *La réglementation économique sous l'angle de l'ONÉ*, présentation de Kenneth Bateman, 5 juin 2011, p. 9.

⁶ ONÉ, Motifs de décision, OH-1-2009, p. 82-84.

1 examinant les questions d'intérêt public du Projet dans son ensemble que l'Office
2 peut déterminer si l'un ou l'ensemble de ses éléments sont dans l'intérêt public.
3 Le fait d'aborder ces questions séparément pourrait ne pas produire un résultat
4 optimal, réalisable ou logique. En réalisant un examen détaillé des questions
5 d'intérêt public du Projet, l'Office peut évaluer les avantages et inconvénients
6 éventuels de tous les éléments du Projet à l'intérieur d'un cadre logique et
7 équilibrer les intérêts conflictuels en déterminant si le Projet, pris dans son
8 ensemble, est dans l'intérêt public.

9
10 **Q14. LE CONSEIL A-T-IL PRÉCISÉ UN ENSEMBLE PRÉCIS DE CRITÈRES**
11 **QUI SONT APPLICABLES DANS TOUS LES CAS AUX FINS DE**
12 **L'ÉVALUATION DE L'INTÉRÊT PUBLIC?**

13 R14. Non. L'Office a indiqué clairement qu'il ne croyait pas à l'existence d'un
14 ensemble uniforme de critères permettant d'évaluer tous les projets afin de
15 déterminer l'intérêt public :

16 ...il n'existe pas de critère immuable de détermination de l'intérêt
17 public qui vaille pour tous les cas. Tout comme les notions de
18 « juste et raisonnable » et d'« utilité publique », les critères relatifs
19 à l'intérêt public dans une situation donnée sont compris, plutôt
20 que définis, et il se pourrait, en fait, qu'il ne soit d'aucune utilité de
21 tenter de les définir avec précision. Il convient plutôt de laisser à
22 l'Office le soin de soupeser les avantages et les fardeaux inhérents
23 au dossier dont il est saisi⁷.

24 Ainsi, même si l'Office a défini la notion d'intérêt public, il a également reconnu
25 que chaque projet est différent et qu'il doit donc examiner les circonstances au cas
26 par cas.

27
28 **Q15. DANS LES CIRCONSTANCES QUI NOUS OCCUPENT, ÉNERGIE EST**
29 **ET TRANSCANADA DEMANDENT DES APPROBATIONS DANS LA**
30 **DEMANDE AUX TERMES À LA FOIS DE L'ARTICLE 52 ET DE**
31 **L'ARTICLE 74 DE LA LOI SUR L'ONÉ. L'OFFICE A-T-IL DÉJÀ LIÉ SA**

⁷ ONÉ, Motifs de décision, GH-1-2006, p. 11.

1 **DÉCISION EN MATIÈRE D'INTÉRÊT PUBLIC DANS UNE DEMANDE**
2 **EN VERTU DE L'ARTICLE 74 À SA CONCLUSION DANS UNE**
3 **DEMANDE EN VERTU DE L'ARTICLE 52?**

4 R15. Oui. Dans la décision MH-1-2006, l'Office a approuvé la cession des installations
5 gazières existantes de la canalisation principale et leur transformation pour
6 l'acheminement du pétrole pour le projet TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.
7 (le « pipeline Keystone ») et a établi que cette façon de faire était dans l'intérêt
8 public. Toutefois, l'Office a indiqué que sa décision en matière d'intérêt public
9 était conditionnelle à ce qu'il soit ultérieurement établi que la construction et
10 l'exploitation du projet de pipeline Keystone étaient également dans l'intérêt
11 public :

12 L'Office souligne que l'approbation de la demande de transfert,
13 ainsi que du traitement de la base tarifaire, sera sans effet à moins
14 que d'autres autorisations réglementaires, y compris celles qui sont
15 requises à l'égard des demandes que TransCanada Keystone
16 Pipeline GP Ltd. doit présenter aux termes des articles 52 et 21 de
17 la Loi, ne soient accordées⁸.

18 Étant donné que TransCanada et Énergie Est demandent des approbations en
19 vertu des articles 74 et 52 dans le cadre de la Demande et que le dépôt qu'elles
20 effectuent vise à faire approuver le Projet dans son intégralité, je crois
21 comprendre que la norme de l'intérêt public est le critère que l'Office devrait
22 appliquer dans l'évaluation du caractère raisonnable de la Demande, c'est-à-dire
23 pour la cession des actifs gaziers en vue de leur conversion au transport pétrolier,
24 la construction et l'exploitation de nouvelles installations pétrolières ainsi que la
25 construction et l'exploitation de nouvelles installations gazières, dans le cadre de
26 ces procédures.

⁸ *Id.*, p. 65.

1 **V. FAISABILITÉ FINANCIÈRE ET ÉCONOMIQUE DE L'OLÉODUC ÉNERGIE EST**

2 **A. Normes d'évaluation de la faisabilité financière et économique**

3 **Q16. COMMENT L'OFFICE A-T-IL ÉVALUÉ PAR LE PASSÉ LA**
4 **FAISABILITÉ FINANCIÈRE ET ÉCONOMIQUE D'UN PROJET**
5 **PROPOSÉ?**

6 R16. L'article 52 de la Loi sur l'ONÉ énonce qu'au moment d'évaluer une demande de
7 certificat :

8 L'Office tient compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents,
9 et peut tenir compte de ce qui suit :

- 10 a) l'approvisionnement du pipeline en pétrole, gaz ou autre
11 produit;
12 b) l'existence de marchés, réels ou potentiels;
13 c) la faisabilité économique du pipeline;
14 d) la responsabilité et la structure financières du demandeur et
15 les méthodes de financement du pipeline ainsi que la
16 mesure dans laquelle les Canadiens auront la possibilité de
17 participer au financement, à l'ingénierie ainsi qu'à la
18 construction du pipeline;
19 e) les conséquences sur l'intérêt public que peut, à son avis,
20 avoir la délivrance du certificat ou le rejet de la demande.

21 Dans la pratique, la norme appliquée par l'Office pour déterminer si un projet est
22 faisable du point de vue économique, soit le critère c) ci-dessus, est la
23 présentation de preuves satisfaisantes selon lesquelles les critères a), b) et d)
24 ci-dessus ont été remplis.

25
26 Par ailleurs, l'Office a abondamment commenté, dans le cadre de décisions
27 passées, les critères qu'il utilise pour évaluer la faisabilité économique de
28 nouveaux projets de pipeline. Par exemple, dans la décision GH-1-2004, l'Office
29 a déclaré ce qui suit :

30 L'Office tient compte des critères suivants pour jauger la
31 faisabilité économique d'installations construites sous le régime de
32 la *Loi sur l'Office national de l'énergie*;

- 33 • l'existence de marchés pour absorber le gaz transporté par le
34 pipeline (achètera-t-on le gaz?);

- 1 • l'existence d'une capacité pipelinière en aval (y aura-t-il une
- 2 capacité pipelinière suffisante pour acheminer le gaz du point
- 3 d'aboutissement du [Projet] jusqu'aux marchés de
- 4 consommation?⁹);
- 5 • l'approvisionnement en gaz à long terme pour alimenter le pipeline
- 6 (y a-t-il assez de gaz à transporter?);
- 7 • les engagements contractuels sous-tendant le projet (la composante
- 8 des frais fixes des droits pipeliniers sera-t-elle payée?);
- 9 • la capacité de financer le projet (le pipeline trouvera-t-il des
- 10 investisseurs?¹⁰).

11 En outre, dans la décision GH-3-97, l'Office a déclaré ce qui suit :

12 ...l'Office doit évaluer: i) la disponibilité d'un approvisionnement

13 en gaz à long terme, ii) les perspectives à long terme sur le plan du

14 marchés de gaz, iii) les engagements contractuels étayant la

15 proposition, et iv) le financement du projet¹¹.

16 Les critères limites utilisés par l'Office pour la faisabilité économique sont

17 également décrits, en termes plus concis, dans le guide A, section A.3 de son

18 Guide de dépôt dans les termes suivants :

19 Le dépôt de l'information économique sur les installations vise,

20 dans l'ensemble, à démontrer que les installations proposées seront

21 utilisées et utiles, que les frais liés à la demande seront payés, et

22 que des fonds suffisants seront disponibles pour la cessation

23 d'exploitation¹².

24

25 **Q17. FAITES-VOUS UNE DISTINCTION ENTRE LA FAISABILITÉ**

26 **FINANCIÈRE ET LA FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE?**

27 R17. Oui. Aux fins de mon évaluation, j'ai fait une distinction entre la faisabilité

28 financière et la faisabilité économique. Plus particulièrement, j'ai utilisé

29 l'expression « faisabilité financière » pour aborder les questions commerciales et

30 je me suis concentré sur les critères de l'Office concernant la capacité de

⁹ Outre les points de livraison terrestre de Montréal, de Québec et de Saint John, le terminal maritime Canaport d'Énergie Est aura une capacité de chargement de 2,3 millions de b/j.

¹⁰ ONÉ, Motifs de décision, GH-1-2004, Volume 2, Chapitre 7.

¹¹ ONÉ, Motifs de décision, GH-3-97, p. 12.

¹² Guide de dépôt de l'ONÉ, Rubrique A, Section A.3, p. 4A-69.

1 financement d'un projet et la probabilité que les frais fixes d'un projet soient
2 payés. J'emploie l'expression « faisabilité économique » pour désigner la raison
3 d'être et la nécessité d'un projet compte tenu du contexte sectoriel et je me base
4 sur le critère de l'Office selon lequel un projet doit être nécessaire et réellement
5 utilisé. Plus précisément, la faisabilité économique dépend de l'existence d'un
6 approvisionnement adéquat et d'une demande du marché entourant le projet ainsi
7 que de la capacité d'acheminement suffisante du pipeline. La faisabilité financière
8 et la faisabilité économique dépendent toutes deux de l'appui accordé à un projet
9 par les expéditeurs.

10
11 **Q18. L'OFFICE UTILISE-T-IL D'AUTRES NORMES POUR ÉVALUER LA**
12 **FAISABILITÉ FINANCIÈRE ET ÉCONOMIQUE D'UN PROJET?**

13 R18. Oui. Même s'il en est pas question dans chaque procédure, l'Office applique un
14 certain nombre d'autres normes au moment d'évaluer la faisabilité financière et
15 économique d'un projet proposé. En ce qui concerne la faisabilité financière,
16 l'Office a également considéré : (i) la répartition raisonnable du risque dans les
17 modalités commerciales du projet et (ii) le caractère concurrentiel d'un projet et
18 son effet sur le marché. Dans certains cas, l'Office a accordé beaucoup de poids à
19 ces facteurs¹³. En ce qui concerne la faisabilité économique, l'Office a également
20 pour pratique d'évaluer si la taille d'un projet a été établie correctement.

21
22 Par conséquent, dans mon présent témoignage, j'ai également abordé le Projet
23 sous l'angle de chacun de ces critères supplémentaires.

24
25 ***B. Faisabilité financière de l'Oléoduc Énergie Est***

26 **Q19. LA MÉTHODE DE CONCEPTION DES DROITS ÉNONCÉE DANS LES**
27 **CONVENTIONS DE SERVICES DE TRANSPORT, QUI COMPORTENT**
28 **ÉGALEMENT LES MODALITÉS ET CONDITIONS DE SERVICE,**

¹³ Par exemple, je sais que dans la décision GH-5-89, l'Office a abordé la notion de faisabilité économique comme d'une norme dont elle tient compte pour évaluer un projet de pipeline proposé.

1 **EST-ELLE PERTINENTE POUR L'ÉVALUATION DE LA FAISABILITÉ**
2 **FINANCIÈRE DU PROJET?**

3 R19. Oui. Même si Énergie Est ne demande pas que l'Office approuve les droits
4 eux-mêmes dans le cadre de la présente procédure, elle demande l'approbation de
5 la méthode de conception des droits. Les conventions de services de transport
6 conclues par Énergie Est et ses expéditeurs, qui comportent la méthode de
7 conception des droits ainsi que les modalités et conditions de service, se
8 rapportent précisément à la faisabilité financière de l'Oléoduc Énergie Est.

9
10 **Q20. COMMENT LA MÉTHODE DE CONCEPTION DES DROITS**
11 **SOUTIENT-ELLE LA FAISABILITÉ FINANCIÈRE DE L'OLÉODUC**
12 **ÉNERGIE EST?**

13 R20. Comme il a été mentionné précédemment, l'un des critères pour établir la
14 faisabilité financière est la capacité d'acquitter les frais fixes du projet proposé.
15 La méthode de conception des droits pour l'Oléoduc Énergie Est a été élaborée de
16 façon qu'un ensemble de droits intégré et établi en fonction du marché s'applique
17 à tous les services; le système de droits s'appliquera pendant une durée de 20 ans,
18 ce qui établit des droits prévisibles et stables pendant la durée de vie des
19 conventions de services de transport. Comme il est indiqué dans le volume 3,
20 section 2 de la Demande et mis à jour dans le volume 1, section 7 de la
21 Modification de la demande, les expéditeurs liés par contrat se sont engagés à
22 payer des frais fixes totalisant environ 42 G\$ pendant la durée de leurs contrats¹⁴.

23
24 Énergie Est a été en mesure d'obtenir le soutien d'expéditeurs viables et solides
25 au plan financier comme en témoigne leur capacité à satisfaire aux normes et aux
26 exigences de TransCanada en matière de solvabilité, et ceux-ci sont engagés à
27 offrir un service garanti à long terme sur l'oléoduc. Les revenus provenant des
28 expéditeurs qui ont satisfait aux normes de solvabilité de TransCanada devraient
29 être plus que suffisants pour couvrir les frais fixes estimatifs de l'oléoduc. En

¹⁴ Demande, volume 3, section 2 et Modification de la demande, volume 1, section 7.

1 outre, le montant variable des droits sera établi chaque année de façon à couvrir
2 les frais d'exploitation et de maintenance de l'oléoduc ainsi qu'à financer le fonds
3 de réserve pour la cessation d'exploitation conformément aux pratiques
4 raisonnables du secteur.

5
6 La méthode de conception des droits proposée concorde avec le nouveau marché
7 des services d'oléoduc : elle offre des services de transport garanti aux termes de
8 contrats à long terme garantis tout en réservant une capacité pour offrir un
9 transport à demande à un prix supérieur aux services garantis, ce qui répond aux
10 demandes des expéditeurs qui recherchent la stabilité et la prévisibilité des droits
11 à long terme. Qui plus est, la méthode de conception des droits négociée pour
12 l'Oléoduc Énergie Est, s'apparente à d'autres méthodes de conception des droits
13 négociées pour de nouveaux oléoducs que l'Office a jugées justes et raisonnables
14 et non indûment discriminatoires. Ainsi, compte tenu de tous ces facteurs,
15 j'estime que la méthode de conception des droits proposée est raisonnable,
16 concurrentielle et conforme à la norme de faisabilité financière de l'Office quant à
17 la probabilité que les frais fixes de l'Oléoduc Énergie Est soient payés à l'avenir.

18
19 **Q21. EN PLUS DES CONVENTIONS CONCLUES POUR LE SERVICE**
20 **GARANTI, EXISTE-T-IL DES MOTIFS DE CROIRE QUE LE**
21 **TRANSPORT À DEMANDE CONTRIBUERA ÉGALEMENT À LA**
22 **FAISABILITÉ FINANCIÈRE DU PROJET?**

23 R21. Oui. Étant donné que la faisabilité financière de l'Oléoduc Énergie Est repose sur
24 les contrats à long terme conclus avec des expéditeurs liés par contrat, le transport
25 à demande n'est pas nécessaire à la faisabilité financière. Toutefois, la
26 disponibilité du transport à demande accroît également les avantages éventuels du
27 projet. Énergie Est propose de réserver 90 000 b/j au transport à demande. Les
28 droits pour le transport à demande représenteront au maximum 170 pour cent des
29 droits à plus court terme offerts aux expéditeurs liés par contrat pour chaque
30 itinéraire. Par conséquent, la possibilité de réaliser des revenus supplémentaires
31 provenant de volumes non souscrits et pouvant également contribuer à la

1 récupération des frais fixes associés à l'oléoduc soutient elle aussi la faisabilité
2 financière.

3
4 **Q22. VOUS AVEZ MENTIONNÉ LA RÉPARTITION DU RISQUE COMME**
5 **UNE AUTRE COMPOSANTE DE L'ÉVALUATION DE LA FAISABILITÉ**
6 **FINANCIÈRE PAR L'OFFICE. LES MODALITÉS ET CONDITIONS**
7 **COMMERCIALES DES CONVENTIONS DE SERVICES DE**
8 **TRANSPORT CONCORDENT-ELLES AVEC UNE RÉPARTITION**
9 **RAISONNABLE DU RISQUE?**

10 R22. Oui. Les conventions de service de transport reflètent l'entente négociée entre
11 Énergie Est et les expéditeurs liés par contrat qui comprend l'engagement de
12 partager les risques si les coûts de l'oléoduc dépassent les estimations
13 préconstruction. Par ailleurs, étant donné qu'Énergie Est facturera des droits
14 négociés pendant la durée de vie des conventions de services de transport, les
15 expéditeurs liés par contrat d'Énergie Est ne seront pas exposés au risque de
16 sous-utilisation des installations proposées pendant la durée de ces contrats
17 fermes. Dans sa décision GH-3-97, l'Office a indiqué qu'il considérait le risque
18 de sous-utilisation d'un pipeline comme un facteur important lié à l'intérêt
19 public :

20 Dans sa demande, Alliance a déclaré qu'elle-même assumerait tout
21 risque de sous-utilisation des installations visées par la demande.
22 [...] Ce fait vise l'un des facteurs potentiellement importants liés à
23 l'intérêt public¹⁵.

24 Je suis d'accord avec la conception de l'Office selon laquelle la répartition du
25 risque est un facteur important lié à l'intérêt public et j'estime que les faits
26 exposés dans la présente affaire témoignent d'une répartition raisonnable du
27 risque entre Énergie Est et ses expéditeurs, tant pendant la phase de
28 développement que pendant la durée de son exploitation commerciale. Le fait de
29 limiter le risque général par le recours à des conventions négociées et par le
30 partage par Énergie Est du risque restant provenant des dépassements de coûts

¹⁵ ONÉ, Motifs de décision, GH-3-97, p. 13.

1 tient particulièrement compte de la conception de l'Office dont il est question
2 ci-dessus. Énergie Est assumera et gèrera d'autres risques comme le risque de
3 contrepartie et le risque d'interruptions de service imprévues. Par conséquent,
4 j'estime que la répartition du risque prévue dans les conditions commerciales de
5 l'Oléoduc Énergie Est concorde avec l'intérêt public.

6
7 **Q23. LA CAPACITÉ DE FINANCEMENT D'UN PROJET ÉTAIT UN AUTRE**
8 **CRITÈRE D'ÉVALUATION DE LA FAISABILITÉ FINANCIÈRE**
9 **APPLIQUÉ PAR L'OFFICE. QU'AVEZ-VOUS CONCLU CONCERNANT**
10 **LA CAPACITÉ DE FINANCEMENT DU PROJET?**

11 R23. Comme il est indiqué dans la Demande, le financement de l'Oléoduc Énergie Est
12 sera assuré principalement par TransCanada. TransCanada prévoit financer son
13 programme d'immobilisations actuel au moyen de flux de trésorerie provenant
14 des activités d'exploitation prévisibles, de nouveaux titres d'emprunt de rang
15 supérieur et de titres subalternes sous forme d'actions privilégiées et de titres
16 hybrides supplémentaires, de l'émission d'actions ordinaires et de la gestion de
17 son portefeuille, ce qui comprend l'abandon prévu de la totalité de ses actifs de
18 gazoduc américains au bénéfice de sa société en commandite ouverte,
19 TC PipeLines LP¹⁶. De plus, compte tenu de la solidité des conventions de
20 services de transport à long terme conclues par des expéditeurs solvables, je suis
21 d'avis que l'Oléoduc Énergie Est serait probablement en mesure d'être financé
22 uniquement à l'externe s'il n'était pas financé par TransCanada. Selon ma
23 compréhension des paramètres économiques du projet, de la répartition du risque
24 et du degré de soutien accordé par les expéditeurs, j'ai conclu que le pipeline sera
25 en mesure d'obtenir des capitaux à des conditions raisonnables, ce qui concorde
26 avec la notion de faisabilité financière.

27

¹⁶ Demande, volume 3, Commercial, section 4, Financement.

1 *C. Faisabilité économique de l'Oléoduc Énergie Est*

2 **Q24. SELON CE QUI A ÉTÉ MENTIONNÉ PRÉCÉDEMMENT, ÊTES-VOUS**
3 **D'ACCORD POUR DIRE QUE L'OFFICE A TENU COMPTE DE LA**
4 **DISPONIBILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT, DE LA DEMANDE DU**
5 **MARCHÉ, DE LA TAILLE DU PROJET ET DE L'EXISTENCE D'UNE**
6 **CAPACITÉ D'ACHEMINEMENT SUFFISANTE POUR ÉVALUER LA**
7 **FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE?**

8 R24. Oui.

9
10 **Q25. LE PIPELINE AURA-T-IL ACCÈS À UN APPROVISIONNEMENT EN**
11 **PÉTROLE BRUT À LONG TERME?**

12 R25. Oui. Comme il est indiqué dans le rapport d'IHS mis à jour, la production de
13 pétrole brut dans l'Ouest canadien devrait croître pour passer de 3,7 Mb/j en 2014
14 à 5,9 Mb/j en 2030. La croissance de l'approvisionnement provient en majorité
15 des sables pétrolifères et est attribuable principalement au pétrole brut lourd.
16 Ainsi, même si les quatre principaux projets d'oléoduc¹⁷ étaient construits, le
17 marché pourrait absorber pleinement la nouvelle capacité au fil du temps en
18 raison par l'expansion de la production.

19
20 **Q26. À VOTRE AVIS, LES CONVENTIONS DE SERVICE DE TRANSPORT**
21 **CONCLUES PAR ÉNERGIE EST TÉMOIGNENT-ELLES DE LA**
22 **DEMANDE DU MARCHÉ POUR L'OLÉODUC ÉNERGIE EST?**

23 R26. Oui. À mon avis, les conventions de services de transport signées, qui
24 représentent des engagements contractuels à long terme visant 995 000 b/j sous-
25 tendant l'Oléoduc Énergie Est, indiquent clairement qu'un oléoduc dans l'Ouest
26 canadien répondrait à une demande et à un besoin. Cela concorde avec les
27 conclusions de l'Office dans la décision OH-1-95 :

28 L'Office estime que l'existence de contrats signés, à long terme,
29 pour l'achat de services de transport constitue une preuve solide

¹⁷ Ces quatre projets d'oléoduc pour le transport du pétrole brut sont : l'expansion de Trans Mountain, Northern Gateway, Keystone XL et Énergie Est.

1 que le pipeline Express répond à un besoin réel. Que les
2 intervenants sur le marché aient pris des engagements financiers
3 envers Express rassure l'Office sur le fait que le pipeline projeté
4 ouvrira des marchés profitables aux producteurs de pétrole brut de
5 l'Ouest canadien, qu'il est nécessaire et qu'il sera réellement
6 utilisé¹⁸.

7 Par ailleurs, compte tenu de l'ampleur des engagements contractuels à long terme
8 des expéditeurs à l'égard de l'Oléoduc Énergie Est, on peut raisonnablement
9 s'attendre à ce que le pipeline soit utilisé à grande capacité¹⁹. Par exemple, pour
10 un expéditeur lié par un engagement d'achat ferme négocié de 50 000 b/j pour une
11 durée de 20 ans selon un droit négocié de 8,00 \$/baril, l'obligation financière qui
12 en résulterait au cours de la durée du contrat s'établirait à environ 2,9 G\$²⁰. On
13 peut raisonnablement supposer qu'un expéditeur ne prend pas un tel engagement
14 financier à long terme et de grande ampleur sans avoir réfléchi ni sans avoir
15 planifié le transport du pétrole.

16
17 Comme l'a souligné l'Office dans la décision GH-3-97, des engagements
18 financiers d'une telle ampleur témoignent à la fois de la suffisance de
19 l'approvisionnement et de la demande du marché :

20 L'Office estime également que les engagements financiers pris par
21 les expéditeurs, soit verser 8,2 milliards \$ en frais liés à la
22 demande sur le réseau d'Alliance au cours des 15 premières années
23 d'exploitation, incitent fortement les expéditeurs à acquérir des
24 approvisionnements suffisants en gaz. Ces compagnies, appuyées
25 par leurs prêteurs, ont jugé en tant qu'experts qu'elles auront accès
26 à des approvisionnements en gaz suffisants pour utiliser la capacité
27 de transport qu'elles ont réservée sur le pipeline d'Alliance.

28 [...]

29 Les engagements financiers pris par les expéditeurs d'Alliance à
30 l'égard du projet démontrent fortement que la demande sera
31 suffisante. L'Office reconnaît le savoir-faire commercial des

¹⁸ ONÉ, Motifs de décision, OH-1-95, p. 49.

¹⁹ Un pipeline utilisé à grande capacité est un pipeline qui est utilisé à un taux élevé de façon relativement constante.

²⁰ 8,00 \$/b x 50 000 b x 365 jours x 20 ans = 2,92 G\$.

1 expéditeurs et le fait qu'ils ont été convaincus que les débouchés
2 justifiaient les investissements qu'ils se sont engagés à faire²¹.

3 Les mêmes conclusions peuvent raisonnablement être tirées pour Énergie Est à
4 partir des faits présentés dans la Demande, notamment le fait que, comme il a été
5 indiqué précédemment, les expéditeurs liés par contrat d'Énergie Est se sont
6 engagés à payer environ 42 G\$ en frais liés à la demande au cours de la durée
7 initiale de 20 ans des conventions de services de transport. Les engagements pris
8 par ces expéditeurs représentent d'importantes obligations financières et incitent
9 fortement les expéditeurs à utiliser l'Oléoduc Énergie Est à une capacité très
10 élevée.

11
12 **Q27. LA CAPACITÉ DE L'OLÉODUC ÉNERGIE EST A-T-ELLE ÉTÉ**
13 **EFFICACEMENT RÉPARTIE?**

14 R27. Oui. Dans le cadre d'un appel de soumissions ouvert, transparent et non
15 discriminatoire, la capacité a été attribuée aux expéditeurs les plus offrants, ce qui
16 correspond à une allocation efficiente, c.-à-d. à l'attribution des ressources aux
17 plus offrants. Ainsi, les droits à la capacité à l'égard du pipeline ont été attribués
18 aux expéditeurs d'une façon efficiente au plan économique. Par ailleurs, les
19 expéditeurs pourront également échanger leurs droits à court ou plus long terme
20 sur un marché secondaire informel. Cette façon de procéder, avec le service
21 ponctuel qu'offrira Énergie Est, assurera que la capacité est constamment
22 attribuée aux expéditeurs qui l'estiment le plus au cours de la durée de vie de
23 l'oléoduc²².

24
25 **Q28. ESTIMEZ-VOUS QUE L'APPEL DE SOUMISSIONS ÉTAIT**
26 **RAISONNABLE?**

27 R28. Oui. Énergie Est a mis en place deux appels de soumissions transparents, justes et
28 équilibrés pour les expéditeurs et leur a accordé suffisamment de temps et de

²¹ ONÉ, Motifs de décision, GH-3-97, p. 20, 28.

²² Demande, volume 3, Commercial, section 2, Modalités de transport et droits et Modification de la demande, volume 1, section 7.

1 renseignements pour leur permettre de prendre une décision informée de même
2 qu'une chance égale de participer. En prévision du premier appel de soumissions,
3 Énergie Est a consulté des expéditeurs éventuels et a négocié avec eux afin de
4 convenir des droits. Un deuxième appel de soumissions a en outre été réalisé en
5 juillet 2014, et 90 000 b/j supplémentaires ont été souscrits. L'issue positive des
6 appels de soumissions, qui ont mené à une augmentation de la capacité initiale de
7 l'oléoduc de 525 000 b/j à 1 100 000 b/j, démontre que le processus était
8 raisonnable²³.

9
10 **Q29. EN PLUS DE RÉPONDRE À LA DEMANDE DU MARCHÉ, L'OLÉODUC**
11 **ÉNERGIE EST ACCROÎTRA-T-IL LA DIVERSIFICATION DES**
12 **DÉBOUCHÉS POUR LES PRODUCTEURS CANADIENS DE PÉTROLE?**

13 R29. Oui. L'Oléoduc Énergie Est procurera une capacité de transport nécessaire
14 supplémentaire permettant le transport de la production de pétrole croissante de
15 l'Ouest canadien vers les marchés de l'Est canadien et de l'Est américain étant
16 donné que ces deux marchés dépendent du pétrole brut coûteux importé à partir
17 des marchés étrangers. En outre, le pétrole canadien est actuellement exporté
18 presque exclusivement vers les marchés américains. En raison de l'expansion de
19 la production américaine de pétrole, le développement d'un marché étranger pour
20 le pétrole canadien est essentiel pour que les producteurs canadiens de pétrole
21 reçoivent la pleine valeur de leur production et, par ricochet, assure que les
22 Canadiens tirent les pleins avantages de la mise en valeur et de la vente de ces
23 ressources naturelles. Le pipeline permet aux producteurs pétroliers de
24 commercialiser leurs produits sur les marchés étrangers tout en procurant aux
25 producteurs de pétrole canadiens un prix supérieur pour la création d'un nouveau
26 débouché offrant une valeur supérieure pour le pétrole canadien. En ayant la
27 capacité de vendre du pétrole canadien sur les marchés étrangers en empruntant
28 l'océan Atlantique, les expéditeurs peuvent atteindre les marchés les plus
29 attrayants au moyen de services garantis et de transport à demande à un prix

²³ *Id.*, p. 2-2.

1 concurrentiel et prévisible. Comme c'est le cas pour presque tous les marchés de
2 marchandises, l'élimination de restrictions contraignantes (qui peuvent être de
3 nature logistique, contractuelle et financière) sur la capacité d'atteindre les
4 marchés de valeur supérieure produit des gains au plan économique pour les
5 producteurs, élimine les distorsions de prix qui peuvent mener par ailleurs à une
6 utilisation inefficace de la marchandise et aide à promouvoir la prise de décisions
7 d'investissement efficaces au plan économique pour les producteurs et les
8 consommateurs.

9
10 **Q30. LA TAILLE DE L'OLÉODUC ÉNERGIE EST CONCORDE-T-ELLE**
11 **AVEC LES NORMES EN MATIÈRE DE FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE**
12 **DE L'OFFICE?**

13 R30. Oui. Comme il en a été question précédemment, un facteur considéré par l'Office
14 était l'établissement d'une taille appropriée pour les installations proposées de
15 façon à promouvoir la rentabilité de la production, c.-à-d. veiller à ce que le coût
16 total pour répondre à la demande du marché soit minimisé, ce qui comprend le
17 fait de s'assurer qu'aucune nouvelle capacité n'est ajoutée si le marché n'est pas
18 en mesure d'en supporter le coût total. Comme il a été indiqué, la taille de
19 l'oléoduc a été établie de façon à répondre à la demande contractuelle ferme de
20 995 000 b/j, plus une capacité raisonnable de transport à demande non souscrit
21 (90 000 b/j). Une capacité de 905 000 b/j a été souscrite au cours du premier appel
22 de soumissions et une capacité supplémentaire de 90 000 b/j a été souscrite en
23 2015. Plus de 90 pour cent de la capacité garantie de l'Oléoduc Énergie Est est
24 souscrite à ce jour et, comme il a été mentionné précédemment, Énergie Est
25 assume le risque de capacité non souscrite, c'est-à-dire que les expéditeurs ne
26 seront pas tenus responsables en cas de capacité non souscrite. En outre, les
27 conventions de services de transport, qui prévoient un partage efficace et
28 équitable du risque en cas de modification des frais de construction, et les droits
29 fixes, qui procurent un fort incitatif à la gestion des coûts après l'amorce de
30 l'exploitation commerciale, concordent tous deux avec la promotion de la
31 rentabilité de la production.

1
2 En conséquence, la nécessité de construire un pipeline et l'établissement de la
3 taille de celui-ci concordent avec la demande de nouveaux services de transport
4 pétrolier et le marché pour ceux-ci et promeuvent clairement la rentabilité de la
5 production, ce que l'Office a également reconnu comme l'objectif d'une
6 réglementation efficace.

7
8 **Q31. AU MOMENT D'ÉVALUER LA FAISABILITÉ FINANCIÈRE ET**
9 **ÉCONOMIQUE D'UN PROJET PROPOSÉ, L'OFFICE A-T-IL POUR**
10 **PRATIQUE D'EXAMINER D'AUTRES PROJETS CONCURRENTS?**

11 R31. Oui, en ce sens que l'Office examine souvent la question de savoir si un projet
12 proposé est élaboré d'une manière qui concorde avec les principes du marché
13 concurrentiel. Toutefois, même si l'Office considère parfois le cadre concurrentiel
14 dans lequel un projet est proposé, il n'a pas l'habitude d'évaluer ou de considérer
15 les qualités relatives de projets concurrents. Dans la décision OH-1-2007, l'Office
16 a déclaré ce qui suit :

17 Au cours de sa plaidoirie finale, le SCEP a laissé entendre que
18 dans le cas de la demande à l'étude, l'Office devrait interpréter
19 l'intérêt public de façon assez large pour inclure l'examen de cette
20 demande dans le contexte d'autres projets proposés. Or il n'est pas
21 dans les habitudes de l'Office d'entendre une demande visant des
22 installations en la comparant avec d'autres. Il a même déterminé, à
23 l'instance portant sur le projet Sable que la loi ne l'oblige pas à
24 tenir des audiences comparatives²⁴.

25 En d'autres mots, l'Office n'a pas pour pratique de déterminer les gagnants et les
26 perdants. Au moment d'évaluer la faisabilité financière et économique d'un
27 projet, l'Office évalue l'incidence qu'aurait un projet sur la concurrence et
28 intervient uniquement lorsque les forces du marché concurrentiel pourraient ne
29 pas être efficaces. Lorsqu'aucun effet défavorable déraisonnable sur la
30 concurrence n'est prévu, l'Office est d'avis que le marché devrait décider si le
31 projet devrait être finalement construit. L'Office a réitéré cette position en un

²⁴ ONÉ, Motifs de décision, OH-1-2007, p. 15.

1 certain nombre d'occasions dans des décisions passées. Par exemple, dans la
2 décision OH-1-2009, l'Office a déclaré ce qui suit :

3 L'intérêt public est servi, en général, par le libre jeu de la
4 concurrence, sauf si cela entraîne des coûts supérieurs aux
5 avantages acquis²⁵.

6 Par ailleurs, l'Office a conclu dans la décision GH-1-2004 que, « en approuvant le
7 projet, nous donnons au gaz du Mackenzie la possibilité de faire concurrence à
8 d'autres sources gazières. Le rejet du projet bloquerait cette possibilité
9 indéfiniment²⁶ ».

10
11 L'Oléoduc Énergie Est fait partie d'un groupe de pipelines qui est proposé afin de
12 répondre au besoin du marché d'obtenir une capacité de transport par pipeline
13 supplémentaire. Toutefois, la faisabilité économique et financière de l'Oléoduc
14 Énergie Est ne dépend du succès ou de l'échec d'aucun de ces autres projets, et
15 les normes passées de l'Office ne suggèrent pas qu'une comparaison de l'Oléoduc
16 Énergie Est avec ces autres projets serait adéquate. Je crois comprendre
17 qu'Énergie Est et ses expéditeurs seront fin prêts à procéder une fois que l'Office
18 aura fait la recommandation appropriée au gouverneur en conseil et que les
19 approbations requises auront été émises peu importe que les autres projets aillent
20 de l'avant ou non.

21
22 **Q32. À VOTRE AVIS, L'OLÉODUC ÉNERGIE EST S'INSCRIRA-T-IL DANS**
23 **LE CADRE CONCURRENTIEL DU MARCHÉ?**

24 R32. Oui. L'Oléoduc Énergie Est cadre tout à fait avec la promotion d'un marché du
25 transport du pétrole efficace et concurrentiel. Comme l'a souligné l'Office dans
26 des décisions passées, l'intérêt public est mieux servi par le libre jeu de la
27 concurrence. L'Oléoduc Énergie Est promouvra la concurrence en donnant un
28 plus grand nombre d'options aux expéditeurs pour la commercialisation de leurs

²⁵ ONÉ, Motifs de décision, OH-1-2009, p. 34.

²⁶ ONÉ, Motifs de décision, volume 2, chapitre 7, GH-1-2004.

1 produits et leur offrira un accès plus vaste au marché en leur permettant de
2 pénétrer non seulement le marché nord-américain mais également les marchés
3 étrangers. Comme l'a indiqué l'Office dans la décision relative au pipeline
4 Keystone XL :

5 De plus, l'Office estime que, à long terme, tous les producteurs de
6 l'Ouest canadien tireraient probablement parti du pipeline
7 Keystone XL parce qu'il ouvre l'accès à plus de marchés, élargit le
8 choix de clients et accroît l'efficacité du marché du transport en
9 favorisant la concurrence entre pipelines²⁷.

10 L'Oléoduc Énergie Est offrira ces mêmes avantages au marché en créant une
11 nouvelle capacité de transport pour les participants du marché pétrolier et en
12 permettant l'intensification de la concurrence entre les pipelines en ce qui a trait à
13 la production non souscrite.
14

15
16 Selon l'analyse contenue dans le rapport d'IHS mis à jour, il pourrait y avoir un
17 certain degré de sous-utilisation de la capacité pipelinière totale de la région au
18 cours de la période allant de 2021 à 2033 si tous les projets d'oléoduc
19 actuellement proposés vont de l'avant comme prévu. Toutefois, cela ne signifie
20 pas que l'Oléoduc Énergie Est ou quelque projet parmi les autres projets proposés
21 ne sont pas faisables au plan économique.
22

23 **Q33. POURQUOI LE RISQUE DE SOUS-UTILISATION DE LA CAPACITÉ**
24 **PIPELINIÈRE NE CONSTITUE-T-IL PAS UNE SOURCE DE**
25 **PRÉOCCUPATION OU UNE INDICATION SELON LAQUELLE UN OU**
26 **PLUSIEURS DES PIPELINES PROPOSÉS NE SERAIENT PAS**
27 **NÉCESSAIRES?**

28 R33. Les expéditeurs souhaitent accéder à de multiples marchés et considèrent qu'il est
29 avantageux d'avoir la possibilité d'aller vers le marché qui offre les rentrées
30 nettes les plus élevées à un moment donné, particulièrement lorsque les forces du
31 marché sont imprévisibles. Comme il a été mentionné précédemment, les

²⁷ ONÉ, Motifs de décision, OH-1-2009, p. 35.

1 expéditeurs ont conclu de très importants engagements financiers visant le
2 transport du pétrole sur le pipeline, car ils ont besoin d'un transport par pipeline à
3 long terme assuré vers les raffineries et les marchés maritimes accessibles par des
4 débarcadères dans l'Est canadien.

5
6 En outre, l'équilibre entre l'approvisionnement et la capacité d'acheminement des
7 pipelines indiqué dans le rapport d'IHS mis à jour montre que
8 l'approvisionnement en pétrole brut devrait croître de façon à rejoindre
9 l'ensemble de la capacité d'acheminement en voie de construction; ainsi, même si
10 tous les projets de pipelines proposés vont de l'avant comme prévu, la nouvelle
11 capacité sera pleinement absorbée d'ici 2033. Même si tous les projets d'oléoducs
12 étaient construits dans un intervalle de 15 ans environ, la nouvelle capacité offerte
13 par ces pipelines promouvra la concurrence du marché et des rentrées nettes
14 supérieures pour les producteurs et offrira aux producteurs l'occasion de
15 développer de nouveaux secteurs d'approvisionnement en toute confiance. Qui
16 plus est, le rapport d'IHS mis à jour, qui suppose que les quatre grands projets
17 d'oléoducs actuellement en développement seront mis en service d'ici 2021, ne
18 constituent pas une prévision proprement dite de la capacité des pipelines; il s'agit
19 plutôt d'une hypothèse de simplification formulée par IHS afin d'estimer les
20 avantages relatifs aux rentrées nettes de l'Oléoduc Énergie Est. Si les autres
21 projets ne vont pas de l'avant, la nécessité de construire l'Oléoduc Énergie Est
22 sera encore plus importante.

23
24 Il est très important de disposer d'une capacité de transport par pipeline
25 suffisante. Comme il a été observé sur le marché entre 2011 et le début de 2013,
26 une capacité insuffisante amène à d'importants escomptes sur les prix pour
27 l'approvisionnement en pétrole brut de l'Ouest canadien. L'accès inadéquat aux
28 pipelines des producteurs de l'Alberta a mené à d'importants escomptes sur le
29 pétrole brut canadien, ce qui a entraîné dans l'ensemble une réduction des revenus
30 enregistrés par les producteurs se situant entre 14 G\$ US et 19 G\$ US en 2013.
31 En 2014, IHS a estimé que les revenus réduits totaux des producteurs se situaient

1 entre 3 G\$ US et 9 G\$ US. Ces pertes de revenus subies par les producteurs
2 devraient être comparées avec les coûts considérablement inférieurs que devraient
3 assumer les expéditeurs qui détiennent une certaine capacité excédentaire.

4
5 Compte tenu de ce rapport hautement asymétrique entre les coûts et les avantages,
6 on peut considérer que les expéditeurs prennent une décision rationnelle au plan
7 économique en s'engageant envers Énergie Est et d'autres projets de façon
8 inconditionnelle même si une certaine capacité excédentaire temporaire pourrait
9 en découler si tous les projets sont développés comme prévu et à temps. En outre,
10 je suis d'avis que les questions concernant l'intérêt public devraient tenir compte
11 de la nouvelle dynamique des marchés pétroliers. La nécessité de construire de
12 nouvelles installations de pipeline ne correspond pas simplement à la différence
13 entre l'approvisionnement prévu et la capacité d'acheminement actuelle. Le
14 marché a également besoin : (i) de flexibilité; (ii) d'accès diversifiés au marché;
15 (iii) de la capacité de gérer le risque associé au fait de faire concurrence sur de
16 multiples marchés; et (iv) de la capacité de gérer les risques de développement et
17 d'exploitation.

18
19 **Q34. VEUILLEZ EXPLIQUER COMMENT CES NOUVEAUX ENJEUX**
20 **CONTRIBUENT À LA NÉCESSITÉ DE CONSTRUIRE UNE NOUVELLE**
21 **CAPACITÉ DE TRANSPORT PAR OLÉODUC.**

22 R34. Comme le décrit le rapport d'IHS mis à jour, la production canadienne de pétrole
23 brut dépend historiquement des marchés de raffinage du Canada, du Midwest
24 américain et du Nord-Ouest du Pacifique auxquels on peut accéder par un nombre
25 relativement restreint de pipelines affectés à des marchés réservés. Toutefois, le
26 fait que la production de pétrole brut de l'Ouest canadien connaît un essor
27 marqué, combiné à l'expansion de la production américaine de pétrole brut et à la
28 demande relativement stable en raffinage, a mené à une nouvelle structure du
29 marché dans le cadre de laquelle les producteurs recherchent l'accès à un plus
30 grand nombre de débouchés pour leur production et à une infrastructure de
31 transport leur permettant d'accéder à ces débouchés. Afin de répondre à ces

1 demandes d'accès accru, le réseau d'oléoducs canadien doit être reconfiguré de
2 façon à aller au-delà de son rôle traditionnel consistant à acheminer le pétrole brut
3 vers les raffineries à l'intérieur du continent et doit également offrir un meilleur
4 accès à l'Est canadien et à la côte est des États-Unis, qui dépendent actuellement
5 du pétrole brut coûteux importé des marchés étrangers.

6
7 L'élaboration d'une « approche du portefeuille » plus diversifiée de la
8 commercialisation reflète également le fait que différents marchés offrent des
9 rentrées nettes considérablement différentes pour les producteurs et que l'intérêt
10 relatif des marchés peut changer rapidement selon l'évolution de l'offre et de la
11 demande. L'approche du portefeuille de la commercialisation exige que
12 l'infrastructure de transport puisse accommoder l'évolution des préférences du
13 marché, ce qui crée ensuite de la valeur en donnant l'option et la capacité de
14 rediriger les échanges selon la conjoncture du marché. La volonté des expéditeurs
15 de s'engager à payer des frais fixes d'achat ferme pour la capacité de transport par
16 pipeline vers de multiples marchés est logique au plan économique dans ce
17 contexte et le fait d'offrir un accès à divers marchés permet aux producteurs et
18 aux propriétaires de ressources canadiens de maximiser la valeur qu'ils tirent de la
19 production pétrolière. Les expéditeurs reconnaissent également qu'il se peut que
20 certains projets ne soient pas développés comme prévu ou à temps et que même
21 une fois l'exploitation commerciale amorcée, une certaine part de la capacité
22 pourrait ne pas être totalement disponible en tout temps. Dans l'ensemble, les
23 frais de transport du pétrole sont faibles par rapport à la valeur du produit expédié.

24
25 Tous ces facteurs contribuent à la demande d'une capacité supplémentaire de
26 transport par oléoduc et justifient les aspects économiques associés au fait de
27 détenir une capacité qui pourrait ne pas être utilisée chaque jour de l'année et d'en
28 assumer les coûts. Par conséquent, je suis d'avis que l'Oléoduc Énergie Est est en
29 phase avec les nouvelles dynamiques du marché concernant la nécessité de
30 disposer de diverses options ainsi que d'une flexibilité en matière de transport par

1 pipeline et n'entraînera pas un degré déraisonnable de sous-utilisation des actifs
2 d'oléoduc, existants ou nouveaux.

3
4 **Q35. L'OFFICE TIENT-IL ÉGALEMENT COMPTE DES BESOINS ACTUELS**
5 **ET FUTURS EN SERVICES DE TRANSPORT AU MOMENT**
6 **D'ÉVALUER UN PROJET?**

7 R35. Oui. Dans sa décision concernant le pipeline Keystone XL dans l'instance
8 OH-1-2009, l'Office a indiqué clairement que les besoins actuels et futurs en
9 services de transport doivent être pris en compte au moment de développer des
10 pipelines.

11 L'Office estime, toutefois, que pour répondre à l'objectif
12 d'efficacité, une conception prudente doit tenir compte des
13 besoins tant actuels que futurs en services de transport pendant la
14 vie utile d'un projet. L'Office juge que la conception du pipeline
15 Keystone XL, tel qu'il est proposé, reflète un équilibre raisonnable
16 entre les besoins actuels et prévus des expéditeurs, dans une
17 perspective à long terme, vu le potentiel d'approvisionnement du
18 BSOC et la taille du marché de la CAGM²⁸.

19 Cette façon de faire s'applique également à l'évaluation par l'Office de
20 l'ensemble actuellement proposé d'oléoducs, dont Énergie Est. Un certain degré
21 de diversité promeut l'efficacité économique, prend en compte la possibilité
22 d'une augmentation future de la demande et ne va pas à l'encontre de la faisabilité
23 économique du pipeline. Lorsque les expéditeurs ont indiqué leur volonté
24 d'assumer les coûts d'une telle diversité d'options à long terme, il est conforme à
25 l'intérêt public de permettre aux développeurs de construire de nouveaux
26 pipelines afin de répondre aux besoins actuels et futurs et de permettre un certain
27 degré de choix ou d'alternances entre les marchés.

28

²⁸ ONÉ, Motifs de décision, OH-1-2009, p. 18-19.

1 **D. RETOMBÉES ÉCONOMIQUES PRÉVUES DE L'OLÉODUC ÉNERGIE EST**

2 **Q36. L'OLÉODUC ÉNERGIE EST DEVRAIT-IL PRODUIRE DES**
3 **RETOMBÉES ÉCONOMIQUES IMPORTANTES POUR LE CANADA?**

4 R36. Oui. Selon les études réalisées, on prévoit que des avantages importants seront
5 tirés au plan de la macroéconomie et du secteur de l'énergie pour le Canada dans
6 son ensemble ainsi que pour les producteurs pétroliers du BSOC en particulier.
7 Plus précisément, selon le rapport du Conference Board mis à jour et le rapport de
8 Nichols, l'Oléoduc Énergie Est et le PRPE produiront d'importants avantages
9 macroéconomiques au fédéral et au provincial totalisant plus de 136 G\$²⁹,
10 notamment ceux qui suivent :

- 11 • un nombre estimatif de 168 711 années-personnes de travail (équivalents
12 temps plein ou « ETP ») au cours de la phase de développement,
13 l'Ontario, le Québec et le Nouveau-Brunswick devant bénéficier d'environ
14 77 pour cent de ces avantages en matière d'emploi, et
15 91 984 années-personnes ETP supplémentaires au cours des 20 premières
16 années d'exploitation, l'Ontario, le Québec et les Prairies (c'est-à-dire
17 l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba) bénéficiant de 89 pour cent de
18 cet avantage³⁰;
- 19 • 55,5 G\$ en effets totaux estimatifs sur le PIB au Canada entre 2013 et
20 2040;
- 21 • 10,3 G\$ en recettes de l'État supplémentaires provenant de la construction
22 et de l'exploitation de l'Oléoduc Énergie Est au cours des 25 premières
23 années d'exploitation;
- 24 • 70,6 G\$ en paiements d'impôt sur le revenu et en redevances aux niveaux
25 fédéral et provinciaux en raison des rentrées nettes plus élevées pour les
26 producteurs de pétrole; et
- 27 • 48,3 M\$ par année en recettes supplémentaires tirées de l'impôt foncier en
28 Alberta, au Manitoba, au Nouveau-Brunswick, en Ontario, au Québec et
29 en Saskatchewan, collectivement³¹.

²⁹ Tous les avantages décrits, tels que quantifiés par le rapport du Conference Board, sont en dollars de 2013.

³⁰ Projet d'oléoduc Énergie Est : les retombées économiques pour le Canada et ses régions, le Conference Board du Canada, tableau 1.

³¹ L'estimation des recettes supplémentaires tirées de l'impôt foncier n'a pas été mise à jour depuis la Demande initiale, car l'information n'était pas disponible au moment de l'établissement du présent témoignage. Toutefois, compte tenu de la faible taille de cette composante dans les retombées totales au fédéral et au provincial, il est peu probable qu'une mise à jour ait ne serait-ce qu'un effet d'arrondissement sur les retombées totales.

1 Le rapport d'IHS mis à jour indique que l'Oléoduc Énergie Est permettra au
2 pétrole brut lourd de l'Ouest canadien de concurrencer l'approvisionnement
3 mexicain et sud-américain qui, à l'heure actuelle, fournit en pétrole brut lourd les
4 raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique³².

5
6 **Q37. L'OLÉODUC ÉNERGIE EST DEVRAIT-IL ÉGALEMENT PROCURER**
7 **DES AVANTAGES AUX PRODUCTEURS CANADIENS DE PÉTROLE**
8 **ET AUX AUTRES PARTICIPANTS DU MARCHÉ QUI NE SONT PAS**
9 **DES EXPÉDITEURS LIÉS PAR CONTRAT À L'ÉGARD DU PROJET DE**
10 **PIPELINE?**

11 R37. Oui. Le pétrole est activement négocié sur de vastes marchés multinationaux
12 hautement liquides sur lesquels les occasions d'arbitrage sont rapidement
13 exploitées, de sorte que la loi du prix unique prévaut. Sur ces marchés, les prix
14 sont établis par le principe du fournisseur marginal et du consommateur marginal.
15 Les développements de l'infrastructure, qui améliorent l'efficacité du marché ou
16 en retirent économiquement les contraintes, permettent d'améliorer le bien-être
17 économique général de tous les participants. En offrant aux producteurs canadiens
18 un meilleur accès à un vaste marché estimable auquel on ne peut accéder
19 facilement au moyen de l'infrastructure existante, l'Oléoduc Énergie Est
20 permettrait à l'ensemble des producteurs canadiens de profiter de prix supérieurs.
21 Sur ce marché, la suppression des contraintes de livraison vers un marché à valeur
22 supérieure équivaut dans les faits à une augmentation soudaine de la demande
23 provenant d'un vaste nouveau marché, ce qui augmente les prix pour les
24 producteurs qui n'auraient pu accéder par ailleurs au marché à valeur supérieure.

25
26 Plus précisément, le rapport d'IHS mis à jour conclut que le développement de
27 l'Oléoduc Énergie Est avec les autres principaux projets d'oléoducs entraînera des
28 prix du pétrole supérieurs pour l'ensemble du marché par rapport à un scénario de
29 référence supposant qu'aucun de ces projets n'est construit. Selon ses prévisions

³² Étude de l'offre et des marchés pour le projet Énergie Est, IHS, Annexe D — Marchés possiblement desservis par Énergie Est, septembre 2015.

1 de l'offre en 2015, IHS estime que les avantages totaux en matière de revenus
2 pour les producteurs attribuables à l'ensemble des principaux projets d'oléoducs
3 pourraient atteindre 663 G\$ CA (590 G\$ US)³³ d'ici 2040. Les avantages
4 estimatifs attribuables à l'accès au marché fourni par Énergie Est se situent
5 environ entre 161 G\$ CA et 217 G\$ CA (142 G\$ US et 193 G\$ US). Si seul
6 Énergie Est est construit, des avantages relatifs aux rentrées nettes de 204 G\$ CA
7 (183 G\$ US) seraient attribuables au Projet.

8
9 En outre, l'Oléoduc Énergie Est devrait produire des avantages pour les raffineurs
10 du Nouveau-Brunswick en réduisant leur coût d'accès au pétrole brut, notamment
11 en remplaçant le transport ferroviaire par le transport par pipeline, ce qui, selon
12 IHS, devrait représenter une économie de 9,00 \$ par baril. Ces coûts inférieurs des
13 matières premières devraient permettre aux raffineries de l'Est canadien de
14 réduire leur dépendance envers les sources étrangères de pétrole brut et
15 d'améliorer leur concurrentialité, ce qui en accroîtra la viabilité économique à
16 long terme.

17
18 **Q38. L'OLÉODUC ÉNERGIE EST ACCROÎTRA-T-IL ÉGALEMENT LA**
19 **QUALITÉ ET LA VALEUR DU SERVICE POUR LES EXPÉDITEURS DE**
20 **PÉTROLE?**

21 R38. Oui. Avec l'Oléoduc Énergie Est, les expéditeurs liés par contrat pourront obtenir
22 un accès garanti à une capacité de transport pendant 20 ans et auront la possibilité
23 de renouveler leurs contrats pour une durée supplémentaire. En outre, les
24 expéditeurs auront accès à 90 000 b/j réservés à la capacité de transport à
25 demande. L'Oléoduc Énergie Est aidera les expéditeurs à conclure des affaires à
26 long terme en toute confiance étant donné que, aux termes des contrats, ils
27 paieront des droits stables et prévisibles pendant 20 ans. Ainsi, l'Oléoduc
28 Énergie Est améliorera la capacité, la qualité et la fiabilité des options en matière
29 de services de transport offertes sur le marché.

³³ En dollars constants de 2014.

1

2 **VI. CESSION D'ACTIFS – CONVERSION DU GAZ AU PÉTROLE**

3 **Q39. VEUILLEZ DÉCRIRE LES INSTALLATIONS FAISANT L'OBJET DE**
4 **LA CONVERSION, C.-À-D. LES INSTALLATIONS QUI SERONT**
5 **CÉDÉES À ÉNERGIE EST ET QUI SERONT CONVERTIES DU**
6 **TRANSPORT GAZIER AU TRANSPORT PÉTROLIER.**

7 R39. Comme il est décrit dans le volume 2, section 1 de la Demande et le volume 1,
8 section 4 de la Modification de la demande, trois régions sont visées par
9 l'opération de cession proposée, soit les Prairies, la ligne du nord de l'Ontario et
10 le triangle de l'Est, qui comportent chacune un ensemble d'actifs qui seront
11 convertis du gaz au pétrole. Plus particulièrement :

- 12 • ligne des Prairies : 940 km sur la ligne 100-4, qui se compose d'une
13 conduite de 1 067 mm (DN 42) entre MLV 2 près de Burstall, en
14 Saskatchewan et la station 41 près d'Île des Chênes, au Manitoba;
- 15 • ligne du nord de l'Ontario : 1 640 km sur la ligne 100-4 (DN 42) et
16 tronçons de la ligne 100-3 (DN 42) entre la station 41 près d'Île des
17 Chênes, au Manitoba et la station 116 près de North Bay Junction, en
18 Ontario; et
- 19 • triangle de l'Est : 420 km sur la ligne 1200-2, soit la conduite de
20 1 067 mm (DN 42) faisant partie du raccourci de North Bay entre
21 North Bay Junction et Iroquois Junction en Ontario.

22

23 **Q40. QUELS SONT LES FACTEURS CONSIDÉRÉS PAR L'OFFICE AU**
24 **MOMENT DE DÉTERMINER LE CARACTÈRE RAISONNABLE D'UNE**
25 **DEMANDE DE CESSION D'INSTALLATIONS?**

26 R40. L'article 74 de la Loi sur l'ONÉ régit la cession des actifs de pipeline. L'Office a
27 statué que la norme réglementaire applicable à toute demande de cession
28 d'installations est l'intérêt public. L'Office doit considérer tous les facteurs qui
29 concernent l'intérêt public, notamment les intérêts des expéditeurs, des
30 producteurs et des consommateurs de pétrole et de gaz naturel. Dans la décision
31 MH-1-2006, l'Office a statué :

32 L'Office estime pour sa part que dans la Loi, le législateur lui a
33 donné une orientation explicite quant au critère à appliquer aux

1 demandes en vertu de l'article 74. La partie I de la Loi constitue
2 l'Office national de l'énergie et précise ses pouvoirs. Selon
3 l'Office, l'article 12 de la Loi, lorsqu'il est examiné en conformité
4 avec les principes de l'interprétation des lois suggérés par Driedger
5 et la Cour suprême, exige de l'Office qu'il évalue la demande de
6 transfert en fonction de l'intérêt public. Pour remplir son mandat,
7 l'Office doit donc examiner les demandes à la lumière d'un critère
8 plus large que le préjudice pour les expéditeurs qui utilisent le
9 gazoduc³⁴.

10 La rubrique R du Guide de dépôt aborde le transfert de propriété, la cession ou
11 prise à bail ou la fusion en vertu de l'article 74 :

12 Dans le cas d'un pipeline déjà réglementé par l'Office, une
13 ordonnance ou un certificat d'utilité publique aurait été délivré à
14 l'égard de l'installation si l'Office avait déterminé que :

- 15 • l'installation serait construite et exploitée d'une manière
16 sécuritaire et respectueuse de l'environnement;
- 17 • l'installation comportait un caractère d'utilité publique, tant
18 pour le présent que pour le futur.

19 C'est pourquoi, dans le cas d'une opération de vente, de cession ou
20 de prise à bail, d'achat ou de fusion, l'Office doit obtenir
21 l'assurance que l'exploitation de l'installation en cause continuera
22 d'être conforme à l'intérêt public, et cela malgré tout changement
23 qu'il est prévu d'apporter au cadre de gestion ou à la configuration
24 de l'installation.

25 Même si la norme de l'intérêt public à titre de critère adéquat pour évaluer une
26 cession d'actifs de pipeline a été contestée par le passé, l'Office a rejeté
27 explicitement la notion selon laquelle une cession devrait être approuvée
28 uniquement s'il peut être démontré qu'elle ne cause pas de préjudice aux
29 expéditeurs gaziers :

30 L'application du critère proposé de l'absence de préjudice serait
31 d'ailleurs contraire aux nombreuses décisions de l'Office et des
32 tribunaux, lesquels ont statué que l'Office dispose d'un grand
33 pouvoir discrétionnaire pour déterminer ce qui est pertinent dans
34 l'exercice de son mandat. Si l'Office faisait sienne l'interprétation
35 étroite que les parties en faveur du critère de l'absence de préjudice
36 le prient d'adopter, cela l'obligerait à favoriser automatiquement

³⁴ ONÉ, Motifs de décision, MH-1-2006, p. 16; notre soulignement.

1 l'intérêt des expéditeurs et d'exclure l'intérêt d'autres personnes ou
2 d'autres facteurs d'intérêt public, ce qui rendrait stérile le large
3 mandat que lui a conféré le Parlement. Certes, l'intérêt des
4 expéditeurs gaziers revêt une grande importance dans l'affaire
5 visée aux présentes, mais cet intérêt n'est pas le seul facteur que
6 l'Office doit examiner. L'Office a le devoir d'examiner tous les
7 éléments qui concernent l'intérêt public et ce, dans chaque affaire
8 dont il est saisi³⁵.
9

10 **Q41. COMMENT AVEZ-VOUS ÉVALUÉ L'INTÉRÊT PUBLIC ASSOCIÉ À**
11 **LA CESSIION PROPOSÉE D'ACTIFS DES INSTALLATIONS FAISANT**
12 **L'OBJET DE LA CONVERSION?**

13 R41. Il importe de déterminer en bout de ligne si l'intérêt public est mieux servi selon
14 que les installations faisant l'objet de la conversion sont utilisées pour le transport
15 du pétrole ou du gaz. Pour ce faire, il faut évaluer l'effet qu'a la cession des
16 installations faisant l'objet de la conversion sur la qualité et les coûts engagés
17 pour répondre à la demande en matière de transport du pétrole, d'une part, et de
18 transport du gaz naturel, d'autre part. L'incidence sur la qualité et les coûts
19 engagés pour répondre à la demande de transport gazier est également très
20 influencée par la proposition de TransCanada concernant de nouvelles
21 installations gazières de remplacement qui permettront à la canalisation principale
22 de continuer à satisfaire à l'ensemble de ses obligations de transport garanti
23 existantes et raisonnablement prévisibles. Comme je l'ai énoncé précédemment,
24 j'ai conclu que les questions d'intérêt public associées à la conversion proposée
25 ne peuvent être pleinement appréciées que si elles sont considérées dans le cadre
26 d'une évaluation plus large des questions d'intérêt public associées à l'ensemble
27 du Projet. En d'autres termes, cette évaluation pose la question, et y répond, de
28 déterminer si la cession permet une utilisation accrue et améliorée des
29 installations faisant l'objet de la conversion et si les avantages de la cession
30 surpassent les inconvénients. En l'instance, la question de savoir si la cession
31 représente une utilisation accrue et améliorée nécessite la considération de

³⁵ ONÉ, Motifs de décision, MH-1-2006, p. 16-17.

1 facteurs économiques, environnementaux, sociaux, politiques et autres et
2 nécessite d'abord de déterminer si les effets nets de la cession promeuvent
3 l'intérêt public ou y sont défavorables.

4 **A. Qualité du service garanti**

5 **Q42. QUELS SONT LES ASPECTS ÉCONOMIQUES DE L'INTÉRÊT PUBLIC**
6 **ASSOCIÉS À LA QUALITÉ DU TRANSPORT GAZIER DÉCOULANT**
7 **DE LA CESSION DES INSTALLATIONS FAISANT L'OBJET DE LA**
8 **CONVERSION À ÉNERGIE EST?**

9 R42. La principale préoccupation concernant la qualité du transport du gaz naturel est
10 que le service garanti souscrit par les expéditeurs soit maintenu en tout temps
11 après la cession des installations faisant l'objet de la conversion. En ce qui
12 concerne le transport gazier, l'intérêt public pourrait être compromis si la qualité
13 des services de transport garanti du gaz naturel, existants et prévus, se dégrade
14 après la cession.

15
16 **Q43. L'OFFICE A-T-IL DÉSIGNÉ PAR LE PASSÉ UNE NORME**
17 **PERMETTANT D'ÉVALUER LA CAPACITÉ SUFFISANTE D'UN**
18 **PIPELINE DANS LE CADRE D'UNE CESSION D'ACTIFS?**

19 R43. Oui. Dans la décision MH-1-2006, l'Office a défini la norme permettant d'évaluer
20 si la capacité d'un pipeline est suffisante de la façon suivante :

21 L'Office juge que le critère pertinent pour déterminer ce qui
22 représente une capacité suffisante dans le réseau principal est
23 *l'aptitude du pipeline à répondre aux demandes attendues de*
24 *service garanti*³⁶.

25 Dans la même décision, l'Office a conclu, au moment de discuter la norme de
26 l'intérêt public qu'il applique aux demandes de cession, que « les expéditeurs de
27 gaz ont droit uniquement au service pour lequel ils ont souscrit; ils n'ont pas droit
28 à l'utilisation d'installations particulières³⁷ ». En outre, l'Office a également

³⁶ ONÉ, Motifs de décision, MH-1-2006, p. 54; notre soulignement.

³⁷ *Id.*, p. 61-62.

1 conclu que cela constituerait une utilisation inefficace, voire un gaspillage, des
2 ressources d'exiger que la capacité pipelinière soit réservée pour les besoins de
3 pointe pour lesquels les expéditeurs ont refusé de conclure des contrats et qu'il
4 serait conforme à l'intérêt public de proposer une autre utilisation des actifs
5 sous-utilisés³⁸.

6
7 Le service interruptible à l'égard de la canalisation principale correspond à la
8 capacité pipelinière disponible qui n'est pas utilisée pour le service garanti. De la
9 capacité supplémentaire pourrait également devenir disponible à l'occasion en
10 raison de la température ambiante ou du mode d'établissement de la capacité
11 nominale, qui est fondé sur la perte d'une unité essentielle. Le service
12 interruptible, que l'on désigne à juste titre comme le service discrétionnaire à
13 l'égard de la canalisation principale, c'est-à-dire que sa disponibilité, et donc sa
14 qualité, peut varier et varie en effet selon l'utilisation de la capacité garantie.
15 Ainsi, le service interruptible ne comporte pas de qualité de service minimal mais
16 est plutôt disponible à l'occasion selon le degré et l'utilisation de la capacité
17 garantie sur la canalisation principale par rapport à la capacité disponible sur un
18 trajet donné.

19
20 **Q44. ADVENANT LA CESSION DES INSTALLATIONS FAISANT L'OBJET**
21 **DE LA CONVERSION À ÉNERGIE EST, LE SERVICE GARANTI**
22 **EXISTANT OU PRÉVU SUR LA CANALISATION PRINCIPALE SE**
23 **DÉGRADERA-T-IL?**

24 R44. Non. TransCanada a pris un certain nombre de mesures raisonnables pour
25 s'assurer que le service garanti sur la canalisation principale ne se dégradera pas
26 advenant la cession des installations faisant l'objet de la conversion à Énergie Est
27 en vue du transport du pétrole. Ces mesures comprennent la réalisation d'appels
28 de soumissions pour le service garanti sur la canalisation principale, la réalisation

³⁸ *Id.*, p. 54, 61, 65.

1 d'une prévision des besoins futurs de la canalisation principale et la proposition
2 de construire de nouvelles installations supplémentaires sur la canalisation
3 principale dans le triangle de l'Est de façon que tous les engagements garantis
4 actuels puissent continuer d'être remplis après la cession auxquels s'ajoute une
5 capacité supplémentaire de 50 TJ/j. En outre, les installations du triangle de l'Est
6 continueront de pouvoir être agrandies par des ajouts raisonnables de
7 compresseurs et de nouveaux doubléments visant à répondre aux besoins futurs en
8 matière de service garanti.
9

10 **Q45. CONVENEZ-VOUS QUE LES CONDITIONS DE LA CONVENTION**
11 **INTERVENUE ENTRE ENBRIDGE GAS DISTRIBUTION, INC., UNION**
12 **GAS LIMITED, SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO ET**
13 **TRANSCANADA (LA CONVENTION D'ÉNERGIE EST RELATIVE AUX**
14 **SDL)³⁹ EXPLIQUÉES DANS LE VOLUME 1, SECTION 4.4 DE LA**
15 **MODIFICATION DE LA DEMANDE SONT IMPORTANTES POUR LA**
16 **RÉUSSITE DU PROJET?**

17 R45. Oui. Comme il est indiqué, la convention d'Énergie Est relative aux SDL est le
18 fruit de plusieurs années de négociations et représente un équilibre des intérêts et
19 des compromis. La convention d'Énergie Est relative aux SDL procure des
20 avantages à tous les expéditeurs du triangle de l'Est et aux expéditeurs de la zone
21 ouest de la canalisation principale étant donné que le Projet est plus susceptible
22 d'être réalisé si l'opposition au Projet est atténuée ou éliminée.
23

³⁹ La convention d'Énergie Est relative aux SDL a été signée par les parties le 30 octobre 2015 et déposée auprès de l'Office le 5 novembre 2015.

1 **Q46. VEUILLEZ DÉCRIRE L'APPEL DE SOUMISSIONS POUR LA**
2 **CANALISATION PRINCIPALE QU'A RÉALISÉ TRANSCANADA AFIN**
3 **D'ÉVALUER LA DEMANDE EN CAPACITÉ PIPELINIÈRE DES**
4 **EXPÉDITEURS GAZIERS.**

5 R46. Comme il est décrit dans le volume 2, section 4 de la Demande et mis à jour dans
6 le volume 1, section 5.4 de la Modification de la demande, TransCanada a réalisé
7 un appel de soumissions, qui s'est terminé en janvier 2014 et qui portait sur le
8 service qui sera offert à compter de novembre 2016 (l'« appel de soumissions
9 pour novembre 2016 »), afin de donner l'occasion aux expéditeurs gaziers de
10 conclure des contrats de services de transport garanti sur la canalisation principale
11 pour les besoins en matière de service garanti supplémentaire ou pour les
12 expéditeurs qui souhaitaient consolider le service garanti à court terme ou le
13 service interruptible qu'ils utilisaient. Un autre appel de soumissions a été réalisé
14 et s'est terminé en janvier 2015 pour le service qui sera offert à compter du
15 1^{er} novembre 2017 (l'« appel de soumissions pour novembre 2017 »).

16
17 En outre, comme il est également décrit dans le volume 2, section 4 de la
18 Demande et mis à jour dans le volume 1, section 5.4 de la Modification de la
19 demande, afin de déterminer la capacité suffisante nécessaire pour répondre aux
20 besoins existants en matière de service garanti et accommoder les nouvelles
21 demandes de service garanti, TransCanada a organisé deux appels de soumissions
22 pour la gestion de la capacité qui donnaient l'occasion aux expéditeurs de réduire
23 leurs engagements contractuels qui contribueraient à la nécessité de construire de
24 nouvelles installations. TransCanada souhaitait le renversement de services de
25 transport garanti, qui aurait pu aider à réduire ou à éliminer les installations
26 supplémentaires requises par suite de l'appel de soumissions pour novembre 2016
27 et de l'appel de soumissions pour novembre 2017. TransCanada a également
28 invoqué au début de 2015 la disposition relative à l'option de renouvellement au
29 terme du contrat relativement au PRPE, ce qui a mené à une faible diminution des
30 besoins en matière de service garanti.

31

1 À mon avis, l'appel de soumissions pour novembre 2016, l'appel de soumissions
2 pour novembre 2017 et les appels de soumissions pour la gestion de la capacité
3 constituaient tous deux des mécanismes adéquats par lesquels TransCanada a été
4 en mesure d'offrir sa capacité à toutes les parties intéressées de façon
5 non discriminatoire et ouverte et de déterminer raisonnablement quelles
6 installations étaient nécessaires afin de satisfaire à ses engagements existants et
7 nouveaux en matière de service garanti.

8
9 **Q47. L'ÉVOLUTION DES MARCHÉS GAZIERS NORD-AMÉRICAINS A-T-**
10 **ELLE EU UNE INCIDENCE SUR LA SOURCE**
11 **D'APPROVISIONNEMENT DES EXPÉDITEURS ET SUR LEUR**
12 **CONCLUSION DE CONTRATS À L'ÉGARD DE LA CANALISATION**
13 **PRINCIPALE?**

14 R47. Oui. Dans les dernières années, les marchés gaziers nord américains ont évolué
15 considérablement en raison de l'offre accrue de gaz de schiste en provenance des
16 États-Unis. De nouvelles sources d'approvisionnement très vastes, comme le
17 schiste Marcellus et le schiste Utica, ont entraîné des changements structurels
18 majeurs sur le marché nord-américain en général et pour la canalisation principale
19 en particulier. En fait, la croissance rapide imprévue de la production de gaz de
20 schiste dans les bassins Utica et Marcellus aux États-Unis, qui sont situés très près
21 des marchés domestiques et d'exportation de TransCanada sur la partie est de son
22 réseau, a profondément perturbé de nombreux marchés gaziers qui étaient
23 traditionnellement desservis par la canalisation principale.

24
25 Plus précisément, comme la production de gaz de schiste a fortement augmenté au
26 cours des dernières années, les prix du gaz naturel ont diminué par rapport au
27 niveau observé lorsque l'offre n'était pas aussi abondante. Même si les prix du
28 gaz naturel réduits ont tendance à mener à une réduction des activités
29 d'exploration et de développement dans les bassins traditionnels et à une
30 augmentation de la demande, l'offre a cependant continué de croître. Cette
31 disponibilité accrue du gaz de schiste américain à proximité des marchés

1 consommateurs a mené à une réduction de la demande en approvisionnement du
2 BSOC, ce qui a conduit à son tour à une réduction des contrats de transport sur
3 longue distance sur la canalisation principale de TransCanada. En outre,
4 l'emplacement du nouvel approvisionnement a transformé le schéma historique
5 des flux des pipelines. TransCanada explique les incidences du nouvel
6 approvisionnement sur le triangle de l'Est de la façon suivante :

- 7 • La croissance rapide des nouvelles sources d'approvisionnement en gaz
8 naturel provenant des zones de gaz de schiste Marcellus et Utica dans le
9 nord-est des États-Unis qui jouxtent le triangle de l'Est a fait reculer et
10 continuera de faire reculer la demande en exportation provenant du
11 triangle de l'Est.
- 12 • La nouvelle infrastructure pipelinière prévue dans le nord-est des États-
13 Unis devrait entraîner une réduction de la quantité de gaz naturel fournie
14 aux marchés de cette région par l'intermédiaire du point d'exportation
15 d'Iroquois de TransCanada. Ces modifications devraient mener à une
16 inversion du débit à Iroquois de sorte que du gaz naturel serait importé
17 vers le Canada.
- 18 • Le maintien de ces tendances éliminera la nécessité d'une capacité de
19 transport garanti supplémentaire dans la zone touchée en sus de ce qui sera
20 ajouté par le Projet du réseau principal de l'Est.
- 21 • En plus de répondre à la demande à court et à moyen terme du marché, le
22 Projet du réseau principal de l'Est de TransCanada facilitera les
23 importations accrues de gaz naturel vers le triangle de l'Est par le trajet le
24 plus direct, ce qui améliorera la constance régionale de
25 l'approvisionnement dans une perspective à long terme⁴⁰.

26
27 **Q48. ESTIMEZ-VOUS QUE CES CHANGEMENTS STRUCTURELS DANS LE**
28 **MARCHÉ GAZIER NORD-AMÉRICAIN ONT UNE INCIDENCE SUR**
29 **LES ASPECTS ÉCONOMIQUES DE L'INTÉRÊT PUBLIC ASSOCIÉS À**
30 **LA RÉAFFECTATION DES INSTALLATIONS FAISANT L'OBJET DE**
31 **LA CONVERSION AU TRANSPORT DU PÉTROLE?**

32 R48. Oui. À mon avis, ces changements structurels ayant transformé le marché gazier
33 nord-américain influencent grandement les aspects économiques de l'intérêt
34 public associés à la réaffectation des installations faisant l'objet de la conversion

⁴⁰ Demande, volume 2, section 4, p. 4-10 et mise à jour dans la Modification de la demande, volume 1, section 5.4.3.

1 au transport du pétrole. L'Office a expressément reconnu que les changements
2 dans le marché gazier nord-américain influent sur la viabilité économique de la
3 canalisation principale. Dans sa décision RH-03-2011, l'Office a déclaré ce qui
4 suit :

5 L'évolution du contexte commercial, notamment du point de vue
6 de l'offre de gaz naturel, des marchés et des pratiques
7 contractuelles, a influé sur la viabilité économique à long terme du
8 réseau principal. La persistance des bas prix du gaz naturel a
9 provoqué un ralentissement du forage dans le BSOC, donnant lieu
10 à une diminution des volumes de gaz livrés au tronçon ouest du
11 réseau principal. Conjuguée à la baisse du nombre de contrats de
12 SG à grande distance, cette situation s'est soldée par une chute du
13 débit du réseau principal. La hausse des droits, attribuable en partie
14 à la baisse des contrats de SG à grande distance, a aussi nui à la
15 capacité du réseau principal d'attirer des expéditeurs⁴¹.

16 Dans la même décision, l'Office a également prévu la possibilité que
17 l'environnement concurrentiel dans lequel la canalisation principale exerce ses
18 activités pourrait inciter TransCanada à envisager d'autres utilisations pour la
19 canalisation principale lorsqu'il a déclaré ce qui suit :

20 Le réseau principal fait face à un risque de concurrence accru.
21 Dans cette optique, nous lui avons fourni les outils nécessaires
22 pour maîtriser ce risque et, grâce à la surveillance réglementaire et
23 à la mise en place d'un processus de réglementation souple, opérer
24 les changements nécessaires. Nous jugeons qu'il est important de
25 procéder ainsi, peu importe ce que l'avenir réserve au réseau
26 principal, c'est-à-dire qu'il continue à offrir des services de
27 livraison du gaz en utilisant la totalité ou une partie de ses
28 installations.

29 [...]

30 Ainsi, selon nous, le virement d'amortissement cumulé aurait une
31 incidence inconnue, mais peut-être importante, si une partie des
32 actifs du réseau principal était réaffectée au service de transport de
33 pétrole dans l'avenir⁴².

34 Compte tenu de la conjoncture du marché actuelle et prévue, il est très peu
35 probable que la capacité provenant du BSOC sur la canalisation principale soit

⁴¹ ONÉ, motifs de décision, RH-03-2011, p. 8.

⁴² *Id.*, p. 4, 72; notre soulignement.

1 insuffisante à l'avenir advenant la réaffectation des installations faisant l'objet de
2 la conversion au transport pétrolier. Par conséquent, j'estime qu'il n'est pas dans
3 l'intérêt public de conserver les installations faisant l'objet de la conversion pour
4 le transport gazier lorsque leur utilisation pour le transport pétrolier fournit de
5 toute évidence un accès en temps opportun aux marchés pétroliers et offre des
6 avantages importants en atténuant les restrictions existantes sur
7 l'approvisionnement pétrolier de l'Ouest canadien.

8
9 **Q49. COMPTE TENU DE L'ÉVOLUTION DES CONDITIONS DU MARCHÉ,**
10 **TRANSCANADA A-T-ELLE ENTREPRIS UNE ANALYSE VISANT À**
11 **ÉVALUER LES BESOINS EN SERVICE GARANTI SUR LA**
12 **CANALISATION PRINCIPALE APRÈS LA CESSIION DES**
13 **INSTALLATIONS FAISANT L'OBJET DE LA CONVERSION À**
14 **ÉNERGIE EST?**

15 R49. Oui. Comme il est décrit dans le volume 2, section 5 de la Demande et mis à jour
16 dans le volume 1, section 5.4.3 de la Modification de la demande, TransCanada a
17 élaboré une prévision des débits qui intègre un aperçu de l'ensemble du marché
18 gazier nord-américain (c'est-à-dire des hypothèses sur l'offre, la demande et les
19 infrastructures), mais qui est axé sur les facteurs clés qui influencent les débits sur
20 la canalisation principale. Les besoins totaux en service garanti dans le triangle de
21 l'Est ne devraient pas augmenter, et la croissance des marchés domestiques de
22 distribution locale et de production d'électricité sera largement compensée par les
23 réductions sur les marchés d'exportation.

24
25 **Q50. LA CANALISATION PRINCIPALE AURA-T-ELLE UNE CAPACITÉ**
26 **SUFFISANTE POUR SATISFAIRE À SES OBLIGATIONS EN MATIÈRE**
27 **DE SERVICE GARANTI DANS TOUT LE RÉSEAU APRÈS LA CESSIION**
28 **DES INSTALLATIONS FAISANT L'OBJET DE LA CONVERSION?**

29 R50. Oui. TransCanada s'attend à disposer d'une capacité suffisante pour continuer à
30 satisfaire à ses obligations en matière de service garanti sur la ligne des Prairies et
31 la ligne du nord de l'Ontario, sans devoir ajouter d'installations, une fois que sera

1 réalisée la cession des installations faisant l'objet de la conversion. En ce qui
2 concerne le triangle de l'Est, comme il est décrit dans le volume 2, section 4 de la
3 Demande et mis à jour dans le volume 1, section 5.4 de la Modification de la
4 demande, TransCanada a planifié les obligations en matière de service garanti
5 pour cette partie du réseau au 1^{er} mars 2019. Plus précisément, les obligations
6 prévues en matière de service garanti de 2 664 TJ/j sont fondées sur l'appel de
7 soumissions pour novembre 2016 et l'appel de soumissions pour novembre 2017.
8 Sans le PRPE, il y aurait une insuffisance d'environ 658 TJ/j en capacité garantie
9 souscrite. Cette quantité, ajoutée à la capacité convenue de 50 TJ/j conformément
10 à la convention d'Énergie Est relative aux SDL, porte l'insuffisance totale en
11 capacité supplémentaire à 708 TJ/j. Par conséquent, afin de répondre aux besoins
12 futurs en capacité garantie actuellement connus, TransCanada propose d'ajouter
13 des installations gazières afin de répondre aux besoins en transport garanti
14 totalisant 708 TJ/j au minimum.

15
16 Selon la prévision de TransCanada concernant les besoins en service garanti, la
17 construction proposée permet de remplir tous les besoins actuels en service
18 garanti et toutes les demandes de service garanti dans l'appel de soumissions pour
19 novembre 2016 et l'appel de soumissions pour novembre 2017 dans l'hypothèse
20 où tous les engagements de SG existants sont renouvelés. Une fois que PRPE sera
21 construit et en service, si une partie du SG actuel n'est pas renouvelé et n'est pas
22 revendu à d'autres dans un proche avenir, les nouvelles installations gazières
23 planifiées permettraient également à TransCanada de fournir une faible part du
24 service garanti futur et d'étendre la disponibilité du service de TI et de TGCT
25 jusqu'à ce que les nouvelles installations soient de nouveau entièrement visées par
26 des contrats. Comme il a été mentionné ci-dessus, la demande totale de services
27 de transport sur la canalisation principale dans le triangle de l'Est ne devrait pas
28 augmenter globalement au-delà des niveaux actuels par suite des diminutions
29 compensatoires prévues des exportations vers le nord-est des États-Unis.

30

1 **Q51. QUELLES INSTALLATIONS TRANSCANADA PROPOSE-T-ELLE DE**
2 **CONSTRUIRE DANS LE CADRE DU PRPE?**

3 R51. Comme il est décrit dans le volume 2, section 4 de la Demande et mis à jour dans
4 le volume 1, sections 5.4 et 6.5 de la Modification de la demande, TransCanada
5 propose de construire dans le cadre du PRPE environ 279 km de gazoduc
6 supplémentaire le long de la ligne de Montréal à partir de Markham, en Ontario
7 jusqu'à un endroit près du point d'exportation existant à Iroquois. TransCanada
8 propose également de construire des compresseurs supplémentaires aux
9 emplacements existants, ce qui suffirait à permettre la désactivation d'un certain
10 nombre d'unités de compression installées dans les années 1960 et 1970 le long
11 de la ligne de Montréal. La désactivation de ces unités remédiera aux problèmes
12 d'obsolescence et de fiabilité tout en répondant aux besoins en service garanti à
13 long terme dans le triangle de l'Est de façon rentable. Les installations proposées
14 du PRPE ne sont pas une nouvelle version des installations du triangle de l'Est qui
15 sont cédées à Énergie Est. Comme il a été discuté précédemment, elles ont plutôt
16 été conçues pour répondre aux demandes actuelles et futures prévues en service
17 garanti dans le triangle de l'Est et pour minimiser l'impact environnemental
18 associé à la construction du Projet dans une perspective générale.

19
20 Comme la majorité des soumissions reçues dans le cadre de l'appel de
21 soumissions pour novembre 2016 et l'appel de soumissions pour novembre 2017
22 concernaient le transport sur courte distance jusqu'à Parkway, TransCanada a
23 établi que les nouvelles installations gazières proposées représentent le moyen
24 d'acheminement le plus court entre l'approvisionnement émergent et le marché.
25 Pour cette raison, TransCanada a déterminé que la façon la plus efficace
26 d'agrandir la canalisation principale afin de satisfaire aux exigences contractuelles
27 fermes prévues serait d'étendre la ligne de Montréal de sorte que le gaz livré à
28 Parkway (ou ailleurs dans le sud de l'Ontario) puisse être livré plus directement
29 sur les marchés de l'est. Cette façon de faire accroît dans l'ensemble les avantages
30 nets du Projet.

31

1 **Q52. L'OFFICE DEVRAIT-IL S'INQUIÉTER DE L'EFFET DE LA**
2 **CONVERSION DES INSTALLATIONS SUR LA CAPACITÉ DE**
3 **TRANSPORT INTERRUPTIBLE DISPONIBLE SUR LE MARCHÉ?**

4 R52. Pas à un degré important. Comme il a été mentionné dans la convention relative
5 aux SDL, l'« exigence de la conception » satisfera à toutes les obligations en
6 matière de service garanti auxquelles s'ajoute une capacité supplémentaire de
7 50 TJ/j. L'Office a déjà établi que le facteur pertinent à considérer pour
8 déterminer la suffisance de la capacité est l'aptitude du pipeline à répondre aux
9 demandes prévues de service garanti et que les expéditeurs gaziers ont
10 uniquement droit au service pour lequel ils ont souscrit et non à l'utilisation
11 d'installations particulières. Les installations de gazoduc qui sont utilisées pour le
12 transport visé par contrat et non le transport pour le compte d'autrui sont conçues
13 et construites de façon à répondre aux besoins actuels et raisonnablement
14 prévisibles en matière de capacité des expéditeurs liés par contrat et sont
15 uniquement construites lorsqu'elles sont adéquatement soutenues par des contrats
16 à long terme de service garanti. La capacité supplémentaire non souscrite de
17 50 TJ/j sera accessible à tous les expéditeurs.

18
19 **Q53. QUELLE EST VOTRE CONCLUSION CONCERNANT LA QUALITÉ DU**
20 **SERVICE GARANTI QUI SERA OFFERT SUR LA CANALISATION**
21 **PRINCIPALE APRÈS LA CESSION?**

22 R53. D'après mon examen des documents soumis en l'instance, je suis d'avis que tant
23 que le PRPE est approuvé, la qualité du service du transport gazier garanti visé
24 par contrat sur la canalisation principale ne sera pas compromise par la cession
25 d'actifs des installations faisant l'objet de la conversion. Comme il a été discuté
26 précédemment, la prévision du débit sur la canalisation principale de
27 TransCanada tient compte du fait que la capacité existante du transport par
28 gazoduc à l'extérieur du BSOC, après la cession des installations faisant l'objet de
29 la conversion en vue de les réaffecter au transport pétrolier et compte tenu de la
30 construction du PRPE est suffisante pour répondre à la demande de capacité pour

1 le transport garanti par gazoduc à l'extérieur du BSOC et de capacité pour le
2 transport par gazoduc dans le triangle de l'Est.

3
4 ***B. Prix de la cession/incidence sur les droits sur la canalisation principale***

5 **Q54. L'OFFICE A-T-IL UNE POLITIQUE CONCERNANT**
6 **L'ÉTABLISSEMENT DU PRIX DES ACTIFS ACHETÉS D'UNE**
7 **COMPAGNIE APPARTENANT AU MÊME GROUPE?**

8 R54. Oui. Le *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* (le
9 « Règlement sur les oléoducs ») et le *Règlement de normalisation de la*
10 *comptabilité des gazoducs* (le « Règlement sur les gazoducs ») de l'Office
11 utilisent tous deux la norme de la valeur comptable nette (« VCN ») et stipule que
12 lorsque les installations sont achetées d'une compagnie appartenant au même
13 groupe, le coût original des installations et la dépréciation accumulée sont inscrits
14 aux comptes de la compagnie acheteuse⁴³. De plus, le transfert d'installations à
15 leur VCN d'un service public réglementé à un autre garantit qu'un groupe de
16 clients ne soit pas avantagé au détriment d'un autre, et que l'entité consolidée ne
17 touche pas un rendement excessif en transférant des biens à une société affiliée à
18 une valeur plus élevée que leur VCN. Dans sa décision approuvant la cession des
19 actifs de la canalisation principale au pipeline Keystone, l'Office a déterminé que
20 la VCN représentait le prix approprié pour le transfert d'actifs entre compagnies
21 appartenant au même groupe⁴⁴.

22
23 **Q55. À QUEL PRIX TRANSCANADA PROPOSE-T-ELLE DE CÉDER LES**
24 **INSTALLATIONS FAISANT L'OBJET DE LA CONVERSION À**
25 **ÉNERGIE EST?**

26 R55. Comme il a été indiqué précédemment, trois régions sont visées par l'opération
27 proposée de cession, soit les Prairies, la ligne du nord de l'Ontario et le triangle de

⁴³ *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs*, C.R.C., ch. 1058, article 15(4);
Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs, DORS/83-190, article 15(4).

⁴⁴ Motifs de décision, MH-1-2006, p. 59.

1 l'Est, qui comportent chacun un ensemble d'actifs qui seront convertis du gaz au
2 pétrole. Le prix de cession convenu par Énergie Est et TransCanada pour les
3 installations faisant l'objet de la conversion reflète la VCN des installations
4 faisant l'objet de la conversion, en date de la cession, plus une prime d'acquisition
5 de 734 M\$ (la « prime d'acquisition »). J'ai également cru comprendre que par
6 suite des négociations entre Énergie Est et ses expéditeurs, il a été convenu que le
7 coût de la prime d'acquisition serait assumé par les expéditeurs d'Énergie Est et
8 Énergie Est. La somme de 1 G\$ qui sera assumée par les expéditeurs de pétrole
9 sera incluse dans la base tarifaire aux fins des calculs des droits finaux pour les
10 installations pétrolières et sera récupérée pendant la vie utile du projet. À
11 l'inverse, la contribution de 500 M\$ d'Énergie Est serait exclue du calcul des
12 droits négociés pendant la période initiale de 20 ans, et ce montant serait reporté
13 et compromis aux fins de la récupération future après la période initiale de 20 ans
14 des droits négociés. Comme il est décrit plus en détail ci-après ce traitement
15 entraîne le partage du coût d'achat en excédent de la VCN entre Énergie Est et les
16 expéditeurs de pétrole initiaux, offre des avantages au chapitre des droits à tous
17 les expéditeurs utilisant le service garanti de TransCanada et ne permet pas à
18 TransCanada d'enregistrer un rendement excédentaire à la vente des installations
19 faisant l'objet de la conversion.

20
21 **Q56. POURQUOI TRANSCANADA A-T-ELLE DÉCIDÉ DE FIXER LE PRIX**
22 **DE LA CESSION DES INSTALLATIONS DU TRIANGLE DE L'EST À**
23 **UN MONTANT SUPÉRIEUR À LA VCN DANS CE CAS?**

24 R56. Il est proposé que le montant qui sera payé par Énergie Est en excédent de la
25 VCN pour les installations faisant l'objet de la conversion soit réparti de façon à
26 réduire la base tarifaire de la canalisation principale dans le triangle de l'Est, ce
27 qui atténuera les effets de la cession et les coûts des nouvelles installations que
28 TransCanada devra construire afin de répondre aux besoins prévus en matière de
29 service garanti des expéditeurs du triangle de l'Est. La prime d'acquisition
30 proposée sera utilisée afin de réaliser un avantage au titre de la VAN pour les
31 expéditeurs du triangle de l'Est par rapport à ce qui serait survenu par ailleurs en

1 l'absence de la cession des installations faisant l'objet de la conversion. À mon
2 avis, cette façon de faire représente une réconciliation raisonnable des divers
3 intérêts d'Énergie Est, des expéditeurs pétroliers et des expéditeurs de la
4 canalisation principale.

5
6 **Q57. LA CESSION D'ACTIFS À UN PRIX SUPÉRIEUR À LA VCN**
7 **PERMETTRAIT-ELLE À TRANSCANADA DE TOUCHER UN**
8 **RENDEMENT EXCESSIF?**

9 R57. Non. Le prix de vente en excédant de la VCN sera inscrit par TransCanada
10 comme une réduction de la base tarifaire sur la canalisation principale afin de
11 compenser les coûts associés au PRPE. Le reste du gain reporté sera amorti afin
12 de réduire les exigences en matière de revenus à compter de la date de la cession
13 finale d'actifs jusqu'à la fin de 2030.

14
15 **Q58. QUELLE SERA L'INCIDENCE DE LA CESSION, COMBINÉE À LA**
16 **CONSTRUCTION DU PRPE, SUR LES DROITS DE LA CANALISATION**
17 **PRINCIPALE?**

18 R58. Les coûts de la cessation d'exploitation devraient diminuer avec la construction
19 du PRPE. Au total, on prévoit une réduction nette des coûts associés au transport
20 garanti sur la canalisation principale. Plus précisément, la cession des installations
21 faisant l'objet de la conversion, combinée à l'ajout des installations du PRPE,
22 devrait conduire à une réduction nette des coûts de la cession d'exploitation
23 estimatifs de la canalisation principale en fonction de la valeur actualisée nette
24 d'environ 208 M\$ jusqu'en 2050⁴⁵. À l'inverse, la cession des installations faisant
25 l'objet de la conversion devrait entraîner une augmentation des coûts du carburant
26 sur la canalisation principale dans l'hypothèse où aucune modification n'est
27 apportée au rendement des compresseurs. La valeur actualisée nette de ces coûts

⁴⁵ Modification de la demande, volume 1, section 4.4, tableau 4.4-14. Le taux d'actualisation de 8,69 pour cent est tiré de l'annexe A de la convention d'Énergie Est relative aux SDL.

1 du carburant augmentés jusqu'à 2050 équivaut à environ 54 M\$⁴⁶. Malgré tout,
2 toutes choses étant égales par ailleurs, on ne prévoit pas d'augmentation des droits
3 à la suite de la cession et de la construction du PRPE avant 2018. Dans le cadre de
4 la récente décision RH-001-2014, les droits exigés par TransCanada pour les
5 services garantis sont fixés pour la période allant de 2015 à 2017 et font l'objet
6 d'un examen avec possibilité d'ajustement pour la période allant de 2018 à 2020.

7
8 **Q59. PRÉVOIT-ON DES AVANTAGES ÉCONOMIQUES SPÉCIFIQUEMENT**
9 **ASSOCIÉS AU PRPE?**

10 R59. Oui. Comme il en est question dans le rapport de Golder, des retombées
11 économiques de plus de 4,5 G\$ pour le corridor de transport du gaz naturel seront
12 associées à la phase de construction du PRPE (les retombées de la phase
13 d'exploitation devraient être minimales). Ces retombées comprennent une
14 augmentation de la production économique de 2,39 G\$, une hausse du PIB de
15 1,18 G\$, une augmentation des revenus de travail totaux de 0,7 G\$, une hausse
16 des recettes fiscales de 311,6 M\$ ainsi que la création de 9 687 postes équivalents
17 temps plein.

18
19 **Q60. DANS L'ENSEMBLE, QUELLE EST L'INCIDENCE NETTE PRÉVUE DE**
20 **LA CESSION DES INSTALLATIONS FAISANT L'OBJET DE LA**
21 **CONVERSION ET DE LA CONSTRUCTION DU PRPE SUR LES**
22 **BESOINS EN MATIÈRE DE REVENUS DE LA CANALISATION**
23 **PRINCIPALE?**

24 R60. Comme il est décrit dans le volume 1, sections 5.4.4 à 5.4.7 de la Modification de
25 la demande, le résultat global est un avantage positif au chapitre de la valeur
26 actualisée nette pour les expéditeurs sur la canalisation principale de plus de
27 500 M\$, ainsi qu'une réduction totale des coûts pour les expéditeurs sur la
28 canalisation principale au cours de la période allant de 2018 à 2050 de 200 M\$,
29 comme l'indique le tableau 1 :

⁴⁶ *Id.*

1
2
3

Tableau 1 : Fluctuations prévues des besoins totaux en matière de revenus de la canalisation principale entre 2018 et 2050 (en M\$)⁴⁷

	Total	VAN
Cession	(5 278) \$	
Nouvelles installations gazières	5 574 \$	(352) \$
Coûts de la cessation d'exploitation	(655) \$	(208) \$
Coût du combustible	162 \$	54 \$
Total	(197) \$	(506) \$

4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14

Comme il est indiqué précédemment, dans le cadre de la récente décision RH-001-2014, les droits exigés par TransCanada pour les services garantis sont fixés pour la période allant de 2015 à 2017 et font l'objet d'un examen avec possibilité d'ajustement pour la période allant de 2018 à 2020. En outre, conformément à la convention d'Énergie Est relative aux SDL, les droits pour la période allant de 2018 à 2020 seront établis sans tenir compte des effets de la cession des actifs et du Projet de réseau principal de l'Est. Ainsi, la cession des actifs envisagée et l'ajout du Projet de réseau principal de l'Est à la canalisation principale n'auront aucune incidence sur les droits exigés avant 2021.

15 ***VII. ÉVALUATION DE L'INTÉRÊT PUBLIC***

16 **Q61. À VOTRE AVIS, L'ENSEMBLE DU PROJET EST-IL CONFORME À**
17 **L'INTÉRÊT PUBLIC?**

18 R61. Oui. Selon mon évaluation des trois composantes de la Demande, soit la
19 construction des nouvelles installations pétrolières, la cession des installations
20 gazières existantes pour les réaffecter au transport du pétrole et la construction de
21 nouvelles installations gazières, et les faits et les analyses exposés dans la

⁴⁷ Modification de la demande, volume 1, section 5.4, tableau 5-09 et tableau 5-14.

1 présente Demande, je suis d'avis que, du point de vue économique et selon la
2 norme antérieure de l'Office concernant l'évaluation de l'intérêt public, les
3 avantages du Projet proposé sont importants et dépassent tous fardeaux
4 économiques éventuels. Par conséquent, j'estime que l'ensemble du Projet est
5 conforme à l'intérêt public.

6
7 Premièrement, le Projet offrira de nombreux et importants avantages aux
8 producteurs et aux consommateurs de pétrole du BSOC ainsi qu'aux
9 gouvernements fédéral, provinciaux et régionaux, notamment les suivants :

- 10 • une qualité et une valeur accrues du service pour les expéditeurs liés par
11 contrat du nouvel oléoduc;
- 12 • un accès accru pour les producteurs pétroliers canadiens à l'Est du
13 Canada, notamment à Montréal, à Québec et à Saint John
14 (Nouveau-Brunswick), à la côte est américaine, à la côte américaine du
15 golfe du Mexique et aux marchés étrangers, ce qui assurera une
16 diversification essentielle des débouchés;
- 17 • des coûts moindres par rapport au transport ferroviaire et une amélioration
18 du caractère concurrentiel des raffineries situées au Québec et au
19 Nouveau-Brunswick;
- 20 • des prix ou des rentrées nettes supérieurs pour les producteurs pétroliers
21 canadiens tels qu'ils sont quantifiés dans le rapport d'IHS mis à jour;
- 22 • la probabilité réduite d'escomptes sur les prix récurrents pour le pétrole
23 brut canadien en raison de l'existence de trajets vers des marchés
24 multiples et la flexibilité d'accéder aux marchés présentant les rentrées
25 nettes les plus élevées;
- 26 • la promotion de la concurrence entre les oléoducs;
- 27 • une flexibilité et une diversité de choix accrues dans l'ensemble du réseau
28 de transport par oléoduc;
- 29 • la promotion de la rentabilité sur les marchés du transport par oléoduc
30 (tant sur le plan de la production que de l'allocation); et
- 31 • d'importants avantages macroéconomiques pour les économies locales,
32 provinciales et fédérale comme ils sont répertoriés dans le rapport du
33 Conference Board mis à jour, le rapport de Nichols et le rapport de
34 Golder.

35 En outre, je suis d'avis que la cession des installations faisant l'objet de la
36 conversion pour les réaffecter au transport pétrolier et la construction du PRPE
37 sont conformes à l'intérêt public. La cession d'actifs des installations faisant

1 l'objet de la conversion représente une utilisation accrue et améliorée des
2 installations de transport du gaz de la canalisation principale qui sont actuellement
3 sous-utilisées. En l'absence du PRPE, la qualité du service garanti pour les
4 expéditeurs de gaz naturel pourrait se dégrader par suite de la cession, ce qui ne
5 serait pas le cas dans l'hypothèse de la construction du PRPE. À mon avis, la
6 cession d'actifs des installations faisant l'objet de la conversion ainsi que la
7 construction du PRPE entraînent de nombreux avantages pour les expéditeurs
8 gaziers et pétroliers qui ne seraient pas possibles sans la conversion des
9 installations gazières au transport pétrolier, notamment les suivants :

- 10 • entraîne une importante réduction des dépenses en immobilisations pour
11 l'ensemble du Projet en raison de l'utilisation d'un gazoduc existant pour
12 le transport du pétrole;
- 13 • sans le transfert des installations faisant l'objet de la conversion,
14 l'Oléoduc Énergie Est ne serait pas rentable, ce qui restreindrait l'accès
15 aux nouveaux marchés pétroliers et mènerait à une inefficience du marché;
- 16 • la cession des installations faisant l'objet de la conversion réduit le temps
17 de construction et les impacts environnementaux par rapport à la
18 construction d'un nouvel oléoduc;
- 19 • les installations associées au PRPE sont plus près et peuvent accommoder
20 les débits accrus de gaz naturel provenant de Dawn, de Niagara et de
21 Chippawa, ce qui concorde avec les tendances actuelles du marché et
22 avec les préférences actuelles des expéditeurs, qui favorisent
23 l'approvisionnement en gaz naturel;
- 24 • comme il en est question dans le rapport de Golder, des retombées
25 économiques de plus de 4,5 G\$ pour le corridor de transport du gaz naturel
26 sont associées à la phase de construction du PRPE, notamment une
27 augmentation de la production économique de 2,39 G\$, une hausse du PIB
28 de 1,18 G\$, une augmentation des revenus de travail totaux de 0,7 G\$, une
29 hausse des recettes fiscales de 311,6 M\$ ainsi qu'à la création de
30 9 687 postes équivalents temps plein⁴⁸.

31 Je considère que tous ces avantages sont des éléments importants à considérer
32 concernant la détermination de l'intérêt public par l'Office dans le cadre de la
33 présente procédure.

⁴⁸ Ces avantages sont également inclus dans le rapport du Conference Board.

1 En résumé, l'ensemble du Projet continue d'offrir aux expéditeurs liés par contrat
2 à l'égard de la canalisation principale un service garanti fiable, tout en créant
3 l'occasion pour les producteurs pétroliers de l'Ouest canadien d'étendre et
4 d'obtenir l'accès à de nouveaux marchés diversifiés afin de maximiser les rentrées
5 nettes pour leur pétrole brut et de bénéficier d'une flexibilité pour la
6 commercialisation de leurs importantes augmentations de production qui sont
7 prévues jusqu'en 2030, ce qui accroîtra également les perspectives pour les
8 raffineurs en aval. Tous ces facteurs appuient la conclusion selon laquelle la
9 cession proposée des installations faisant l'objet de la conversion en vue de leur
10 réaffectation au transport pétrolier, la construction du PRPE et la construction de
11 l'Oléoduc Énergie Est sont conformes à l'intérêt public canadien.

12
13 **Q62. VEUILLEZ RÉSUMER LES CONCLUSIONS DE VOTRE TÉMOIGNAGE**
14 **ÉCRIT.**

15 R62. La Demande remplit pleinement les normes que l'Office a établies afin de
16 déterminer si un projet proposé est faisable au plan financier et économique. En
17 outre, le Projet est tout à fait en phase avec les préférences du marché qui
18 favorisent une structure axée sur le marché pour le transport sur l'Oléoduc
19 Énergie Est et sur les oléoducs en général.

20 Le Projet procure également d'importants avantages socioéconomiques pour les
21 Canadiens dans tout le pays, notamment les résidents de régions qui sont
22 traversées par l'oléoduc, les fournisseurs de bon nombre de provinces, les
23 gouvernements locaux, provinciaux et fédéral et l'ensemble de l'économie
24 canadienne. Le Projet permet au Canada de maximiser les avantages qu'il tire du
25 développement des ressources naturelles et constitue un moyen faisable et
26 efficace de remédier au risque d'asymétrie entraîné par une capacité excédentaire
27 ou insuffisante des pipelines. Le développement d'Énergie Est ne repose pas sur
28 le succès ou l'échec d'autres projets d'oléoducs prévus; les engagements des
29 expéditeurs ne dépendent pas du déroulement des autres projets, et les expéditeurs
30 ont offert un appui sans équivoque au développement de ce nouveau trajet vers
31 des marchés à valeur élevée. L'Office peut et devrait accorder une grande

1 importance à la volonté des expéditeurs qui ont satisfait aux normes en matière de
2 solvabilité de TransCanada et à la volonté du promoteur du Projet d'assumer le
3 coût de celui-ci pendant une période pouvant aller jusqu'à 20 ans. Considérés
4 collectivement, j'estime que ces faits constituent une démonstration probante
5 permettant de conclure que le Projet est faisable, avantageux et conforme à
6 l'intérêt public.

7
8 La cession des installations faisant l'objet de la conversion en vue de les
9 réaffecter au transport pétrolier représente une utilisation accrue et améliorée des
10 installations sous-utilisées de la canalisation principale qui ne sont pas
11 entièrement visées par des contrats garantis et qui sont peu susceptibles de le
12 devenir dans un avenir prévisible. Sans la cession des installations de la
13 canalisation principale, le Projet ne serait pas rentable, et l'accès aux nouveaux
14 marchés pétroliers serait restreint, ce qui mènerait à une inefficience du marché et
15 à la perte éventuelle de milliards de dollars en avantages pour les producteurs, les
16 gouvernementaux provinciaux et le public canadien.

17
18 La prévision en matière de débit du gaz naturel de TransCanada indique que la
19 canalisation principale aura une capacité suffisante pour continuer à répondre aux
20 besoins en service garanti sur la ligne des Prairies et la ligne du nord de l'Ontario
21 après la réalisation de la cession d'actifs, et les hypothèses en matière de
22 planification de TransCanada pour le triangle de l'Est et les nouvelles installations
23 qui seront ajoutées dans le cadre du PRPE indiquent que TransCanada pourra
24 continuer de répondre aux besoins en service garanti actuels et prévus dans le
25 triangle de l'Est. Finalement, les conditions financières de la cession proposée
26 d'actifs aident à atténuer les avantages défavorables éventuels relatifs aux droits
27 pour les expéditeurs gaziers de TransCanada et équilibrent les intérêts des
28 expéditeurs pétroliers, des expéditeurs gaziers et de TransCanada/Énergie Est.
29 Pour toutes ces raisons, j'ai conclu que la Demande répond aux normes de
30 l'Office permettant d'établir que le Projet promeut l'intérêt public.

31

1 Le 6 novembre 2015, le président des États-Unis, Barack Obama, a rejeté le projet
2 d'oléoduc Keystone XL de TransCanada, qui aurait permis de transporter environ
3 800 000 b/j à partir des sables bitumineux canadiens vers les raffineries de la côte
4 du golfe du Mexique. Le rejet de l'oléoduc Keystone XL ne change pas mes
5 conclusions générales selon lesquelles le projet proposé est faisable au plan
6 financier et économique et le Projet procure d'importants avantages
7 socioéconomiques pour les Canadiens.

8
9 **Q63. CELA CONCLUT-IL VOTRE TÉMOIGNAGE ÉCRIT?**

10 R63. Oui.

11



Novembre 2015

PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST

Mise à jour de l'évaluation environnementale et socioéconomique Emploi et économie

Présenté à:

TransCanada PipeLines Limited
450 - 1st Street SW
Calgary, QB T2P 5H1

RAPPORT



Numéro de projet: 1311260045/501/1_FR

Distribution:

1 exemplaire : TransCanada PipeLines Limited,
Calgary, AB
1 exemplaire : Golder Associates Ltd., Kanata, ON





Table des matières

5.0 ÉVALUATION DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIO-ÉCONOMIQUES	1
5.19 Emploi et économie	1
5.19.1 Objectifs	1
5.19.2 Méthodes	1
5.19.2.1 Limites spatiales	2
5.19.3 Description de l'état initial	2
5.19.3.1 Statistique sur la population active	3
5.19.3.2 Niveau de scolarité	8
5.19.3.3 Revenu des particuliers	11
5.19.3.4 Base économique	15
5.19.3.5 Taxes et revenus	20
5.19.4 Effets potentiels, mesures d'atténuation et effets résiduels prévus.....	23
5.19.4.1 Effets potentiels	23
5.19.4.2 Mesures d'atténuation	26
5.19.4.3 Effets résiduels prévus	27
5.19.5 Discussion et implications par rapport à l'évaluation des effets environnementaux.....	27

TABLEAUX

Tableau 5.19-1 : Statistiques sur la population active dans la zone d'étude socio-économique régionale (2011)	4
Tableau 5.19-2 : Statistiques sur la population active des Premières nations dans la zone d'étude socio-économique régionale (2011)	5
Tableau 5.19-3 : Statistiques sur la population active dans la zone d'étude socio-économique locale (2011).....	6
Tableau 5.19-4 : Niveau de scolarité dans la zone d'étude socio-économique régionale (2011).....	8
Tableau 5.19-5 : Niveau de scolarité de la population autochtone dans la zone d'étude socio-économique régionale (2011).....	9
Tableau 5.19-6 : Niveau de scolarité dans la zone d'étude socio-économique locale (2011)	10
Tableau 5.19-7 : Revenu des particuliers dans la zone d'étude socio-économique régionale (2010).....	11
Tableau 5.19-8 : Revenu des particuliers de la population autochtone dans la zone d'étude socio-économique régionale (2010)	13
Tableau 5.19-9 : Revenu des particuliers dans la zone d'étude socio-économique locale (2010)	14



Tableau 5.19-10 : Industries clés dans la zone d'étude socio-économique régionale par communauté.....	15
Tableau 5.19-11 : Principaux employeurs dans la zone d'étude socio-économique régionale	16
Tableau 5.19-12 : Industries clés dans la zone d'étude socio-économique locale par communauté	18
Tableau 5.19-13 : Principaux employeurs de la Ville de Gananoque (2011)	19
Tableau 5.19-14 : Dépenses et revenus du gouvernement dans la zone d'étude socio-économique locale (2013-2014).....	20
Tableau 5.19-15 : Effet sur l'emploi au Canada et en Ontario de la phase de construction, exprimé en emplois équivalents temps plein.....	24
Tableau 5.19-16: Description des effets résiduels prévus du Projet et importance pour l'emploi et l'économie	27



5.0 ÉVALUATION DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIO-ÉCONOMIQUES

TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) a déposé une demande le 30 octobre 2014 auprès de l'Office national de l'énergie (l'ONE), en vertu des articles 52 et 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONE), pour la construction et l'exploitation du projet de réseau principal Est (le Projet). Golder Associés Ltée (Golder) a préparé une évaluation environnementale et socio-économique (EES) pour répondre aux exigences et orientations de l'ONE et de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale, 2012* (LCEE 2012). Cette étude comprenait une évaluation des effets potentiels du Projet sur l'emploi et l'économie. La demande soumise en octobre 2014 à l'ONE¹ et incluant le rapport d'EES² (Golder 2014), était basée sur un droit de passage proposé et des zones de travail provisoires qui ont depuis été modifiés et ajustés. À la suite de la modification de la portée du Projet, Golder a préparé un amendement à l'EES (Golder 2015), qui fera partie de la demande révisée de TransCanada pour le Projet. L'amendement à l'EES comprend la section suivante relative à l'emploi et à l'économie (section 5.19), laquelle a été mise à jour en fonction de la portée du Projet modifiée et des ajustements aux zones d'étude régionale (ZER) et locale (ZEL) pour les composantes socio-économiques.

5.19 Emploi et économie

Cette section présente une mise à jour des résultats de la revue documentaire additionnelle réalisée afin de décrire l'état initial dans les secteurs de l'étude socio-économique ainsi que tous les changements aux effets potentiels du Projet sur l'emploi et l'économie, aux mesures d'atténuation recommandées et aux effets résiduels prédits tels que décrits dans le rapport d'EES (Golder 2014). Une mise à jour des conclusions à l'égard des effets du Projet sur l'emploi et l'économie décrit dans le rapport d'EES est également fournie (Golder 2014).

5.19.1 Objectifs

Les principaux objectifs sont de présenter les résultats de la revue documentaire sur l'emploi et l'économie et, à l'aide de ceux-ci, de confirmer les effets résiduels décrits dans le rapport d'EES (Golder 2014) en considérant les modifications apportées au Projet. Les objectifs spécifiques sont :

mettre à jour la description de l'état initial ainsi que l'évaluation des effets sur l'emploi et l'économie en considérant les enjeux socio-économiques et l'utilisation des terres et des ressources dans les zones d'étude locales et régionales (section 4.4.2.1);

- mettre à jour la description de l'état initial ainsi que l'évaluation des effets sur l'emploi et l'économie en considérant les changements continus aux conditions économiques; et
- confirmer les résultats de l'évaluation des effets sur l'emploi et l'économie décrits dans le rapport d'EES (Golder 2014).

5.19.2 Méthodes

La méthodologie utilisée dans le cadre de cette évaluation est décrite à la section 5.20.1 du rapport d'EES (Golder 2014). Les indicateurs clés utilisés pour évaluer les CV de l'emploi et l'économie sont les activités de la

¹ La demande a été soumise à l'ONE le 30 octobre 2015. Celle-ci est disponible au : <https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll?func=ll&objId=2558665&objAction=browse&viewType=1>

² Le rapport d'EES (Golder 2014) déposé le 30 octobre 2014 dans le cadre de la demande auprès de l'ONE est disponible au : <https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll?func=ll&objId=2541147&objAction=browse&viewType=1>



population active ainsi que les taxes et revenus. Les informations sur le niveau de scolarité, le revenu individuel ainsi que les informations économiques de base (c'est-à-dire les industries clés et les entreprises où les travailleurs sont engagés) sont présentés comme support à la discussion de la description de l'état initial pour les activités de la population active.

Une mise à jour des données a été fournie lorsque des changements dans les conditions de l'état initial ont été engendrés par des changements aux ZER et ZEL socio-économiques, ou en raison d'autres changements dans les conditions socio-économiques dans le temps. Les données concernant l'emploi et l'économie ont été reportées de manière agrégée dans le rapport d'EES (Golder 2014), décrivant l'état initial des ZER et ZEL collectivement. De manière similaire, la mise à jour des données décrivant l'état initial pour la ZER et la ZEL est présentée de manière agrégée afin de décrire les changements dans les conditions initiales pour le Projet.

Un modèle interprovincial d'entrées-sorties (MIPES) de Statistique Canada a été entrepris en 2013 et est présenté dans le rapport d'EES (Golder 2014). Les résultats du MIPES qui sont basés sur les dépenses prévues dans le cadre du Projet pour la main-d'œuvre et les activités de construction et d'exploitation ont été utilisés pour l'évaluation des effets sur l'emploi et l'économie. Le MIPES prévoit des effets potentiels sur les activités prévues de la population active, sur la production économique et le produit intérieur brut (PIB) et sur les taxes suite aux activités reliées au Projet. Bien que la production économique et le PIB ne soient pas des indicateurs clés, les résultats du MIPES sont présentés dans la Section 5.19.4.1 (Effets potentiels) afin d'ajouter de l'information contextuelle pour l'évaluation des effets du Projet sur l'emploi et l'économie. Les intrants et les résultats du MIPES n'ont pas été révisés ou changés depuis la préparation du rapport d'EES (Golder 2014). Toutefois, les mises à jour récentes des coûts d'investissement du Projet ont nécessité la révision de modèles économiques. Au moment de la mise à jour du rapport d'EES, le rapport présentant la mise à jour du rapport de l'analyse économique n'avait pas été complété; ces données seront soumises à l'ONE au cours du Q1 de 2016.

Les résultats les plus récents concernant les programmes d'engagement des Premières nations et des parties prenantes (c'est-à-dire, les intérêts des Premières nations et des parties prenantes reliés à l'emploi et aux effets économiques du Projet dans les ZER et ZEL socio-économiques) ont été considérés et incorporés à cette évaluation.

5.19.2.1 *Limites spatiales*

Les ZER et ZEL socio-économiques qui ont été utilisées pour évaluer les effets directs et indirects du Projet sur l'emploi et l'économie ont été révisées suite à la modification du Projet. En utilisant la méthodologie des limites spatiales décrite à la section 4.4.2 de la mise à jour de l'EES, la ZER socio-économique inclut maintenant la ville de Kingston et la ZEL socio-économique inclut maintenant la ville de Gananoque. Les zones d'étude socio-économique sont décrites à la section 4.4.2 et illustrées à la figure 4.4-2.

5.19.3 Description de l'état initial

Cette section décrit les conditions de l'état initial concernant l'emploi et l'économie dans les ZER et ZEL socio-économiques du Projet. Les enjeux identifiés lors des activités d'engagement des Premières nations et des parties prenantes réalisées avant la remise du rapport d'EES (Golder 2014), ont été incluses dans l'amendement de l'EES dans les cas où ceux-ci ont été consignés dans les termes d'engagements après la période de préparation du rapport d'EES (Golder 2014). Les enjeux soulevés par les parties prenantes et les Premières nations concernant l'emploi et l'économie subséquemment à la préparation du rapport d'EES (Golder 2014) sont énumérés ci-dessous et sont accompagnés de la date de l'activité d'engagement :



- opportunités d'emplois reliées au Projet : 25 novembre 2014, 27 novembre 2014, 8 décembre 2014, 5 février 2015, 5 mars 2015, 6 mars 2015, 20 avril 2015;
- opportunités de formation pour l'emploi reliées au Projet : 24 juin, 2014, 14 juillet, 2014, 24 juillet, 2014, 28 août, 2014, 11 septembre, 2014, 27 novembre, 2014, 5 mars, 2015, 6 mars, 2015;
- effets économiques: 28 août 2014, 5 mars 2015, 12 mars 2015, 18 mars 2015, 23 avril 2015; et
- impôts: 25 novembre 2014, 4 décembre 2014.

5.19.3.1 Statistique sur la population active

Zone d'étude régionale

La ZER socio-économique présente un taux de participation de sa population active de 66,6% et un taux de 7,8% pour le chômage; ces chiffres présentent une plus grande participation et un taux inférieur de chômage comparé à la province de l'Ontario (tableau 5.19-1) (Statistique Canada 2013a-j). Approximativement 86 240 travailleurs (6,7% de la population active) dans la ZER socio-économique ont démontré avoir de l'expérience dans l'industrie de la construction, alors que 1 750 travailleurs (0,1% de la population active) ont de l'expérience dans les secteurs du pétrole et gaz, de l'extraction minière et de l'exploitation en carrière (tableau 5.19-1) (Statistique Canada 2013 a-j).

Les statistiques sur la population active des populations autochtones dans la ZER socio-économique sont présentées au tableau 5.19-2. Le taux de chômage des autochtones dans la ZER socio-économique était de 12,0%, ce qui est plus faible que le taux provincial chez les populations autochtones (13,9%), mais plus élevé que la population générale provinciale (8,3%) (Statistique Canada 2013ap-ay). Les taux de chômage les plus élevés des autochtones étaient dans les comtés unis de Stormont, Dundas et Glengarry (16,7%) et le comté de Northumberland (14,9%). Bien que le taux de participation de la population autochtone (63,3%) soit plus faible que celui de la population en général dans la ZER socio-économique, ce taux reste plus élevé que la participation des autochtones à l'échelle provinciale (61,9%) (Statistique Canada 2013ap-ay). En 2011, environ 1730 autochtones résidant dans la ZER socio-économique travaillaient dans le domaine de la construction (tableau 5.19-2).

Zone d'étude locale

Les activités de la population active dans la ZEL socio-économique sont présentées au tableau 5.19-3. En 2011, la ZEL socio-économique avait une population active composée de 625 525 travailleurs (36 465 d'entre eux impliqués dans l'industrie de la construction), un taux de participation de 65,6% et un taux de chômage de 8,2% (Statistique Canada 2013j - ao). Ces taux concordent avec ceux identifiés au niveau provincial. Environ 5,8% de la population active (36 465 personnes) possède de l'expérience dans le secteur de la construction et 0,1% (625 personnes) dans les secteurs de l'extraction de pétrole et de gaz, de l'extraction minière et de l'exploitation en carrière (Statistique Canada 2013j-ao).



PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST - EMPLOI ET ÉCONOMIE

Tableau 5.19-1 : Statistiques sur la population active dans la zone d'étude socio-économique régionale (2011)

Communauté	Population âgée de 15 ans et plus	Population active	Personnes occupées	Chômeurs ^(a)	Construction	Extraction minière, exploitation en carrière, et extraction de pétrole et de gaz	Taux d'activité [%]	Taux de chômage [%]
Ville de Kingston^(b)	100 835	64 935	59 470	5 465	3 345	55	64,4	8,4
Comté de Frontenac	122 820	78 855	72 520	6 340	4 715	100	64,2	8,0
Comté de Lennox et Addington	33 655	20 815	19 175	1 640	2 085	15	61,8	7,9
Comté de Northumberland	68 120	41 365	37 925	3 440	3 405	155	60,7	8,3
Comté de Hastings	111 270	66 330	61 000	5 330	4 775	135	59,6	8,0
Municipalité régionale de Durham	488 660	337 945	308 865	29 080	21 835	490	69,2	8,6
Municipalité régionale de York	832 050	569 895	528 355	41 540	37 705	555	68,5	7,3
Comtés unis de Leeds et Grenville	82 765	51 190	47 590	3 600	4 045	135	61,8	7,0
Comtés unis de Stormont, Dundas et Glengarry	91 165	55 470	51 025	4 445	4 330	110	60,8	8,0
Total dans la zone d'étude régionale^(b)	1 931 340	1 286 800	1 185 925	100 880	86 240	1 750	66,6	7,8
Province de l'Ontario	10 473 670	6 864 990	6 297 005	567 985	417 900	29 985	65,5	8,3

^(a) En raison de l'arrondissement dans les calculs de Statistique Canada sur le chômage, certains taux peuvent paraître plus faibles qu'ils ne le sont réellement.

^(b) Le texte en gras indique une mise à jour depuis la remise du rapport d'EES (Golder, 2014).

Source : Statistique Canada 2013j-o.



PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST - EMPLOI ET ÉCONOMIE

Tableau 5.19-2 : Statistiques sur la population active des Premières nations dans la zone d'étude socio-économique régionale (2011)

Communauté	Total, Population autochtone âgée de 15 ans et plus	Population active	Personnes occupées	Chômeurs ^(a)	Construction	Extraction minière, exploitation en carrière, et extraction de pétrole et de gaz	Taux d'activité [%]	Taux de chômage [%]
Ville de Kingston^(b)	2 780	1 710	1 525	185	115	0	61,5	10,8
Comté de Frontenac	3 800	2 345	2 020	330	210	0	61,7	14,1
Comté de Lennox et Addington	1 120	695	640	50	55	0	62,1	7,2
Comté de Northumberland	1 470	805	685	120	60	0	54,8	14,9
Comté d'Hastings	5 985	3 520	3 200	315	305	0	58,8	8,9
Municipalité régionale de Durham	6 960	4 880	4 250	625	470	0	70,1	12,8
Municipalité régionale de York	3 555	2 465	2 140	320	260	0	69,3	13,0
Comtés unis de Leeds et Grenville	1 920	1 170	1 065	105	185	0	60,9	9,0
Comtés unis de Stormont, Dundas et Glengarry	2 145	1 230	1 030	205	70	0	57,3	16,7
Total dans la zone d'étude régionale^(b)	29 735	18 820	16 555	2 255	1 730	0	63,3	12,0
Province de l'Ontario	227 235	140 685	121 135	19 550	10 605	2 045	61,9	13,9

^(a) En raison de l'arrondissement dans les calculs de Statistique Canada sur le chômage, certains taux peuvent paraître plus faibles qu'ils ne le sont réellement.

^(b) Texte en gras indique une mise à jour depuis la remise du rapport d'EES (Golder, 2014).

Source : Statistique Canada 2013ap-ay.



PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST - EMPLOI ET ÉCONOMIE

Tableau 5.19-3 : Statistiques sur la population active dans la zone d'étude socio-économique locale (2011)

Communauté	Population âgée de 15 ans et plus	Population active	Personnes occupées	Chômeurs ^(a)	Construction	Extraction minière, exploitation en carrière, et extraction de pétrole et de gaz	Taux d'activité [%]	Taux de chômage [%]
Première Nation d'Alderville	390	225	195	25	30	0	57,7	11,1
Première Nation de Chippewas de Georgina Island	190	105	90	15	10	0	55,3	14,3
Ville de Belleville	40 530	24 875	22 905	1 965	1 460	15	61,4	7,9
Ville de Brockville	18 595	10 490	9 620	870	575	0	56,4	8,3
Ville de Kingston	100 835	64 935	59 470	5 465	3 345	55	64,4	8,4
Ville de Markham	247 620	160 225	147 315	12 910	5 610	155	64,7	8,1
Ville d'Oshawa	122 935	78 385	69 945	8 435	5 430	65	63,8	10,8
Ville de Pickering	72 755	50 775	46 530	4 245	3 025	105	69,8	8,4
Ville de Quinte West	35 505	21 620	20 010	1 615	960	0	60,9	7,5
Canton de Loyalist	12 525	8 435	7 785	650	600	0	67,3	7,7
Première Nation de Mississaugas de Scugog Island	80	45	45	10	0	0	56,2	22,2
Mohawks d'Akwesasne (Partie 59)	_(b)	_(b)	_(b)	_(b)	_(b)	_(b)	_(b)	_(b)
Première Nation de Mohawks de la Baie de Quinte	1 930	1 055	960	100	165	0	54,7	9,5
Municipalité de Brighton	8 890	4 730	4 365	365	410	0	53,2	7,7
Municipalité de Clarington	67 560	47 110	43 360	3 755	3 425	60	69,7	8
Municipalité de Port Hope	13 375	8 165	7 480	685	650	40	61	8,4
Ville de Gananoque^(c)	4 305	2 480	2 365	115	115	0	57,6	4,6
Ville de Greater Napanee	12 715	7 305	6 730	580	725	0	57,5	7,9
Ville de Prescott	_(b)	_(b)	_(b)	_(b)	_(b)	_(b)	_(b)	_(b)
Ville de Whitby	95 01130	68 575	63 540	5 030	3 815	85	72,2	7,3



PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST - EMPLOI ET ÉCONOMIE

Tableau 5.19-3 : Statistiques sur la population active dans la zone d'étude socio-économique locale (2011)

Communauté	Population âgée de 15 ans et plus	Population active	Personnes occupées	Chômeurs ^(a)	Construction	Extraction minière, exploitation en carrière, et extraction de pétrole et de gaz	Taux d'activité [%]	Taux de chômage [%]
Ville de Whitchurch-Stouffville	29 935	21 115	19 780	1 335	1 880	20	70,5	6,3
Canton d'Alnwick/Haldimand	5 535	3 870	3 750	125	405	0	69,9	3,2
Canton d'Augusta	6 320	4 140	3 885	250	285	0	65,5	6
Canton de Cramahe	5 120	3 415	3 095	320	340	0	66,7	9,4
Canton d'Edwardsburgh/Cardinal	5 860	3 750	3 380	375	355	0	64,0	10
Canton d'Elizabethtown-Kitley	7 860	5 235	4 910	325	380	0	66,6	6,2
Canton de Front of Yonge	2 255	1 320	1 235	80	95	0	58,5	6,1
Canton d'Hamilton	8 855	6 055	5 440	610	565	25	68,4	10,1
Canton de Leeds et Thousand Islands	7 810	5 175	4 875	295	495	0	66,3	5,7
Canton de South Dundas	8 990	5 460	5 170	285	515	0	60,7	5,2
Canton de Stone Mills	6 275	4 170	3 915	255	510	0	66,5	6,1
Canton de Tyendinaga	3 380	2 285	2 140	150	290	0	67,6	6,6
Total dans la zone d'étude locale^(c)	953 960	625 525	574 285	51 240	36 465	625	65,6	8,2

^(a) En raison de l'arrondissement dans les calculs de Statistique Canada sur le chômage, certains taux peuvent paraître plus faibles qu'ils ne le sont réellement.

^(b) – Données non disponibles dues aux coupures de Statistique Canada.

^(c) Texte en gras indique qu'une nouvelle communauté a été incluse dans la zone d'étude socio-économique locale révisée et qu'il y a une mise à jour depuis la remise du rapport d'EES (Golder, 2014).

Source : Statistique Canada 2013j-ao.



5.19.3.2 Niveau de scolarité

Zone d'étude régionale

Une répartition des niveaux de scolarité dans la zone d'étude socio-économique régionale est présentée au tableau 5.19-4. En 2011, approximativement 7,3% des individus de 15 ans et plus dans la ZER socio-économique possédaient un certificat ou diplôme d'apprenti ou d'une école de métiers, ce qui est similaire au taux provincial de 7,4%. Le taux de réussite d'études collégiales (20,8%) est légèrement supérieur au taux provincial (19,8%), et le taux d'accomplissement d'études universitaires dans la ZER socio-économique (24,7%) est légèrement inférieur au taux provincial (27,5%) (Statistique Canada 2013a-j).

Les niveaux de scolarité de la population autochtone dans la ZER socio-économique sont présentés au tableau 5.19-5. En 2011, la population autochtone dans la ZER socio-économique a connu des niveaux variés d'accomplissement scolaire, comparativement à l'échelle provinciale, avec des niveaux plus élevés de diplomation pour les études secondaires (28,7%), d'apprenti ou d'école de métiers (10,0%) et collégiales (23,3%), mais des taux plus faibles pour les certificats, diplômes ou grades universitaires (9,9%) (Statistique Canada 2013ap-ay).

Tableau 5.19-4 : Niveau de scolarité dans la zone d'étude socio-économique régionale (2011)

Communauté	Population totale âgée de 15 ans et plus	Aucun certificat, diplôme ou grade [%]	Diplôme d'études secondaires ou l'équivalent [%]	Certificat ou diplôme d'apprenti ou d'une école de métiers [%]	Certificat ou diplôme d'un collège, d'un cégep ou d'un autre établissement d'enseignement non universitaire [%]	Certificat, diplôme ou grade universitaire [%] ^(a)
Ville de Kingston^(b)	100 835	15,2	26,8	7,6	21,8	28,6
Comté de Frontenac	122 820	15,8	26,7	8,3	22,5	26,8
Comté de Lennox et Addington	33 655	22,8	28,1	11,0	24,5	13,5
Comté de Northumberland	68 120	19,1	29,9	10,1	23,9	17,0
Comté d'Hastings	111 275	23,5	30,2	10,2	23,4	12,6
Municipalité régionale de Durham	488 660	17,1	29,8	7,6	24,2	21,4
Municipalité régionale de York	832 050	16,6	24,7	5,7	17,1	35,8
Comtés unis de Leeds et Grenville	82 765	19,6	29,4	9,5	24,9	16,6
Comtés unis de Stormont, Dundas et Glengarry	91 165	24,3	30,1	10,8	22,3	12,5
Total dans la zone d'étude régionale^(b)	1 931 345	17,7	27,3	7,3	20,8	24,7
Province de l'Ontario	10 473 670	18,7	26,8	7,4	19,8	27,5

^(a) Ceci inclut certificats, diplômes ou grades universitaires inférieurs ou supérieurs au baccalauréat.

^(b) Texte en gras indique une mise à jour depuis la remise du rapport d'EES (Golder, 2014).

Source: Statistique Canada 2013a-j.



Tableau 5.19-5 : Niveau de scolarité de la population autochtone dans la zone d'étude socio-économique régionale (2011)

Communauté	Population totale âgée de 15 ans et plus	Aucun certificat, diplôme ou grade [%]	Diplôme d'études secondaires ou l'équivalent [%]	Certificat ou diplôme d'apprenti ou d'une école de métiers [%]	Certificat ou diplôme d'un collège, d'un cégep ou d'un autre établissement d'enseignement non universitaire [%]	Certificat, diplôme ou grade universitaire [%] ^(a)
Ville de Kingston^(b)	2 780	29,5	29,7	7,9	21,9	11,2
Comté de Frontenac	3 795	30,7	25,3	10,1	23,2	10,7
Comté de Lennox et Addington	1 125	24,9	33,3	13,8	22,7	4,4
Comté de Northumberland	1 465	29,7	23,5	10,9	29,4	6,5
Comté d'Hastings	5 985	34,0	27,5	9,9	22,5	6,2
Municipalité régionale de Durham	6 960	22,7	31,8	9,6	23,5	12,4
Municipalité régionale de York	3 555	23,6	26,7	6,5	28,7	14,6
Comtés unis de Leeds et Grenville	1 915	29,0	28,7	18,5	16,7	6,8
Comtés unis de Stormont, Dundas et Glengarry	2 145	29,6	31,2	10,0	20,7	8,6
Total dans la zone d'étude régionale^(b)	29 725	28,1	28,7	10,0	23,3	9,9
Province de l'Ontario	227 235	31,2	25,6	9,9	21,8	11,5

^(a) Ceci inclut certificats, diplômes ou grades universitaires inférieurs ou supérieurs au baccalauréat.

^(b) Texte en gras indique une mise à jour depuis la remise du rapport d'EES (Golder, 2014).

Source : Statistique Canada 2013ap-ay.

Zone d'étude locale

En 2011, la proportion de résidents de la zone d'étude socio-économique locale qui détenaient un certificat ou diplôme d'apprenti ou d'une école de métiers (7,2%) était comparable au taux de la province (7,4%) (tableaux 5.19-5 et 5.19-6). La ZEL socio-économique a connu des niveaux légèrement supérieurs de diplomation collégiale (21,6%), et légèrement inférieurs pour les certificats, diplômes ou grades universitaires (25,3%) comparativement à la province (respectivement 19,8% et 27,5%) (Statistique Canada 2013j-ao).



Tableau 5.19-6 : Niveau de scolarité dans la zone d'étude socio-économique locale (2011)

Communauté	Population totale âgée de 15 ans et plus	Aucun certificat, diplôme ou grade [%]	Diplôme d'études secondaires ou l'équivalent [%]	Certificat ou diplôme d'apprenti ou d'une école de métiers [%]	Certificat ou diplôme d'un collège, d'un cégep ou d'un autre établissement d'enseignement non universitaire [%]	Certificat, diplôme ou grade universitaire [%](a)
Première Nation d'Alderville	390	28,2	24,4	7,7	29,5	10,3
Première Nation de Chippewas de Georgina Island	185	37,8	32,4	10,8	16,2	-
Ville de Belleville	40 530	21,4	30,3	7,8	24,7	15,9
Ville de Brockville	18 595	21,0	29,2	9,3	24,0	16,6
Ville de Kingston	100 835	15,2	26,8	7,6	21,8	28,6
Ville de Markham	247 615	16,4	24,7	4,2	14,9	39,8
Ville d'Oshawa	122 930	21,9	31,2	8,8	23,9	14,2
Ville de Pickering	72 755	14,2	29,9	6,9	22,4	26,5
Ville de Quinte West	35 505	23,7	31,5	10,7	23,3	10,8
Canton de Loyalist	12 530	17,6	28,3	10,8	28,8	14,6
Première Nation de Mississaugas de Scugog Island	75	40,0	40,0	0,0	13,3	0,0
Mohawks d'Akwesasne (Partie 59)	_(b)	_(b)	_(b)	_(b)	_(b)	_(b)
Première Nation de Mohawks de la Baie de Quinte	1 930	35,2	26,9	8,3	22,5	7,0
Municipalité de Brighton	8 895	19,4	28,5	10,0	26,2	15,8
Municipalité de Clarington	67 560	18,4	30,3	8,9	26,8	15,6
Municipalité de Port Hope	13 380	18,3	32,5	9,4	22,8	17,0
Ville de Gananoque^(c)	4 305	27,4	30,8	5,5	21,6	14,8
Ville de Greater Napanee	12 710	26,4	28,7	10,5	21,4	13,1
Ville de Prescott	_(b)	_(b)	_(b)	_(b)	_(b)	_(b)
Ville de Whitby	95 030	14,4	27,5	6,0	25,3	26,8
Ville de Whitchurch-Stouffville	29 935	15,1	24,7	6,9	21,5	31,8
Canton d'Alnwick/Haldimand	5 530	17,1	29,4	10,8	23,4	19,3
Canton d'Augusta	6 325	18,9	28,6	10,7	26,9	15,1
Canton de Cramahe	5 125	21,1	29,8	12,2	25,6	11,2
Canton d'Edwardsburgh/Cardinal	5 860	21,4	29,3	11,0	25,3	13,0



Tableau 5.19-6 : Niveau de scolarité dans la zone d'étude socio-économique locale (2011)

Communauté	Population totale âgée de 15 ans et plus	Aucun certificat, diplôme ou grade [%]	Diplôme d'études secondaires ou l'équivalent [%]	Certificat ou diplôme d'apprenti ou d'une école de métiers [%]	Certificat ou diplôme d'un collège, d'un cégep ou d'un autre établissement d'enseignement non universitaire [%]	Certificat, diplôme ou grade universitaire [%](a)
Canton d'Elizabethtown-Kitley	7 860	19,8	30,4	8,3	27,2	14,4
Canton de Front of Yonge	2 255	19,7	25,1	9,8	29,3	15,7
Canton d'Hamilton	8 855	15,1	30,0	12,5	25,5	17,0
Canton de Leeds et Thousand Islands	7 810	17,4	30,7	11,9	22,3	17,7
Canton de South Dundas	8 985	26,5	30,3	10,7	22,2	10,2
Canton de Stone Mills	6 270	23,4	27,4	10,8	25,4	13,0
Canton de Tyendinaga	3 380	16,6	32,7	8,6	30,0	12,1
Total dans la zone d'étude locale (c)	953 945	17,8	28,0	7,2	21,6	25,3
Province de l'Ontario	10 473 670	18,7	26,8	7,4	19,8	27,5

(a) Ceci inclut certificats, diplômes ou grades universitaires inférieurs ou supérieurs au baccalauréat.

(b) – Données non disponibles dues aux coupures de Statistique Canada.

(c) Texte en gras indique qu'une nouvelle communauté a été incluse dans la zone d'étude socio-économique locale et qu'il y a une mise à jour depuis la remise du rapport d'EES (Golder, 2014).

Source : Statistique Canada 2013j-ao.

5.19.3.3 Revenu des particuliers

Zone d'étude régionale

Les revenus des particuliers pour la ZER socio-économique sont présentés au tableau 5.19-7. En 2010, les résidents de la ZER socio-économique détenaient un revenu moyen médian de 30 552 \$, juste au-dessus du revenu médian pour la province (30 526 \$). Entre 2005 et 2010, les revenus médians ont augmenté de 3 971 \$ dans la ZER socio-économique et de 3 268 \$ en Ontario (Statistique Canada 2007a-j; Statistique Canada 2013a-j).

Tableau 5.19-7 : Revenu des particuliers dans la zone d'étude socio-économique régionale (2010)

Communauté	Personnes âgées de 15 ans et plus avec revenu	Revenu médian, personnes âgées de 15 ans et plus (a) [\$]	Changement dans le revenu médian, personnes âgées de 15 ans et plus, depuis 2005 [\$]
Ville de Kingston (b)	97 050	31 370	4 480
Comté de Frontenac	118 150	31 814	4 802
Comté de Lennox et Addington	32 095	30 163	4 659
Comté de Northumberland	65 350	29 813	3 559
Comté d'Hastings	106 035	26 730	2 814



Tableau 5.19-7 : Revenu des particuliers dans la zone d'étude socio-économique régionale (2010)

Communauté	Personnes âgées de 15 ans et plus avec revenu	Revenu médian, personnes âgées de 15 ans et plus ^(a) [\$]	Changement dans le revenu médian, personnes âgées de 15 ans et plus, depuis 2005 [\$]
Municipalité régionale de Durham	459 620	34 996	2 991
Municipalité régionale de York	780 935	31 341	2 512
Comtés unis de Leeds et Grenville	79 340	30 831	4 111
Comtés unis de Stormont, Dundas et Glengarry	86 980	27 911	3 971
Total des revenus des particuliers dans la zone d'étude régionale ^(b)	1 825 555	30 552	3 971
Province de l'Ontario	9 917 155	30 526	3 268

^(a) Le revenu médian pour la zone d'étude socio-économique régionale est calculé comme étant le revenu dans la zone d'étude socio-économique régionale.

^(b) Texte en gras indique qu'une nouvelle communauté a été incluse dans la zone d'étude socio-économique locale et qu'il y a une mise à jour depuis la remise du rapport d'EES (Golder, 2014).

Sources : Statistique Canada 2007a-j; Statistique Canada 2013a-j.

La moyenne du revenu médian des autochtones dans la ZER socio-économique, était de 24 063 \$ en 2010, une augmentation de 3 045 \$ comparativement aux cinq dernières années (tableau 5.19-8) (Statistique Canada 2013ap-ay; Statistique Canada 2013a-j; Statistique Canada 2007a-j). Bien que le revenu des particuliers parmi les autochtones de la ZER socio-économique ait augmenté entre 2005 et 2010, il s'est accru à un taux plus faible que celui de la population générale. Les données et les tendances qui décrivent les niveaux de revenu des autochtones dans la ZER socio-économique tels que présentés à la section 5.20.2.3 du rapport d'EES (Golder 2014) demeurent inchangés.



Tableau 5.19-8 : Revenu des particuliers de la population autochtone dans la zone d'étude socio-économique régionale (2010)

Communauté	Personne âgée de 15 ans et plus avec revenu	Revenu médian, personne âgée de 15 ans et plus ^(a) [\$]	Changement dans le revenu médian, personne âgée de 15 ans et plus, depuis 2005 (\$)
Ville de Kingston^(b)	2 780	23 040	3 405
Comté de Frontenac	3 515	23 279	3 679
Comté de Lennox et Addington	1 045	26 750	7 012
Comté de Northumberland	1 325	17 862	-5 117 ^(a)
Comté d'Hastings	5 545	19 950	2 950
Municipalité régionale de Durham	6 325	28 351	3 223
Municipalité régionale de York	3 270	29 837	4 275
Comtés unis de Leeds et Grenville	1 740	22 867	3 399
Comtés unis de Stormont, Dundas et Glengarry	1 995	24 629	3 828
Total des revenus des particuliers dans la zone d'étude régionale^(a)	27 540	24 063	3 405
Province de l'Ontario	209 640	22 546	3 738

^(a) Texte en gras indique qu'une nouvelle communauté a été incluse dans la zone d'étude socio-économique locale et qu'il y a une mise à jour depuis la remise du rapport d'EES (Golder, 2014).

^(b) En 2010, les autochtones dans le comté de Northumberland ont maintenu un revenu médian de 17 862 \$. En 2005, le revenu médian des autochtones dans le comté de Northumberland était de 22 979 \$, résultant en une différence de 5 117 \$ sur 5 ans.

Source : Statistique Canada 2013ap-ay.

Zone d'étude locale

En 2010, la ZEL socio-économique avait un revenu médian de 30 104 \$, ce qui était légèrement inférieur au revenu médian de la province (30 526 \$). Le revenu médian dans la ZEL socio-économique a augmenté de 3 182 \$ (ou 10,6%) entre 2005 et 2010. Les revenus dans la ZEL socio-économique se sont accrus à un taux légèrement moins vite (10,6%) comparativement au taux dans la ZER et au taux provincial qui ont été de 10,7% (tableau 5.19-9) (Statistique Canada 2007j-ao, 2013j-ao). Les données et les tendances qui décrivent les niveaux de revenu dans la ZEL socio-économique tels que présentés à la section 5.20.2.3 du rapport d'EES (Golder 2014) demeurent inchangés.



Tableau 5.19-9 : Revenu des particuliers dans la zone d'étude socio-économique locale (2010)

Communauté	Personne âgée de 15 ans et plus avec revenu	Revenu médian, personne âgée de 15 ans et plus ^(a) [\$]	Changement dans le revenu médian, personne âgée de 15 ans et plus, depuis 2005 (\$)
Première Nation d'Alderville	350	19 212	-180
Première Nation de Chippewas de Georgina Island	_(a)	_(a)	_(a)
Ville de Belleville	38 725	27 062	2 311
Ville de Brockville	17 885	26 885	2 477
Ville de Kingston	97 050	31 370	4 480
Ville de Markham	230 575	27 157	2 013
Ville d'Oshawa	115 780	31 352	1 564
Ville de Pickering	67 955	34 548	2 018
Ville de Quinte West	33 875	29 337	3 570
Canton de Loyalist	12 030	33 254	3 275
Première Nation de Mississaugas de Scugog Island	_(a)	_(a)	_(a)
Mohawks d'Akwesasne (Partie 59)	_(a)	_(a)	_(a)
Première Nation de Mohawks de la Baie de Quinte	1 725	17 508	_(a)
Municipalité de Brighton	8 495	29 142	2 828
Municipalité de Clarington	63 550	37 535	4 020
Municipalité de Port Hope	12 740	29 388	1 632
Ville de Gananoque^(c)	4 305	28 319	3 699
Ville de Greater Napanee	12 065	28 217	5 101
Ville de Prescott	_(a)	_(a)	_(a)
Ville de Whitby	89 610	38 188	3 125
Ville de Whitchurch-Stouffville	28 625	39 151	5 210
Canton d'Alnwick/Haldimand	5 340	30 298	2 460
Canton d'Augusta	5 990	29 499	917
Canton de Cramahe	4 925	27 267	2 667
Canton d'Edwardsburgh/Cardinal	5 565	29 824	3 031
Canton d'Elizabethtown-Kitley	7 485	32 187	3 826
Canton de Front of Yonge	2 145	34 280	9 459
Canton d'Hamilton	8 540	32 008	1 769
Canton de Leeds et Thousand Islands	7 570	34 415	7 253
Canton de South Dundas	8 535	28 853	3 347
Canton de Stone Mills	5 990	30 516	3 375
Canton de Tyendinaga	3 115	26 127	686
Total des revenus des particuliers dans la zone d'étude locale^(b)	900 540	30 104	3 182

^(a) – Données non disponibles dues aux coupures de Statistique Canada.

^(b) Texte en gras indique qu'une nouvelle communauté a été incluse dans la zone d'étude socio-économique locale et qu'il y a une mise à jour depuis la remise du rapport d'EES (Golder, 2014).

Sources : Statistique Canada 2007j-ao; Statistique Canada 2013j-ao.



5.19.3.4 Base économique

Zone d'étude régionale

Les industries clés pour l'économie de la ZER socio-économique, tels qu'identifiées par chaque municipalité régionale ou comté, sont présentées au tableau 5.19-10. La fabrication, l'agroentreprise, le tourisme, le transport et la logistique ainsi que les technologies vertes représentent les secteurs clés pour la ZER socio-économique. Notamment, le secteur de la construction a été identifié comme secteur clé dans la municipalité régionale de York, le comté de Frontenac et celui de Northumberland. Le transport et la logistique a été identifié comme le secteur clé pour la ville de Kingston, le comté de Lennox et Addington, le comté de Northumberland, et les comtés unis de Leeds et Grenville.

Tableau 5.19-10 : Industries clés dans la zone d'étude socio-économique régionale par communauté

Communauté	Industries clés
Ville de Kingston^(b)	Technologies vertes, fabrication avancée, transformation d'aliments, agroentreprise, recherche et développement, logistique, stockage et distribution, logement et tourisme
Comté de Frontenac	Commerce de détail, construction, hébergement de tourisme, agriculture et artisanat local
Comté de Lennox et Addington	Technologies propres, spécialités culinaires, fabrication, logistique et distribution, agroentreprise, tourisme, commerce de détail, fromage artisanal et industries créatives
Comté de Northumberland	Finances, assurances, immobilier, secteurs professionnel/scientifique, commerce de gros et de détail, transport, agroentreprise, foresterie et pêche, construction, utilités et minier
Comté d'Hastings	Agriculture, foresterie et tourisme
Municipalité régionale de Durham	Fabrication avancée (avec une expertise en automobile et fabrication de métal), agroentreprise, technologies digitales, énergie et tourisme
Municipalité régionale de York	Technologies de l'information et de la communication, fabrication avancée, sciences de la vie et technologie de soins de santé, services de finances et d'assurances, technologies propres, construction et bâtiment
Comté unis de Leeds et Grenville	Agriculture, produits bio et technologies vertes, fabrication, tourisme et transport et logistique
Comté unis de Stormont, Dundas et Glengarry	Fabrication et technologies, transformation des aliments et de breuvages, fabrication de produits bio et stockage et distribution

^(a) Texte en gras indique qu'une nouvelle communauté a été incluse dans la zone d'étude socio-économique locale.

Sources: York Region Economic Strategy 2011; Durham Immigration Portal 2010; Northumberland County 2012; Hastings County non daté; Lennox and Addington County 2014; United Counties of Leeds and Grenville 2013a.

Les principaux employeurs dans la ZER socio-économique sont identifiés au tableau 5.19-11. Les principaux employeurs du secteur public opèrent dans les services de santé et soins pour personnes âgées, l'administration gouvernementale, l'éducation et les services correctionnels. Les principaux employeurs du secteur privé sont impliqués dans la fabrication, ainsi que dans les secteurs de la construction, du tourisme et du divertissement. Les principaux employeurs opérant dans le domaine de la construction ont été identifiés dans la municipalité régionale de York (c'est-à-dire, Miller Group), le comté d'Hastings (c'est-à-dire, Levesque Brothers) et les comtés unis de Stormont, Dundas et Glengarry (c'est-à-dire, Guildcrest and Farley Windows).



PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST - EMPLOI ET ÉCONOMIE

Tableau 5.19-11 : Principaux employeurs dans la zone d'étude socio-économique régionale

Rang	Employeur	Secteur	Nombre d'employés
Ville de Kingston^(a)			
1	Forces Canadiennes Base de Kingston	Militaire	8 400
2	Queen's University	Éducation	7 000
3	Services correctionnels Canada	Services correctionnels	4 187
4	Kingston General Hospital	Santé	4 056
5	Ville de Kingston	Gouvernement	2 212
6	Providence Care	Santé	1 800
7	Hotel Dieu Hospital	Services de soins de santé	900
8	INVISTA Canada	Fabrication de textile	900
9	Commissionaires Canada	Sécurité	780
10	StarTek Canada	Service à la clientèle	685
Comté de Frontenac			
–	–	–	–
Comté de Lennox et Addington			
1	Goodyear Canada Inc.	Fabrication	685
2	Comté de Lennox & Addington	Gouvernement	415
3	Millhaven Institution	Services correctionnels	400
4	Limestone District School Board	Éducation	284
5	Bath Institution	Services correctionnels	275
6	Limestone District School Board	Éducation	260
7	L&A County General Hospital	Services de soins de santé	215
8	John M. Parrott Centre	Établissement de soins de longue durée	187
9	Quinte Regional Detention Centre	Services correctionnels	167
10	Bombardier Transportation	Fabrication	160
Comté de Northumberland			
1	Commissions scolaires	Éducation	5 600
2	CpK Interior Products	Automobile	1 000 - 4 999
3	Cameco Corporation	Minier	500 - 999
4	Belden (Canada) Inc.	Technologies des communications	250 - 499
5	Horizon Plastics Company Ltd.	Fabrication de plastique	250 - 499
6	Northumberland Hills Hospital	Services de soins de santé	250 - 499
7	Northumberland County	Gouvernement	250 - 499
8	Correctional Service Canada	Services correctionnels	250 - 499
9	Cam Tran Co	Fabrication	100 - 249
10	Coveright Surfaces Inc.	Fabrication	100 - 249
Comté de Hastings			
1	La Corporation du comté d'Hastings	Gouvernement	933
2	Hastings Centennial Manor	Établissement de soins	145
3	Hydro One Inc.	Électricité	106
4	Caessant Care Marmora	Établissement de soins	100
5	IKO Madoc	Fabrication – bardeaux d'asphalte	100
6	Levesque Brothers	Construction d'immeubles résidentiels	90
7	Bridgeline Ropes	Toutes les autres usines de produits textiles	87
8	Tim Horton's (Madoc)	Services d'alimentation	37
9	Stirling Manor Nursing Home	Établissement de soins	80
10	Canadian Tire (Bancroft)	Vente au détail de pièces automobiles et d'accessoires	80



PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST - EMPLOI ET ÉCONOMIE

Tableau 5.19-11 : Principaux employeurs dans la zone d'étude socio-économique régionale

Rang	Employeur	Secteur	Nombre d'employés
Municipalité régionale de Durham			
1	Ontario Power Generation	Services d'utilité publique	6 000
2	Durham District Board of Éducation	Éducation	5 874
3	Municipalité régionale de Durham	Gouvernement	5 635
4	General Motors Canada Ltd	Fabrication d'automobiles	4 000
5	Ministère des Finances de l'Ontario	Gouvernement	2 710
6	Lakeridge Health Oshawa	Santé	2 342
7	Durham Catholic School Board	Éducation	1 750
8	Ontario Shores Centre for Mental Health Sciences	Services de soins	1 100
9	Minacs Worldwide	Service	1 000
10	Casino de Great Blue Heron Charity	Divertissement	907
Municipalité régionale de York			
1	IBM Canada Inc.	Conception de systèmes informatiques et services connexes	8 600
2	Magna International Inc. ^(b)	Fabrication de composantes et systèmes automobiles	7 000
3	AMEX Canada Ltd.	Services de consultation en gestion	4 100
4	Canada's Wonderland ^(c)	Parc d'attractions et à thème	3 650
5	CGI Information Systems	Expert indépendant en gestion des services d'indemnisation	2 000
6	United Parcel Service Canada Ltd.	Messagerie	1 900
7	AMD Technologies	Fabrication d'ordinateurs et équipements périphériques	1 750
8	TD Waterhouse Inc.	Banque	1 650
9	Royal Group Inc. ^(b)	Fabrication et distribution de matériaux de construction	1 500
10	The Miller Group ^(b)	Services d'ingénierie pour construction de route, de pavage et de production d'asphalte	1 350
Comtés unis de Leeds et Grenville			
1	Upper Canada District School Board	Éducation	1 382
2	Brockville General Hospital (BGH)	Services de soins de santé	830
3	Procter & Gamble Inc. (P&G)	Fabrication	600
4	Covidien (Ludlow Technical Products Canada Ltd.)	Fabrication	430
5	Comtés unis de Leeds et Grenville	Gouvernement	423
6	OLG Casino Thousand Islands	Divertissement	420
7	Fermes Burnbrae Ltd.	Production alimentaire	325
8	Trillium Health Care Products Inc.	Pharmaceutique	300
9	3M Canada Company	Fabrication	300
10	Walmart Brockville	Commerce de détail	290
Comtés unis de Stormont, Dundas et Glengarry			
1	Winchester District Memorial Hospital	Services de soins de santé	455
2	Alexandria Moulding	Moulage de bois	400
3	Sybron Dental Specialties	Santé	350
4	Kraft	Production alimentaire	200
5	Guildcrest	Construction (maisons modulaires)	200
6	Farley Windows	Construction	195

(a) Texte en gras indique qu'une nouvelle communauté a été incluse dans la zone d'étude socio-économique locale.

(b) Le total inclut de multiples endroits et/ou des filiales situées dans la région de York.

(c) Inclut les employés saisonniers.

Sources : Hastings County 2011; Lennox and Addington County 2013; United Counties of Leeds and Grenville 2013g; Hastings County non daté; Durham Immigration Portal 2010; York Region 2011; Durham Region Economic Development 2014; Northumberland County 2012.



Zone d'étude locale

Les industries clés dans la ZEL socio-économique sont identifiées dans le tableau 5.19-12. Les données ont été mises à jour lorsque nécessaire et l'information sur la ville de Gananoque a été ajoutée au tableau 5.19-12. En plus des communautés pour lesquelles le secteur de la construction a été identifié comme une industrie clé dans la section 5.20.2.4 du rapport d'EES (Golder 2014) (c'est-à-dire, avec un potentiel de fournir un support au Projet), les Mohawks d'Akwesasne ont également identifié la construction comme une industrie clé pour leur communauté (Mohawk Council of Akwesasne 2014). Les transports sont identifiés comme étant un secteur important pour la ville de Oshawa, les Mohawks d'Akwesasne, la ville de Gananoque, la ville de Prescott et le canton de Tyendinaga. En revanche, l'industrie du tourisme a été identifiée comme un secteur clé dans 11 des 32 municipalités dans la ZEL socio-économique (tableau 5.19-12).

Tableau 5.19-12 : Industries clés dans la zone d'étude socio-économique locale par communauté

Communauté	Secteurs clés
Première Nation d'Alderville	Construction, art et artisanat, industrie hôtelière et commerce de détail
Première Nation de Chippewas de Georgina Island	Construction/contracteur et tourisme et récréation
Ville de Belleville	Transformation des aliments, plastiques et emballage, logistique, pièces automobiles et aérospatial
Ville de Brockville	Tourisme et récréation, transformation des aliments, pharmaceutique et activités de logistique
Ville de Kingston	Technologies vertes, fabrication avancées, transformation des aliments et agroentreprise, recherche et développement, logistique, stockage et distribution, logement et tourisme
Ville de Markham	Hautes technologiques et secteurs des sciences de la vie
Ville d'Oshawa	Technologies de transport et d'automobile, énergie, santé et mieux-être, technologie de l'information et de la communication, et biosciences et agriculture
Ville de Pickering	Énergie, technologies environnementales, ingénierie, pharmaceutique, biotechnologies, fabrication avancée, logistique, et technologie de l'information et de la communication
Ville de Quinte West	Commerce de gros et détail, services aux entreprises, fabrication, et industrie des services de soins de santé et des services sociaux
Canton de Loyalist	Fabrication, construction, commerce de détail, et services correctionnels
Première Nation de Mississaugas de Scugog Island	Divertissement
Mohawks d'Akwesasne (Partie 59)	Construction, services professionnels (par exemple, consultation), restaurants et commerces alimentaires, transport
Première Nation de Mohawks de la Baie de Quinte	Arts, artisanats et cadeaux, produits de tabac spécialisé, produits solaires, stations-services, et métiers de la construction
Municipalité de Brighton	Fabrication, construction, commerce de détail, tourisme, et agriculture
Municipalité de Clarington	Utilité, agriculture, construction, et hébergement et services alimentaires
Municipalité de Port Hope	Secteur de fabrication, minier et services miniers, services publics, commerce de détail et soins de santé
Ville de Gananoque^(c)	Industries légères, transport, tourisme et services
Ville de Greater Napanee	Technologies propres, spécialités culinaires, fabrication, logistique et distribution, agroentreprise, tourisme, commerce de détail, fromage artisanal et industries créatives
Ville de Prescott	Transport et logistique
Ville de Whitby	Fabrication avancée, technologies propres, services gouvernementaux, médecine et santé, technologie de l'information et de la communication, services professionnels et techniques, logistique et distribution



Tableau 5.19-12 : Industries clés dans la zone d'étude socio-économique locale par communauté

Communauté	Secteurs clés
Ville de Whitchurch-Stouffville	Industries des services (c'est-à-dire, services personnels, service de loisirs et de commerce de détail)
Canton de Alnwick/Haldimand	Tourisme, fabrication, et construction
Canton d'Augusta	Agroentreprise et fabrication
Canton de Cramahe	Fabrication, commerce de détail et agriculture
Canton d'Edwardsburgh/Cardinal	Commerce de détail, construction, professionnel, scientifique et technique, maintenance et réparation, hébergement et services alimentaires
Canton d'Elizabethtown-Kitley	Agriculture et tourisme
Canton de Front of Yonge	Distribution alimentaire et récréation
Canton d'Hamilton	Commerce de détail, construction, récréation, arts et divertissement, hébergement et services alimentaires
Canton de Leeds et Thousand Islands	Tourisme, commerce de détail, arts, divertissement, récréation et construction
Canton de South Dundas	Agriculture, logistique et distribution, petites entreprises, entreprises à domicile et tourisme
Canton de Stone Mills	Agriculture, artisans locaux et commerce de détail
Canton de Tyendinaga	Construction, commerce de détail, transport, agrégats et tourisme

^(a) Texte en gras indique qu'une nouvelle communauté a été incluse dans la zone d'étude socio-économique locale.

Sources : Alderville First Nation 2006; Quinte Economic Development Commission 2014; United Counties of Leeds and Grenville 2013a; Kingston Economic Development Corporation 2013; City of Oshawa 2013; City of Pickering non daté; City of Quinte West 2012; Bay of Quinte Living non daté; Corporation of the Town of Gananoque 2015; Quinte West Living non daté; Mohawk Council of Akwesasne 2014; Municipality of Clarington 2010; City of Markham 2012; Whitchurch-Stouffville's Online Directory and Tourism Guide 2014; Northumberland Economic Partnership non daté; Township of Augusta non daté; Township of Tyendinaga non daté; Township of Elizabethtown-Kitley 2014; Township of Front of Yonge 2014; United Counties of Leeds and Grenville 2013b; United Counties of Leeds and Grenville 2013c; Lennox and Addington County 2014; Township of Cramahe 2013b; Township of Cramahe 2013c; Township of Cramahe 2013d; United Counties of Leeds and Grenville 2013d; Township of Leeds and Thousand Islands 2013; McSweeney and Associates Economic Development 2012; Township of Hamilton non daté-a; Township of Hamilton non daté-b; Whitby Economic Development non daté.; Chippewas of Georgina Island First Nation non daté-b; United Counties of Leeds and Grenville 2013e; United Counties of Leeds and Grenville 2013f.

Les principaux employeurs dans la ZEL socio-économique sont listés au tableau 5.20-13 du rapport d'EES (Golder 2014). Les tendances identifiées indiquant que les compagnies de construction et de transport sont des employeurs principaux (et des sources potentielles pour de l'approvisionnement local) pour les communautés de la ZEL socio-économique et les communautés des Premières nations demeurent les mêmes que celles présentées à la section 5.20.2.4 du rapport d'EES (Golder 2014). Les principaux employeurs pour la ville de Gananoque sont présentés au tableau 5.19-13.

Tableau 5.19-13 : Principaux employeurs de la Ville de Gananoque (2011)

Rang	Employeur	Secteur	Nombre d'employés
1	Casino de Thousand Islands OLG Gananoque	Divertissement	420
2	Covidien/ Ludlow Technical Products	Fabrication	400
3	Home Hardware	Commerce de détail	127
4	Metro	Commerce de détail alimentaire	100
5	Gananoque Boat Line	Tourisme	95
6	Carveth Care Centre	Services de soins de santé	80
7	Gananoque Chevrolet et Cadillac	Commerce de détail	60



Rang	Employeur	Secteur	Nombre d'employés
8	Ville de Gananoque	Gouvernement	50
9	No Frills	Commerce de détail alimentaire	49

Source : Corporation of the Town of Gananoque 2011.

5.19.3.5 Taxes et revenus

Zone d'étude locale

Les revenus et dépenses municipalités et des Premières nations de la ZEL socio-économique ont été mises à jour pour toutes les communautés depuis la remise du rapport d'EES (Golder, 2014) en fonction des données disponibles les plus récentes. Elles sont présentées au tableau 5.19-14. Durant les années fiscales 2013 et 2014, aucune des communautés de la ZEL socio-économique n'a accumulé un déficit à la fin de l'année. Cependant, 16 des 32 communautés ont maintenus un déficit pour la fin de l'année financière (soit, Première Nation d'Alderville, Première Nation de Chippewas de Georgina Island, ville de Belleville, ville de Quinte West, Mohawks d'Akwesasne, Première Nation de Mohawks de la Baie de Quinte, municipalité de Brighton, municipalité de Port Hope, ville de Greater Napanee, canton d'Anwick/Haldimand, canton d'Elizabethtown-Kitley, canton de Front of Yonge, canton d'Hamilton, canton de South Dundas, canton de Stone Mills et canton de Tyendinaga). Ces communautés ont récupéré leurs déficits principalement à l'aide des :

- excédents accumulés au début de l'année
- excédents disponibles via les transferts gouvernementaux et ;
- revenus des entreprises privées détenues, en partie, par les municipalités.

Les sources de revenus les plus communes pour les communautés dans la ZEL socio-économique étaient les taxes municipales et les impôts fonciers et/ou les transferts du gouvernement fédéral. Les principales dépenses étaient le plus souvent reliées aux services de transport, de protection, des loisirs et de la culture (tableau 5.19-14).

Tableau 5.19-14 : Dépenses et revenus du gouvernement dans la zone d'étude socio-économique locale (2013-2014)

Communauté (année)	Dépenses [\$]	Principales dépenses [\$]	Revenus totaux [\$]	Principales sources de revenus [\$]	Position financière de fin d'année (a) [\$]
Première Nation de Alderville (2015)	7 066 462	Administration (1 479 859)	6 879 327	Affaires autochtones et développement du Nord Canada (2 552 851)	Déficit annuel, avec des excédents accumulés en début d'année et un excédent de 13 315 461 en fin d'année financière.
Première Nation de Chippewas de Georgina Island (2014)	12 673 478	Opérations (8 545 986)	12 374 756	Affaires autochtones et développement du Nord Canada (4 745 958)	Déficit annuel, avec un excédent accumulé en début d'année et un excédent de 81 436 791 en fin d'année



PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST - EMPLOI ET ÉCONOMIE

Tableau 5.19-14 : Dépenses et revenus du gouvernement dans la zone d'étude socio-économique locale (2013-2014)

Communauté (année)	Dépenses [\$]	Principales dépenses [\$]	Revenus totaux [\$]	Principales sources de revenus [\$]	Position financière de fin d'année (a) [\$]
Ville de Belleville (2013)	119 646 462	Protection des personnes et des biens (28 155 974)	106 579 372	Taxes municipales (71 537 369)	Déficit annuel, avec un excédent accumulé en début d'année et un excédent de 532 633 173 en fin d'année
Ville de Brockville (2013)	47 594 281	Protection (13 227 311)	54 999 406	Impôts fonciers (31 826 551)	Excédent annuel, avec un excédent accumulé en début d'année et un excédent de 88 428 572 en fin d'année
Ville de Kingston (2014)	420 626 000	Services de protection (70 367 000)	436 949 000	Impôts fonciers (198 919 000)	Excédent annuel, avec un excédent accumulé en début d'année et un excédent de 1 221 944 en fin d'année
Ville de Markham (2014)	280 014 000	Service des loisirs et de la culture (54 710 000)	366 922 000	Taxes (132 788)	Excédent annuel, avec un excédent accumulé en début d'année et un excédent de 4 079 482 en fin d'année
Ville d'Oshawa (2013)	154 739 080	Service des loisirs et de la culture (48 840 400)	186 486 999	Impôts fonciers (112 056 276)	Excédent annuel, avec un excédent accumulé en début d'année et un excédent de 507 744 012 en fin d'année
Ville de Pickering (2014)	81 331 830	Service des loisirs et de la culture (24 654 870)	109 568 173	Taxes résidentielles agricoles (40 133 531)	Excédent annuel, avec un excédent accumulé en début d'année et un excédent de 323 315 993 en fin d'année
Ville de Quinte West (2014)	81 403 174	Services de transport (26 972 376)	73 764 309	Taxes prélevées pour usages de la ville (38 247 500)	Déficit annuel, avec un excédent accumulé en début d'année et un excédent de 280 381 541 en fin d'année
Canton de Loyalist (2013)	25 617 287	Services de transport (7 792 392)	30 107 351	Impôts fonciers (9 964 513)	Excédent annuel, avec un excédent accumulé en début d'année et un excédent de 102 561 704 en fin d'année
Première Nation de Mississaugas de Scugog Island	-	-	-	-	-
Mohawks d'Akwesasne (2014)	82 926 992	Services exécutifs (24 847 361)	82 181 380	Contributions (69 697 736)	Déficit annuel, avec un excédent accumulé en début d'année et un excédent de 190 281 523 en fin d'année
Première Nation de Mohawks de la Baie de Quinte (2014)	23 628 017	Opérations de bande (16 828 679)	23 179 311	Affaires autochtones et développement du Nord Canada (9 309 403)	Déficit annuel, avec un excédent accumulé en début d'année et un excédent de 77 560 962 en fin d'année
Municipalité de Brighton (2014)	13 157 992	Services de transport (4 042 651)	12 683 526	Taxes prélevées pour usages de la ville (7 229 353)	Déficit annuel, avec un excédent accumulé en début d'année et un excédent de 63 078 153 en fin d'année
Municipalité de Clarington (2013)	77 382 818	Services de transport (24 959 140)	84 024 698	Impôts fonciers (45 060 064)	Excédent annuel, avec un excédent accumulé en début d'année et un excédent de 459 327 024 en fin d'année



PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST - EMPLOI ET ÉCONOMIE

Tableau 5.19-14 : Dépenses et revenus du gouvernement dans la zone d'étude socio-économique locale (2013-2014)

Communauté (année)	Dépenses [\$]	Principales dépenses [\$]	Revenus totaux [\$]	Principales sources de revenus [\$]	Position financière de fin d'année (a) [\$]
Municipalité de Port Hope (2013)	32 216 641	Protection des personnes et des biens (9 097 469)	27 325 104	Impôts fonciers (14 781 176)	Déficit annuel, avec un excédent accumulé en début d'année et un excédent de 129 093 536 en fin d'année
Ville de Gananoque ^(b) (2013)	14 053 189	Protection des personnes et des biens (4 304 155)	14 918 042	Taxes résidentielles (4 862 866)	Excédent annuel, en raison des excédents accumulés en début d'année et en fin d'année de 54 574 358
Ville de Greater Napanee (2013)	22 369 525	Protection des personnes et des biens (6 336 341)	21 244 266	Taxes municipales (8 574 291)	Déficit annuel, avec un excédent accumulé en début d'année et un excédent de 111 816 401 en fin d'année
Ville de Prescott (2013)	10 269 972	Services environnementaux (2 683 097)	10 771 219	Taxes résidentielles (3 201 633)	Excédent annuel, avec un excédent accumulé en début d'année et un excédent de 47 758 597 en fin d'année
Ville de Whitby (2014)	115 475 413	Services de transport (37 952 792)	117 583 831	Taxes (72 560 164)	Excédent annuel, avec des excédents accumulés en début d'année et un excédent de 751 172 548 en fin d'année
Ville de Whitchurch-Stouffville (2014)	50 091 608	Service des loisirs et de la culture (15 554 191)	62 527 085	Impôts fonciers (23 283 722)	Excédent annuel, avec des excédents accumulés en début d'année et un excédent de 250 188 799 en fin d'année financière
Canton de Alnwick/Haldimand (2013)	10 774 653	Services de transport (6 625 882)	6 152 754	Impôts fonciers (3 797 060)	Déficit annuel, avec des excédents accumulés en début d'année et un excédent de 35 851 749 en fin d'année
Canton d'Augusta (2013)	4 668 663	Services de transport (1 998 084)	5 168 588	Taxes résidentielles (3 482 364)	Excédent annuel, avec des excédents accumulés en début d'année et un excédent de 17 102 662 en fin d'année
Canton de Cramahe (2013)	7 230 645	Services de transport (1 966 194)	8 134 356	Impôts fonciers (4 820 943)	Excédent annuel, avec des excédents accumulés en début d'année et un excédent de 27 233 223 en fin d'année
Canton d'Edwardsburgh/Cardinal (2014)	13 957 309	Port de Johnstown (4 387 212)	15 354 147	Port de Johnstown (6 845 049)	Excédent annuel, avec des excédents accumulés en début d'année et un excédent de 54 013 727 en fin d'année
Canton d'Elizabethtown-Kitley (2013)	7 447 959	Services de transport (3 213 754)	6 675 676	Taxes résidentielles (4 111 047)	Déficit annuel, avec des excédents accumulés en début d'année et un excédent de 13 738 768 en fin d'année
Canton de Front of Yonge (2013)	2 157 470	Services de transport (829 255)	2 051 342	Impôts fonciers (1 264 474)	Déficit annuel, avec des excédents accumulés en début d'année et un excédent de 5 199 660 en fin d'année
Canton d'Hamilton (2013)	10 666 147	Services de transport (4 154 180)	9 994 358	Impôts fonciers (6 6990 709)	Déficit annuel, avec des excédents accumulés en début d'année et un excédent de 57 586 458 en fin d'année



Tableau 5.19-14 : Dépenses et revenus du gouvernement dans la zone d'étude socio-économique locale (2013-2014)

Communauté (année)	Dépenses [\$]	Principales dépenses [\$]	Revenus totaux [\$]	Principales sources de revenus [\$]	Position financière de fin d'année (a) [\$]
Canton de Leeds et Thousand Islands (2014)	10 559 041	Protection des personnes et des biens (3 089 719)	11 488 614	Taxes résidentielles (6 123 653)	Excédent annuel, avec des excédents accumulés en début d'année et un excédent de 37 163 217 en fin d'année
Canton de South Dundas (2014)	11 057 533	Services environnementaux (3 523 578)	10 851 235	Taxes (5 597 937)	Déficit annuel, avec des excédents accumulés en début d'année et un excédent de 91 049 935 en fin d'année
Canton de Stone Mills (2014)	9 279 329	Services de transport (5 418 907)	8 454 345	Impôts fonciers (4 878 493)	Déficit annuel, avec des excédents accumulés en début d'année et un excédent de 41 874 685 en fin d'année
Canton de Tyendinaga (2013)	3 615 777	Services de transport (2 017 489)	3 611 090	Impôts fonciers (2 211 361)	Déficit annuel, avec des excédents accumulés en début d'année et un excédent de 12 973 311 en fin d'année

(a) La colonne «Position financière de fin d'année» présente la position financière accumulée d'une communauté, qui peut représenter plusieurs années d'excédents ou de déficits financiers.

(b) Texte en gras indique qu'une nouvelle communauté est incluse dans la zone d'étude socio-économique locale.

(c) Les informations concernant les communautés dans la zone d'étude socio-économique locale ont été mises à jour avec les dernières données récentes disponibles (par exemple, 2013-2015).

– Données non disponibles.

Sources : Allan Chartered Accountants 2014a; Allan Chartered Accountants 2014b; Allan Chartered Accountants 2015; BDO 2015a; BDO 2015b; BDO 2015c; Bennet Lewis McMahon Stillar 2014; Collins Barrow 2015; Collins Barrow 2014a; Collins Barrow 2014b; Collins Barrow 2014c; Collins Barrow 2014d; Collin Barrows Kawarthas LLP 2014; Craig Keen Despatie Markell LLP 2015a; Craig Keen Despatie Markell LLP 2015b; Deloitte 2014; Deloitte 2015a; Deloitte 2015b; Grant Thornton 2014a; KPMG 2014a; KPMG 2014b; KPMG 2015a; KPMG 2015b; Town of Gananoque 2014; Township of Elizabethtown Kitley 2014; Township of Stone Mills 2015; Grant Thornton 2014b; Welch LLP 2014a; Welch LLP 2014b; Welch LLP 2014c; Wilkinson and Company 2014.

5.19.4 Effets potentiels, mesures d'atténuation et effets résiduels prévus

5.19.4.1 Effets potentiels

Les effets potentiels du Projet sur l'emploi et l'économie ont été discutés à la section 6.19 du rapport d'EES (Golder 2014) pour les indicateurs clés suivants : l'activité de la main d'œuvre (population active) et les revenus de taxation. Les effets potentiels sur l'emploi et l'économie ont été réévalués en se basant sur les données additionnelles présentées dans ce rapport et la portée modifiée du Projet. Les effets potentiels sur la composante valorisée de l'emploi et de l'économie restent inchangés par rapport à ceux mentionnés dans le rapport d'EES (Golder 2014). Comme décrit dans le tableau 6.19-6 du rapport d'EES (Golder 2014), les effets potentiels sur la composante de l'emploi et de l'économie comprennent les changements dans les entreprises locales et les possibilités d'emploi ainsi que les changements des recettes (gouvernementales) au moyen de taxes, revenus et dépenses. Les effets potentiels sont résumés ici pour chaque indicateur clé, en fonction des résultats de l'étude de référence rapportés pour les zones d'étude socio-économiques et l'estimation des coûts de construction, de main-d'oeuvre et d'exploitation projetés par TransCanada.

Comme décrit dans la section 6.19.1 du rapport d'EES (Golder 2014), le MIPES de Statistique Canada a été utilisé pour estimer l'ensemble des effets économiques du Projet aux niveaux national, provincial et local. Seule la phase de construction du Projet a été analysée, car l'effet économique de la phase d'exploitation du Projet est



prévu être minime³. Les effets économiques potentiels du Projet ont été évalués pour deux indicateurs clés, soit l'activité de la population active et les revenus de taxation. Les effets potentiels des activités du Projet sur les entreprises locales sont capturés dans le MIPES avec les estimations de l'emploi indirect et induit. Une discussion qualitative des opportunités d'affaire pour les entreprises locales, qui peuvent être générées au cours de la phase de construction du Projet est également incluse dans la section 6.19.2.1 du rapport d'EES (Golder 2014). Même s'ils ne sont pas considérés comme des indicateurs clés, les effets potentiels sur la production économique et le PIB, qui sont évalués par le MIPES, sont également présentés. La modélisation a généré des estimations des effets directs, indirects et induits du Projet sur les économies du Canada et de l'Ontario ; les résultats sont rapportés en dollars canadiens constants de 2013.

En se basant sur la revue de la consultation des parties prenantes et des autochtones, les enjeux identifiés par les parties prenantes et les communautés autochtones étaient principalement associés aux possibilités économiques liées au Projet.

Activité de la population active

Les estimations du nombre d'emplois directs, indirects et induits générés par le Projet sont présentées dans la section 6.19.2.1 du rapport d'EES (Golder 2014). Ces valeurs demeurent inchangées lorsqu'on regarde au niveau des ZER et ZEL socio-économiques. Cette situation s'explique par le fait que le MIPES évalue les effets économiques à l'échelle nationale et provinciale, soit le Canada et l'Ontario. Il est estimé que 4 011 emplois équivalents temps plein (ETP) directs devraient être créés durant les phases de conception et de construction du Projet. La majorité des emplois directs seront créés au cours de la période de construction s'étalant sur 20 mois (d'août 2017 à mars 2019). Ce travail se passera en Ontario, car il comprend principalement la construction du nouveau pipeline et les ajouts à la station de compression, et donc les effets sur les emplois directs sont les mêmes pour le Canada et pour l'Ontario. La majorité des emplois indirects et induits seront également en Ontario en raison de la construction du pipeline qui se déroule entièrement dans cette province ainsi que dû à la présence d'un secteur de l'approvisionnement industriel relativement bien développé en Ontario. Les estimations (et les pourcentages associés) des emplois ETP directs, indirects et induits associés au Projet au Canada, en Ontario et dans les autres provinces et territoires sont présentées dans le tableau 5.19-15.

Tableau 5.19-15 : Effet sur l'emploi au Canada et en Ontario de la phase de construction, exprimé en emplois équivalents temps plein

	Canada (Nombre et pourcentage d'emplois ETP) ^(a)	Ontario (Nombre et pourcentage d'emplois ETP)	Autres provinces et territoires (Nombre et pourcentage d'emplois ETP)
Directs	4 011 (100%)	4 011 (100%)	–
Indirects	3 665 (100%)	3 194 (87%)	471 (13%)
Induits	2 011 (100%)	1 611 (80%)	400 (20%)
Total	9 687 (100%)	8 816 (91%)	871(9%)

^(a) Les valeurs de ce tableau sont exprimées en « emplois équivalents temps-plein (ETP) ». À noter que les unités ont été corrigées par rapport à ce qui était présenté dans le rapport d'EES (Golder 2014), où les valeurs étaient incorrectement exprimées en millions de dollars.

– Indique que tous les emplois directs associés au Projet sont prévus être créés en Ontario.

³ TransCanada estime que l'augmentation de l'emploi direct associé au projet durant sa phase d'exploitation est d'environ 5 emplois ETP (opérateurs) sur une base annuelle. L'augmentation du PID annuel direct durant la phase d'exploitation serait limitée au revenu de travail associé à ces cinq opérateurs.



L'effet anticipé du Projet sur le revenu des particuliers reste inchangé par rapport aux valeurs présentées dans le tableau 6.19-2 du rapport d'EES (Golder 2014). On estime que le Projet générera environ 353,1 millions de dollars supplémentaires en revenus d'emplois directs et que la totalité de ceux-ci seront générés en Ontario. La rémunération annuelle moyenne des emplois directs est estimée à 88 000 \$ par emploi ETP. La rémunération annuelle moyenne est de 59 000 \$ par emploi indirect ETP et de 45 000 \$ par emploi induit ETP en Ontario. En tenant compte des trois niveaux d'effet sur l'emploi (direct, indirect et induit), le Projet entraînerait une somme additionnelle de 713,7 millions de dollars en revenu de travail (ou des ménages) au Canada, dont 660,1 millions de dollars (92 %) seraient gagnés en Ontario.

Les occupations requises pour les activités de construction pour le Projet demeurent les mêmes que celles présentées à la section 6.19.2.1 du rapport d'EES (Golder 2014). La plupart des travailleurs seraient embauchés directement par les sociétés effectuant les travaux pour TransCanada ou par les sociétés agissant à titre de sous-entrepreneurs pour les entrepreneurs principaux. En 2011, la ZEL socio-économique possédait une population active de 625 525 travailleurs et un taux de chômage de 8,2% (approximativement 51 000 personnes en recherche d'emploi). En 2011, la ZER socio-économique avait 1 286 800 travailleurs et un taux de chômage de 7,8% (approximativement 100 880 personnes en recherche d'emploi). Ces taux de chômage sont relativement élevés et le Projet pourrait être une source d'emploi pour les travailleurs disponibles.

Il y aura également des occasions d'emplois directs pour les membres des communautés locales et régionales (y compris les membres des communautés des autochtones), principalement pendant la construction du Projet. À l'intérieur de la ZER socio-économique, il est estimé qu'il y a approximativement 6 900 chômeurs dans les domaines de la construction, de l'extraction minière, l'exploitation en carrière, et l'extraction de pétrole et de gaz⁴. Le nouveau terminal ouest du pipeline est situé dans le Grand Toronto (Greater Toronto Area), ainsi, il y aurait donc un plus grand bassin de main-d'œuvre que ce qui est représenté dans la ZER socio-économique (c'est-à-dire, la population active disponible dans la municipalité régionale de Peel, la municipalité régionale de Halton et la ville de Toronto peut être ajoutée puisque le Projet est près de ces communautés). En 2013, la Région métropolitaine de recensement de Toronto avait une population active de 3,4 millions et un taux de chômage de 8,4% (Invest Toronto 2014).

Tel que mentionné à la section 6.19.2.1 du rapport d'EES (Golder 2014), il y a un risque d'effets néfastes sur la production économique et le PIB lié aux secteurs de l'économie autres que le pétrole et le gaz qui pourraient être impactés par le Projet. Par exemple, le Projet aura besoin d'hébergement temporaire pour de courtes périodes de temps dans plusieurs communautés, le long du tracé modifié du Projet, et pour certaines communautés, ce sera au courant de la haute saison touristique estivale. Bien que la diminution de l'inoccupation (vacance) dans les établissements d'hébergement est généralement positive, le Projet peut affecter la disponibilité de l'hébergement pour les touristes durant la phase de construction dans certaines zones de la ZEL socio-économique. L'évaluation pour les infrastructures et des services (section 5.18) a déterminé que la diminution du taux d'inoccupation pour les établissements d'hébergement commerciaux a un effet négatif d'une importance modérée. En raison de la durée relativement courte de la phase de construction, il est peu probable que le Projet affecte les activités de la population active dans le secteur du tourisme. Les activités de la

⁴ Cette information a été extrapolée en considérant le nombre de personnes dans les secteurs de la construction, de l'extraction minière, l'exploitation en carrière, et l'extraction de pétrole et de gaz et en y appliquant le taux de chômage de la population active dans la ZER socio-économique.



population active à l'intérieur des ZER et ZEL socio-économiques sont également peu susceptibles d'être affectées par des pénuries de travailleurs ou d'inflation causées par le Projet.

Production économique et produit intérieur brut

Les effets estimés de la phase de construction du Projet sur la production économique et le produit intérieur brut (PIB), pour le Canada et la province de l'Ontario, présentés au tableau 6.19-3 de la section 6.19 du rapport d'EES (Golder 2014) restent inchangés. La production économique directe associée aux industries construisant le nouveau pipeline devrait s'établir à 1,255 milliards \$, et ce montant inclut les coûts de la main-d'œuvre, les activités de construction et les dépenses directes du Projet pour l'acquisition de biens et services. La production indirecte du Projet devrait s'élever à 731,1 millions \$ au Canada et à 613,3 millions \$ en Ontario (84 %). Un montant estimé de 258,6 millions \$ pour dépenses du Projet serait lié à l'importation de biens et services.

L'effet total du Projet sur le PIB devrait s'élever à plus d'un milliard de dollars au Canada et en Ontario, soit 1,185 milliard \$ et 1,083 milliard \$ respectivement. L'Ontario devrait bénéficier d'une part de plus de 90 % du PIB supplémentaire généré par le Projet, et cet effet est attribuable au fait que le Projet est situé en Ontario, à l'importance du secteur de l'approvisionnement industriel dans cette province et au fait que les dépenses induites associées aux emplois du Projet demeureront principalement en Ontario.

Revenus de taxation

Le total des revenus de taxation tirés de la phase de construction du Projet demeure inchangé du montant présenté dans le rapport d'EES (Golder 2014) qui était estimé à 311,6 millions \$⁵. L'information présentée dans le tableau 6.19-5 du rapport d'EES (Golder 2014) fournit une répartition du total des revenus par type de taxe, au Canada pour la phase de construction du Projet et demeure valide. L'information présentée dans le tableau 6.19-6 du rapport d'EES (Golder 2014) fournit une répartition du total des revenus par type de taxe, en Ontario pour la phase de construction du Projet et demeure valide.

5.19.4.2 Mesures d'atténuation

Les mesures pour soutenir les effets positifs potentiels du Projet pour l'économie et l'emploi sont décrites dans le tableau 6.1-6 du rapport d'EES (Golder 2014) et elles sont généralement des mesures de bonification qui s'inscrivent dans l'engagement de TransCanada de maximiser les embauches locales et d'inclure la participation des communautés autochtones dans le Projet par TransCanada et ses contractants.

Les mesures d'atténuation recommandées dans le rapport d'EES (Golder 2014) sont considérées comme étant valides pour la description actuelle du Projet, et aucune mesure supplémentaire n'est recommandée.

⁵ Ce chiffre inclut les estimations pour l'impôt sur le revenu des particuliers, les taxes sur les produits et les taxes et impôts sur les facteurs de production. Il ne comprend pas l'estimation de l'impôt sur le revenu des sociétés puisque cet impôt n'est pas calculé à l'heure actuelle dans le MIPES de Statistique Canada. Il est plus difficile d'estimer l'impôt sur le revenu des sociétés que les autres impôts ou taxes en raison des caractéristiques non linéaires des règles d'imposition des sociétés. Des effets non linéaires surviennent lorsque des modifications de l'assiette fiscale de sociétés données ne sont pas nécessairement soumises au plein taux d'imposition des sociétés prévu par la loi en raison du statut actuel de ces sociétés. Cette situation est largement attribuable à l'existence de dispositions dans les règles d'imposition comme le report des pertes d'exploitation nettes et les crédits d'impôt, qui varient d'un secteur à l'autre. Les taxes sur les produits estimées comprennent la taxe de vente harmonisée (TVH), la taxe sur les produits et services (TPS), la taxe de vente provinciale (TVP), les taxes d'accise fédérales, les droits d'importation et les taxes sur les carburants, et les taxes et impôts sur les facteurs de production estimés comprennent l'impôt sur le capital, les droits de cession immobilière et l'impôt foncier.



5.19.4.3 Effets résiduels prévus

Les effets résiduels prévus sur l'emploi et l'économie sont décrits dans la section 6.19.2.3 et le tableau 6.19-1 du rapport d'EES (Golder 2014). Avec la mise en oeuvre des mesures d'atténuation décrites dans le rapport d'EES (Golder 2014) et des plans de protection environnementale mis à jour pour le Projet (annexes A et B), les effets résiduels positifs prévus du Projet sur l'emploi et de l'économie demeurent tels qu'évalués dans le rapport d'EES (Golder 2014). Des effets résiduels positifs sont prévus tant au niveau de l'activité de la population active que sur les revenus de taxation, comme indiqué au tableau 5.19-16 suivant (les valeurs restent les mêmes que celles du tableau 6.19-7 du rapport d'EES [Golder 2014]) :

Tableau 5.19-16: Description des effets résiduels prévus du Projet et importance pour l'emploi et l'économie

Indicateur clé/ Effet résiduel prévu	Critères d'évaluation des effets						Importance
	Direction	Intensité	Étendue géographique	Contexte temporel		Probabilité d'occurrence	
				Durée	Fréquence		
Activité de la population active							
Occasions d'emplois accrues	Positive	Faible	Au-delà des limites régionales	À court terme	Continue	Certaine	Faible
Taxes et impôts et recettes							
Recette accrues pour les gouvernements fédéral et provincial et les administrations municipales	Positive	Faible	Au-delà des limites régionales	À moyen terme	Continue	Certaine	Modérée

La description de l'effet résiduel prévu des activités de construction sur l'activité de la population active demeure telle que décrite dans le rapport d'EES (Golder 2014) et cet effet est évalué comme étant d'importance faible. La description de l'effet résiduel prévu des activités de construction et d'exploitation sur les taxes, impôts et recettes demeure également telle que décrite dans le rapport d'EES (Golder 2014) et cet effet est évalué comme étant d'importance modérée.

5.19.5 Discussion et implications par rapport à l'évaluation des effets environnementaux

Les résultats de l'étude documentaire sur l'emploi et l'économie ont été utilisés pour mettre à jour la description de l'état initial présentée dans le rapport d'EES (Golder 2014) afin d'être consistant avec la portée du Projet modifiée et les zones d'étude socio-économiques associées.

L'information recueillie et présentée dans ce rapport confirme les déclarations faites ou présumées à partir de l'information contextuelle rapportée dans le rapport d'EES (Golder 2014) concernant la composante valorisée de l'emploi et de l'économie. Les données provenant de l'étude documentaire ont été mises à jour en fonction des zones d'études socio-économiques locale et régionale ; ces données sont résumées dans le présent rapport. Les données financières relatives aux coûts de construction et d'exploitation du Projet et de ses besoins de main-d'oeuvre demeurent telles que rapportées dans le rapport d'EES (Golder 2014). Les conclusions du rapport d'EES (Golder 2014) demeurent valides.



Avec la mise en place des mesures d'atténuation décrites dans la section 6.19.2.2 du rapport d'EES (Golder 2014) et dans les plans de protection environnemental mis à jour pour le Projet (annexes A et B), les effets résiduels prévus du Projet demeurent tels qu'évalués dans le rapport d'EES (Golder 2014). Un effet positif est prévu par rapport à la composante valorisée de l'emploi et de l'économie et ce, pour les deux indicateurs clés. Plus précisément, un effet positif d'importance faible a été estimé pour l'activité de la population active et un effet positif d'importance modérée a été estimé pour l'indicateur clé des taxes, impôts et recettes.

Comme présenté dans le tableau 5.19-16, il est anticipé que des effets résiduels affecteront l'emploi et l'économie et, par conséquent, cette composante valorisée a été retenue pour l'évaluation des effets spécifiques au Projet et a également été considérée dans l'évaluation des effets cumulatifs (section 6).

Il est attendu que le Projet aura un effet socio-économique général positif sur l'emploi et l'économie dans les zones d'étude socio-économiques locale et régionale, et même au-delà, où les bénéfices de l'accroissement de l'emploi et des occasions d'affaires, principalement durant la phase de construction du Projet, se réaliseront. Les municipalités dans les zones d'étude socio-économiques, ainsi que les gouvernements fédéral et provincial, pourront bénéficier de recettes, taxes et impôts générés durant le Projet. Ces bénéfices sont positifs et, étant donné leur faible échelle par rapport aux économies canadienne et ontarienne, ils sont prévus être mesurables au niveau de l'individu, de la famille, ou de la communauté. Ils devraient tout de même être suffisamment grands pour être détectables au niveau de la population, mais sans pour autant entraîner d'importants changements dans le bien-être des populations et des communautés touchées, et par conséquent, ne sont pas considérés comme significatifs.

En se basant sur les limitations du MIPES de Statistique Canada identifiées à la section 6.19.3.3 du rapport d'EES (Golder 2014), le niveau de confiance dans l'estimation des effets du Projet sur l'emploi et l'économie est modéré.



CLÔTURE

Nous croyons que le présent rapport répond à vos besoins actuels. Si vous avez des questions ou avez besoin de renseignements supplémentaires, veuillez communiquer avec les soussignées.

GOLDER ASSOCIATES LTD.

ORIGINAL SIGNÉ PAR

Natasha Kone, MA Développement international
Spécialiste du milieu humain

ORIGINAL SIGNÉ PAR

Kim McFarlane, B.Sc., M.E.Des.
Associée, Évaluation environnementale

NK/KMcF/CB/CG

Golder, Golder Associés et le concept GA sur son logo sont des marques de commerce de Golder Associates Corporation.

\\golder.gds\gal\montreal\actif\2015\3 proj\1546751 eepl emp translation canada\5 preparation of deliverables\1311260045_tcp\emp_employment_economy_stand-alone_rev10_fr.docx



RÉFÉRENCES

- Alderville First Nation. 2006. *Business*. Disponible au : <http://www.aldervillefirstnation.ca/business/>. Consulté en janvier 2014.
- Allan Chartered Accountants. 2014a. *Town of Prescott Consolidated Financial Statements 2013*. Disponible au : <http://www.prescott.ca/media/Audited-Prescott-Financial-Statement-2013.pdf>. Consulté le 10 août 2015.
- Allan Chartered Accountants 2014b. *Township of Augusta Consolidated Financial Statement 2013*. Disponible au : <http://www.augusta.ca/townhall/pdfs/Financial%20Statements/2013/Augusta%20Audited%20Financial%20Stmnt%202013%20-%20signed%20copy.pdf>. Consulté le 10 août 2015.
- Allan Chartered Accountants. 2015. *Township of Leeds and the Thousand Islands Consolidated Financial Statements 2014*. Disponible au : <http://www.leeds1000islands.ca/sites/default/files/user%2316/Treasury/Leeds%20%26%20TI%20financial%20stmt%202014.pdf>. Consulté le 10 août 2015.
- Bay of Quinte Living. Non daté. *Tyendinaga Mohawk Territory*. Disponible au : http://living.bayofquinte.ca/?page_id=284. Consulté en janvier 2014.
- BDO (BDO Canada LLP). 2015a. *City of Quinte West Consolidated Financial Statements 2014*. Disponible au : http://www.quintewest.ca/en/your-city-hall/resources/2014_Financial_Statements.pdf. Consulté le 10 août 2015.
- BDO. 2015b. *Corporation of the Municipality of Brighton Consolidated Financial Statements 2014*. Disponible au : <http://www.brighton.ca/photos/custom/2014%20Financial%20Statements%20for%20website.pdf>. Consulté le 10 août 2015.
- BDO. 2015c. *Consolidated financial statements for the Corporation of the town of Whitchurch Stouffville*. Disponible au : http://www.townofws.ca/en/town-hall/resources/Documents/Financial_Statements_2014.pdf. Consulté le 10 août 2015.
- Bennet Lewis McMahon Stillar 2014. *Township of Front of Yonge Consolidated Financial Statement 2013*. Disponible au : <http://www.mallorytown.ca/index.cfm/town-hall/financial-statements/2013-financial-statements/>. Consulté le 10 août 2015.
- Chippewas of Georgina Island First Nation. Non daté. *Local Businesses*. Disponible au : <http://georginaisland.com/local-businesses/>. Consulté le 29 juillet 2014.
- City of Markham. Non daté. *Register of Cultural Heritage Value or Interest*. Heritage Section Development Services Commission. Markham, ON. Disponible au : <http://www2.markham.ca/markham/aspc/heritage/iF-index.asp>. Consulté le 25 juillet 2015.
- City of Oshawa. 2013. *2013 Census Profile*. Oshawa, ON.



- City of Pickering. Non daté. *Census Profile*. Disponible au : <https://www.pickering.ca/en/business/resources/CommunityProfile.pdf>. Pickering, Ontario. Consulté en janvier 2014.
- City of Quinte West. 2012. *City of Quinte West Census Profile*. Disponible au : <http://quintewest.ca/en/business/resources/CommunityProfile2012-13.pdf>. Consulté en janvier 2014.
- Collins Barrow. 2014a. *City of Brockville 2013 Consolidated Financial Statements*. Disponible au : https://www.google.ca/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0CCIQFjABahUKEwjKmIDE4abHAhXSDZIKHRbTDSw&url=http%3A%2F%2Fwww.brockville.com%2FUploadedFiles%2F2013%2520financial%2520statements%2520final.pdf&ei=xOvMVcqmAAtKbyASWprfgAg&usg=AFQjCNFvrM4Hf_u6bd3n1I_0gKcNeSdM8Q&sig2=q9SVK3ZVISyy7moU75Q5aQ&bvm=bv.99804247,d.aWw. Consulté le 10 août 2015.
- Collins Barrow. 2014b. Township of Alnwick/Haldimand Consolidated Financial Statements. Disponible au : <http://www.alnwickhaldimand.ca/sites/alnwickhaldimand.civicwebcms.com/files/media/Finance/2013%20Financial%20Statements.pdf>. Consulté le 10 août 2015.
- Collins Barrow. 2014c. *Corporation of the Town of Cramahe Consolidated Financial Statements*. Disponible au : <http://www.visitcramahe.ca/sites/cramahe.civicwebcms.com/files/media/2013%20Auditor%20Financial%20Report.pdf>. Consulté le 10 août 2015.
- Collins Barrow. 2014d. *Township of Tyendinaga Consolidated Financial Statements 2013*. Disponible au : <http://www.tyendinagatownship.com/upload/Tyendinaga%202013%20FS.pdf>. Consulté le 10 août 2015.
- Collins Barrow. 2015. *Alderville First Nation Consolidated Financial Statements- March 31, 2015*. Disponible au : <http://aldervillefirstnation.ca/pdfs/2015/14-15%20AFN%20Consolidated%20Audit.pdf>. Consulté le 10 septembre 2015.
- Collin Barrows Kawarthas LLP 2014. *Corporation of the Township of Hamilton Consolidated Financial Statement 2013*. Disponible au : <http://hamilton.civicwebcms.com/sites/hamilton.civicwebcms.com/files/media/2013%20Hamilton%20FS.pdf>. Consulté le 10 août 2015.
- Corporation of the Town of Gananoque 2011. *Investment Profile*. Disponible au : <http://www.gananoque.ca/invest-in-gananoque/gananoque-investment-profile%20>. Consulté le 30 juillet 2015.
- Corporation of the Town of Gananoque. 2015. *Gananoque Investment Profile*. Disponible au : <http://www.gananoque.ca/invest-in-gananoque/gananoque-investment-profile%20>. Consulté le 10 août 2015.
- Craig Keen Despatie Markell LLP. 2015a. *Township of Edwardsburgh Cardinal Consolidated Financial Statements 2014*. Disponible au : <http://www.twpec.ca/wp-content/uploads/2014/12/Financial-Statements.pdf>. Consulté le 10 août 2015.



- Craig Keen Despatie Markell LLP. 2015b. *Municipality of South Dundas Consolidated Financial Statements 2014*. Disponible au : <http://www.southdundas.com/documents/finance/1545-2014-financial-statements/file.html>. Consulté le 10 août 2015.
- Deloitte. 2014. *City of Oshawa Consolidated Financial Statements 2013*. Disponible au : <http://www.oshawa.ca/city-hall/resources/auditedfinancialstatements-2013.pdf>. Consulté le 10 août 2015.
- Deloitte. 2015a. *City of Pickering Consolidated Financial Statements 2014*. Disponible au : <https://www.pickering.ca/en/cityhall/resources/FinancialStatements2014.pdf>. Consulté le 10 août 2015.
- Deloitte 2015b. *The Corporation of the Town of Whitby Consolidated Financial Statements 2014*. Disponible au : <http://www.whitby.ca/en/resources/2014ConsolidatedFinancialStatements.pdf>. Consulté le 10 août 2015.
- Durham Immigration Portal. 2010. *What is the Region of Durham*. Disponible au : <http://www.durhamimmigration.ca/living/aboutdurhamregion/Pages/WhatIsTheRegionofDurham.aspx>. Consulté en janvier 2014.
- Durham Region Economic Development. 2014. *Durham Major Employers, Expansions and Downsizings and Military Establishments*. Disponible au : <http://durham.edtools.ca/major-employers-c195.php>. Consulté en janvier 2014.
- Golder. (Golder Associates Ltd.) 2014. *Eastern Mainline Project, Environment and Social-economic Assessment*. Préparé pour TransCanada PipeLines Limited. Octobre 2014. Numéro de référence du projet: 1311260045/5001/5001A.
- Golder. 2015. *Eastern Mainline Project, Environment and Social-economic Assessment Amendment*. Préparé pour TransCanada PipeLines Limited. Novembre 2015. Numéro de référence du projet: 1311260045/501/1.
- Grant Thornton 2014a. *Municipality of Clarington Consolidated Financial Statements 2013*. Disponible au : <http://www.clarington.net/en/town-hall/resources/budgets-and-financial-reports/2013-financial-statement.pdf>. Consulté le 10 août 2015.
- Grant Thornton. 2014b. *Chippewas of Georgina Island: Consolidated Financial Statements 2014*. Disponible au : <http://georginaisland.com/wp-content/uploads/2014/07/Consolidated-Financial-Statements-March-31-2014.pdf>. Consulté le 10 août 2015.
- Hastings County. Non daté. *Future Full of Potential*. An Economic Development Action Plan for Hastings County. Compté de Hastings.
- Hastings County. 2011. *Employment: Major Employers in Hastings County*. Disponible au : <http://www.hastingscounty.com/sites/default/files/documents/planning-land-development/industry-employment/MajorEmployers2011.pdf>. Consulté en janvier 2014.
- Invest Toronto. 2014. Annual Report. Disponible au : investtoronto.ca/InvestAssets/PDF/Reports/2014-annual-report.pdf



- Kingston Economic Development Corporation. 2013. *Business Sectors*. Disponible au : <http://business.kingstoncanada.com/en/businesssectors/index.asp>. Consulté en janvier 2014.
- KPMG (KPMG LLP). 2014a. *Corporation of Loyalist Consolidated Financial Statements 2013*. Disponible au : <http://www.loyalisttownship.ca/default/assets/File/2013%20Financial%20Statement.pdf>. Consulté le 10 août 2015.
- KPMG. 2014b. *Town of Port Hope Consolidated Financial Statements 2013*. Disponible au : http://www.porthope.ca/file-download/id/LqHVjR3Q92I_VlhGVcwz0Q. Consulté le 10 août 2015.
- KPMG. 2015a. *City of Kingston Consolidated Financial Statements 2014*. Disponible au : https://www.cityofkingston.ca/documents/10180/57852/Budget_2014_AuditedFinancials.pdf/217dc889-0328-4838-a55b-43f139e42945. Consulté le 10 août 2015.
- KPMG 2015b. *City of Markham Annual Report 2014*. Disponible au : <http://www.markham.ca/wps/wcm/connect/markhampublic/124fb1a6-9ea7-4559-bdb8-cd792f65ad37/2014-annual-report.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=124fb1a6-9ea7-4559-bdb8-cd792f65ad37>. Consulté le 10 août 2015.
- Lennox and Addington County. 2013. *Top Employers*. Disponible au : <http://www.lennox-addington.on.ca/stats/top-employers.html>. Consulté en décembre 2013.
- Lennox and Addington County. 2014. *Key Industries*. Disponible au : <http://www.lennox-addington.on.ca/industries.html>. Consulté en janvier 2014.
- McSweeney and Associates Economic Development. 2012. *South Dundas Economic Development Strategy Update*. Soumis en mai 2012.
- Mohawk Council of Akwesasne. 2014. *2014 Business Directory*. Disponible au : http://www.srmt-nsn.gov/_uploads/site_files/BD2014_web.pdf. Consulté en septembre 2015.
- Municipality of Clarington. 2010. *Official Plan Review: Economic Base and Employment Lands Discussion Paper*. Disponible au : http://www.clarington.net/ourplan/discussion-papers/Economic_Base_and_Employment_Lands_Discussion%20Paper.pdf. Consulté en janvier 2014.
- Northumberland County. 2012. *Fast Facts*. Disponible au : <http://www.investnorthumberland.ca/en/siteselectors/fastfacts.asp>. Consulté en janvier 2014.
- Northumberland Economic Partnership Non daté. *Hamilton Township Profile*. Disponible au : http://www.northumberland.com/nep/hamilton_3.htm. Consulté en janvier 2014.
- Quinte Economic Development Commission. 2014. *Home*. Disponible au : <http://www.quintedevelopment.com/>. Consulté en janvier 2014.
- Quinte West Living. Non daté. *Greater Napanee*. Disponible au : http://living.bayofquinte.ca/?page_id=76. Consulté en janvier 2014.



- Statistique Canada. 2007j. 2006 Community Profiles (City of Kingston). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3510010&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=kingston&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en octobre 2015.
- Statistique Canada. 2007k. 2006 Community Profiles (Alderville First Nation). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3514027&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=alderville&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007l. Community Profiles (Town of Gananoque). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3507024&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=gananoque&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en août 2015.
- Statistique Canada. 2007m. Community Profiles (City of Belleville). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3512005&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=belleville&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007n. Community Profiles (City of Brockville). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3507015&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=brockville&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007o. Community Profiles (City of Oshawa). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3518013&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=oshowa&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007p. Community Profiles (City of Pickering). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3518001&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=pickering&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007q. Community Profiles (City of Quinte West). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3512015&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=quinte%20west&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007r. Community Profiles (Loyalist Township). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/Page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3511005&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=loyalist&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.



- Statistique Canada. 2007s. Community Profiles (Mississaugas of Scugog Island First Nation). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3518022&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=mississaugas%20of%20scugog&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007t. Community Profiles (Tyendinaga Mohawk Territory). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3512004&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=tyendinaga&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007u. Community Profiles (Municipality of Brighton). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3514004&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=brighton&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007v. Community Profiles (Municipality of Clarington). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3518017&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=clarington&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007w. Community Profiles (Municipality of Port Hope). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3514020&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=port%20hope&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007x. Community Profiles (Town of Greater Napanee). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3511015&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=greater%20napanee&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007y. Community Profiles (Town of Markham). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/Page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3519036&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=markham&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007z. Community Profiles (Town of Whitby). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3518009&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=whitby&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007aa. Community Profiles (Town of Whitchurch-Stouffville). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3519044&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=whitchurch&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.



- Statistique Canada. 2007ab. Community Profiles (Township of Alnwick /Haldimand). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3514024&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=alnwick&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007ac. Community Profiles (Township of Augusta). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3507006&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=augusta&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007ad. Community Profiles (Township of Cramahe). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3514014&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=cramahe&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007ae. Community Profiles (Township of Edwardsburgh /Cardinal). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3507004&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=edwardsburgh&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007af. Community Profiles (Township of Elizabethtown – Kitley). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3507014&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=elizabethtown&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007ag. Community Profiles (Township of Front of Yonge). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3507017&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=front%20of%20yonge&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007ah. Community Profiles (Township of Hamilton). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3514019&Data=Count&SearchText=hamilton&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007ai. Community Profiles (Township of Leeds and Thousand Islands). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3507021&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=leeds%20and%20the&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.



- Statistique Canada. 2007aj. Community Profiles (Township of South Dundas). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3501020&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=south%20dundas&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007ak. Community Profiles (Township of Stone Mills). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3511030&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=stone%20mills&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007al. Community Profiles (Township of Tyendinaga). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3512001&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=tyendinaga&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007am. Community Profiles (Chippewas of Georgina Island First Nation). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3519076&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=chippewas%20of%20georgina&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007an. Community Profiles (Town of Prescott). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3507008&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=prescott&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2007ao. Community Profiles (Akwesasne Part 59). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2006/dp-pd/prof/92-591/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3501007&Geo2=PR&Code2=35&Data=Count&SearchText=akwasasne&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&Custom=>. Consulté le 10 septembre 2015.
- Statistique Canada. 2013a. NHS Profile (County of Lennox and Addington). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CD&Code1=3511&Data=Count&SearchText=LENNOX%20AND%20ADDINGTON&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013b. NHS Profile (County of Northumberland). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CD&Code1=3514&Data=Count&SearchText=northumberland&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.



- Statistique Canada. 2013c. NHS Profile (Hastings County). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CD&Code1=3512&Data=Count&SearchText=hastings&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013d. NHS Profile (Regional Municipality of York). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CD&Code1=3519&Data=Count&SearchText=york&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013e. NHS Profile (Regional Municipality of Durham). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CD&Code1=3518&Data=Count&SearchText=durham&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013f. NHS Profile (Leeds and Grenville). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CD&Code1=3507&Data=Count&SearchText=leeds%20and%20grenville&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013g. NHS Profile (Province of Ontario). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=PR&Code1=35&Data=Count&SearchText=ontario&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada 2013h. NHS Profile (County of Frontenac). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CD&Code1=3510&Data=Count&SearchText=frontenac&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en octobre 2015.
- Statistique Canada. 2013i. NHS Profile (United Counties of Stormont, Dundas and Glengarry). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CD&Code1=3501&Data=Count&SearchText=stormont&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en octobre 2015.
- Statistique Canada. 2013j. NHS Profile (City of Kingston). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3510010&Data=Count&SearchText=kingston&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en octobre 2015.
- Statistique Canada. 2013k. NHS Profiles (Alderville First Nation). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3514027&Data=Count&SearchText=alderville%20first%20nation&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.



- Statistique Canada. 2013l. NHS Profile (Town of Gananoque). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3507024&Data=Count&SearchText=gananoque&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013m. NHS Profile (City of Belleville). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3512005&Data=Count&SearchText=belleville&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013n. NHS Profile (City of Brockville). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3507015&Data=Count&SearchText=brockville&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013o. NHS Profile (City of Oshawa). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3518013&Data=Count&SearchText=oshawa&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013p. NHS Profile (City of Pickering). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3518001&Data=Count&SearchText=pickering&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013q. NHS Profile (City of Quinte West). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3512015&Data=Count&SearchText=quinte%20west&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013r. NHS Profile (Loyalist Township). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3511005&Data=Count&SearchText=loyalist&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013s. NHS Profile (Mississaugas of Scugog Island First Nation). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3518022&Data=Count&SearchText=mississaugas%20of%20scugog&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013t. NHS Profile (Tyendinaga Mohawk Territory). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3512004&Data=Count&SearchText=Tyendinaga%20Mohawk%20Territory&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.



- Statistique Canada. 2013u. NHS Profile (Municipality of Brighton). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3514004&Data=Count&SearchText=BRIGHTON&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013v. NHS Profile (Municipality of Clarington). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3518017&Data=Count&SearchText=clarington&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013w. NHS Profile (Municipality of Port Hope). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3514020&Data=Count&SearchText=port%20hope&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013x. NHS Profile (Town of Greater Napanee). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3511015&Data=Count&SearchText=greater%20napanee&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013y. NHS Profile (Town of Markham). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3519036&Data=Count&SearchText=markham&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013z. NHS Profile (Town of Whitby). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3518009&Data=Count&SearchText=whitby&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013aa. NHS Profile (Town of Whitchurch-Stouffville). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3519044&Data=Count&SearchText=whitchurch&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013ab. NHS Profile (Township of Alnwick /Haldimand). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3514024&Data=Count&SearchText=alnwick&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013ac. NHS Profile (Township of Augusta). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3507006&Data=Count&SearchText=augusta&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.



- Statistique Canada. 2013ad. NHS Profile (Township of Cramahe). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3514014&Data=Count&SearchText=cramahe&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013ae. Census Profile (Township of Edwardsburgh /Cardinal). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3507004&Data=Count&SearchText=edwardsburgh&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013af. NHS Profile (Township of Elizabethtown – Kitley). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3507014&Data=Count&SearchText=elizabethtown&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013ag. NHS Profile (Township of Front of Yonge). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3507017&Data=Count&SearchText=front%20of%20yonge&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013ah. NHS Profile (Township of Hamilton). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3514019&Data=Count&SearchText=hamilton&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013ai. NHS Profile (Township of Leeds and Thousand Islands). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3507021&Data=Count&SearchText=leeds%20and&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013aj. NHS Profile (Township of South Dundas). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3501020&Data=Count&SearchText=south%20dundas&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013ak. NHS Profile (Township of Stone Mills). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3511030&Data=Count&SearchText=stone%20mills&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.



- Statistique Canada. 2013al. NHS Profile (Township of Tyendinaga). Disponible au : <https://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3512001&Data=Count&SearchText=tyendinaga&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada 2013am. Chippewas of Georgina Island First Nation, IRI, Ontario. (Code 3519076) (Table). National Household Survey Profile. National Household Survey. Statistique Canada Catalogue no. 99-004-XWE. Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3519076&Data=Count&SearchText=chippewas&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté le 25 juillet 2014.
- Statistique Canada. 2013an. NHS Profile: Town of Prescott. Disponible au : http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/search-recherche/frm_res.cfm?Lang=E&TABID=1&Geo1=PR&Code1=01&PR=01&SearchType=Begins&SearchText=prescott. Consulté le 25 juillet 2014.
- Statistique Canada. 2013ao. NHS Profile: Akwesasne (Part 59). Disponible au : http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/prof/search-recherche/frm_res.cfm?Lang=E&TABID=1&Geo1=PR&Code1=01&SearchType=Begins&PR=01&SearchText=Akwesasne. Consulté le 10 septembre 2015.
- Statistique Canada. 2013ap. NHS Aboriginal Population Profile (County of Lennox and Addington). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/aprof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CD&Code1=3511&Data=Count&SearchText=lennox%20and%20addington&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013aq. NHS Aboriginal Population Profile (County of Northumberland). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/aprof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CD&Code1=3514&Data=Count&SearchText=northumberland&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013ar. NHS Aboriginal Population Profile (Hastings County). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/aprof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CD&Code1=3512&Data=Count&SearchText=hastings&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013as. NHS Aboriginal Population Profile (Regional Municipality of York). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/aprof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CD&Code1=3519&Data=Count&SearchText=york&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.



- Statistique Canada. 2013at. NHS Aboriginal Population Profile (Regional Municipality of Durham). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/aprof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CD&Code1=3518&Data=Count&SearchText=durham&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013au. NHS Aboriginal Population Profile (United Counties of Leeds and Grenville). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/aprof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CD&Code1=3507&Data=Count&SearchText=leeds%20and%20grenville&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013av. NHS Aboriginal Population Profile (Province of Ontario). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/aprof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=PR&Code1=35&Data=Count&SearchText=ontario&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en janvier 2014.
- Statistique Canada. 2013aw. NHS Aboriginal Population Profile (County of Frontenac). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/aprof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CD&Code1=3510&Data=Count&SearchText=frontenac&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en octobre 2015.
- Statistique Canada. 2013ax. NHS Aboriginal Population Profile (United Counties of Stormont, Dundas and Glengarry). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/aprof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CD&Code1=3501&Data=Count&SearchText=stormont&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en octobre 2015.
- Statistique Canada. 2013ay. NHS Aboriginal Population Profile (City of Kingston). Disponible au : <http://www12.statcan.gc.ca/nhs-enm/2011/dp-pd/aprof/details/page.cfm?Lang=E&Geo1=CSD&Code1=3510010&Data=Count&SearchText=kingston&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&Custom=&TABID=1>. Consulté en octobre 2015.
- Town of Gananoque. 2014. Consolidated Financial Statements, December 31, 2013. Disponible au : <http://www.gananoque.ca/sites/gananoque.ca/files/2013%20Statements.pdf>. Consulté en septembre 2015.
- Township of Augusta. Non daté. Business. Disponible au : <http://www.augusta.ca/businesses.htm>. Consulté en janvier 2014.
- Township of Cramahe. 2013b. Welcome to the Operations Department. Disponible au : <http://www.visitcramahe.ca/content/operations-department>. Consulté en octobre 2015.
- Township of Cramahe. 2013c. Cramahe Fire Department. Disponible au : <http://www.visitcramahe.ca/content/fire-services>. Consulté en octobre 2015.
- Township of Cramahe. 2013d. Committees of Council. Disponible au : <http://www.visitcramahe.ca/content/committees-council>. Consulté en août 2015.



- Township of Elizabethtown Kitley 2014. Township of Elizabethtown Kitley Consolidated Financial Statements. Disponible au :
<https://elizabethtownkitley.civicweb.net/document/2292/2013%20Financial%20Highlights.pdf?handle=34B7E03B45234D3E84A22F1C694397B5>. Consulté le 10 août 2015.
- Township of Front of Yonge. 2014. Mallorytown Country Market. Disponible au :
<http://www.frontofyonge.com/index.cfm/economic-development-committee/mallorytown-country-market/>. Consulté en janvier 2014.
- Township of Hamilton. Non daté - a. Select Category. Disponible au :
http://www.ylm.ca/ylm/ylm_home.aspx?l=1&pageview=cat_search&f=161. Consulté en janvier 2014.
- Township of Hamilton Non daté - b. Welcome to the Township of Hamilton. Disponible au :
<http://www.hamiltontownship.ca/>. Consulté en janvier 2014.
- Township of Leeds and Thousand Islands. 2013. Business Directory. Disponible au :
<http://business.leeds1000islands.ca/>. Consulté en janvier 2014.
- Township of Stone Mills 2015. Corporation of the Township of Stone Mills Consolidated Financial Statements 2014. Disponible au :
<https://stonemills.civicweb.net/document/3951/2014-12-31%20StoneMills%20wFS.PDF?handle=88C450850BA64ACE94D2CD116A3C757A>. Consulté le 10 août 2015.
- Township of Tyendinaga. Non daté. Business Directory. Disponible au :
<http://www.tyendinagatownship.com/upload/Business%20Directory.pdf>. Consulté en janvier 2014.
- United Counties of Leeds and Grenville. 2013a. Key Industries. Disponible au :
<http://www.leedsgrenville.com/en/invest/ouruniqueadvantage/keyindustries.asp>. Consulté en janvier 2014.
- United Counties of Leeds and Grenville. 2013b. Township of Front of Yonge. Disponible au :
<http://www.leedsgrenville.com/en/govern/Frontofyonge.asp>. Consulté en janvier 2014.
- United Counties of Leeds and Grenville. 2013c. Township of Leeds and Thousand Islands. Disponible au :
<http://www.leedsgrenville.com/en/invest/profile/Leedsandthousandislands.asp>. Consulté en janvier 2014.
- United Counties of Leeds and Grenville. 2013d. Business Directory. Disponible au :
<http://directory.leedsgrenville.com/en/businessdirectory/search.aspx?s=true&communityIds=949cf6b6-c4c1-4b28-b2ac-80ac0751c7f0¤tPage=2&loadFlexFields=False&pageSize=10§orIds=b7bd358b-482f-44c9-bc94-9e37f6bb9d43>. Consulté en janvier 2014.
- United Counties of Leeds and Grenville. 2013e. Town of Prescott. Disponible au :
<http://www.leedsgrenville.com/en/invest/profile/Prescott.asp>. Consulté en janvier 2014.
- United Counties of Leeds and Grenville. 2013f. Township of Augusta. Disponible au :
<http://www.leedsgrenville.com/en/invest/profile/Augusta.asp>. Consulté en janvier 2014.



- United Counties of Leeds and Grenville. 2013g. Major Employers. Disponible au : <http://www.leedsgrenville.com/en/invest/profile/majoremployers.asp>. Consulté en janvier 2014.
- Welch LLP. 2014a. Corporation of the city of Belleville consolidated financial Statements Year Ended December 31, 2013. Disponible au : http://belleville.ca/images/uploads/City_of_Belleville_Financial_Statements_2013.pdf. Consulté le 10 août 2015.
- Welch LLP 2014b. Corporation of the town of Greater Napanee Consolidated Financial Statements 2013. Disponible au : http://www.greaternapanee.com/en/townhall/resources/Budget-Financial-Reports-Grants/Town_of_Greater_Napanee_2013_Financial_Statements.pdf. Consulté le 10 août 2015.
- Welch LLP. 2014c. Financial Statements for the Mohawk Council of Akwesasne. Disponible au : http://www.akwesasne.ca/sites/default/files/mcaannualreport/financial_statement_2014.pdf. Consulté le 10 septembre 2015.
- Whitby Economic Development. Non daté. Business Sectors. Disponible au : <http://www.choosewhitby.ca/en/businesssectors.asp>. Consulté en mars 2014.
- Whitchurch-Stouffville's Online Directory and Tourism Guide. 2014. Economy. Disponible au : <http://www.stouffville.com/about-whitchurch-stouffville/economy/>. Consulté en janvier 2014.
- Wilkinson and Company LLP. 2014. Mohawks of the Bay of Quinte Consolidated Financial Statements 2013-2014 (Mars 2014). Disponible au : <http://www.mbq-tmt.org/assets/Administration/MohawksOfTheBayofQuinteConsolidatedFinancialStatementsasofMarch312014.pdf>. Consulté le 10 août 2015.
- York Region Economic Strategy. 2011. York Region Employment Survey and Business Directory. Disponible au : <http://www.investinyork.ca/businessdirectory>. Consulté en janvier 2014.

Propriété de ses employés et forte d'une expérience de plus de 50 ans, Golder Associés, une organisation d'envergure mondiale, a pour raison d'être de contribuer au développement de la Terre tout en préservant son intégrité. Nous fournissons à nos clients des solutions durables comprenant une gamme étendue de services spécialisés en consultation, conception et construction dans les domaines des sciences de la Terre, de l'environnement et de l'énergie.

Pour en savoir plus, visitez golder.com

Afrique	+ 27 11 254 4800
Asie	+ 86 21 6258 5522
Océanie	+ 61 3 8862 3500
Europe	+ 44 1628 851851
Amérique du Nord	+ 1 800 275 3281
Amérique du Sud	+ 56 2 2616 2000

solutions@golder.com
www.golder.com

Golder Associés Ltée
9200, boul. de l'Acadie, bureau 10
Montréal (Québec) H4N 2T2
Canada
T: +1 (514) 383 0990



Modification Annexe 1-10
Le Rapport de Roland Priddle (Novembre 2015)

Le projet Énergie Est et l'intérêt public canadien

Un élément important et stratégique de l'infrastructure nationale

Roland Priddle

Mis à jour en novembre 2015

Le projet Énergie Est sert l'intérêt national parce qu'il crée un nouvel élément important et stratégique de l'infrastructure canadienne procurant des avantages locaux, régionaux, sectoriels et nationaux. La rétention des actifs de transfert dans les services gaziers est à la fois coûteuse et inutile. Les préoccupations éventuelles des utilisateurs du gaz sont rejointes avec à-propos par les demandes d'Énergie Est et de TransCanada et par le fonctionnement du marché continental.

Le projet Énergie Est et l'intérêt public canadien

Table des matières

Le projet Énergie Est et l'intérêt public canadien	2
Liste des acronymes et des abréviations	4
Objet	6
Sommaire	7
1. L'Office national de l'énergie et l'intérêt public	9
2. Rétrospective des oléoducs sous réglementation fédérale et de l'intérêt public	9
Conclusion :	13
3. Le projet Énergie Est constitue un élément important et stratégique de l'infrastructure nationale dans l'intérêt public	14
a. Le Projet est selon tous les critères une entreprise gigantesque très remarquable	14
b. Le projet a d'importantes répercussions générationnelles	17
c. Le Projet atteint l'objectif de la politique énergétique de longue date visant l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement en pétrole de la partie continentale de l'est du Canada	18
Conclusion :	22
d. Le Projet entraînerait la diversification recherchée des marchés pour le pétrole canadien	22
Conclusion :	25
e. Le Projet procurerait d'importants avantages liés à la liberté de choisir des négociants de pétrole	26
Conclusion :	27
f. Le Projet aiderait à veiller à ce que le pétrole brut canadien enclavé ne soit plus à l'avenir « piégé » à grands frais pour les secteurs privé et public	27
Conclusion :	30
g. En prémunissant contre le piégeage, le Projet permettrait aux investisseurs d'avoir confiance en la mise en valeur à long délai de ressources pétrolières en amont	30
Conclusion :	36
4. Le Projet étendrait l'expérience de maintenir et d'exploiter un oléoduc majeur à quelque 2 500 kilomètres du Manitoba jusqu'au Nouveau-Brunswick, en passant par le nord de l'Ontario et le Québec	37

Conclusion :	37
5. Le transfert d’actifs, qui est essentiel au Projet, est dans l’intérêt public parce qu’il favorise le bien-être de la collectivité	38
Le réseau principal de TransCanada, y compris le raccourci North Bay, est une ressource nationale détenue en propriété privée et il est dans l’intérêt public de garantir son utilisation optimale	38
L’intérêt public s’assimile au bien-être de la collectivité qui, dans le présent cas, est la nation	40
L’intérêt public que l’Office soutient est, tout compte fait, l’intérêt national	41
L’application de la norme de l’intérêt public national ne permet généralement pas de satisfaire à tous les intérêts concurrents	42
Perspective appropriée quant aux répercussions (financières) économiques négatives éventuelles qui peuvent être associées à l’approbation du transfert et à d’autres approbations demandées	44
Conclusion :	47
Pièce jointe A	48
L’examen des questions d’intérêt public par l’Office	48
La position générale de l’Office sur l’intérêt public	48
La position de l’Office (et des commissions) sur l’intérêt public relative à certaines demandes de certificat	49
Instance du projet d’agrandissement Alberta Clipper — OH-4-2007 — Février 2008	49
Instance de TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. — OH-1-2009 — Mars 2010	49
La Commission d’examen conjoint (la « CEC ») dans l’instance du projet Enbridge Northern Gateway (« ENG ») — OH-4-2011-2013.....	50
Commentaires de nature générale	50
Commentaires quant aux éléments spécifiques de l’intérêt public	51
Roland Priddle : diplômes, expérience et expertise	53

Liste des acronymes et des abréviations

ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
AIE	Agence internationale de l'énergie
b	Baril
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
BST	Bureau de la sécurité des transports
CBdC	Le Conference Board du Canada
CEC	Commission d'examen conjoint pour le projet Enbridge Northern Gateway
CÉO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CTC	Commission des transports du Canada
EDC	Exportation et développement Canada
Énergie Est	Oléoduc Énergie Est Ltée (le demandeur)
ENG	Enbridge Northern Gateway
EST	Entente de service de transport
É.-U.	États-Unis
GJ	Gigajoule
IRPP	Institut de recherche en politiques publiques
Mdd	Motifs de décision (de l'Office national de l'énergie)
Office	Office national de l'énergie
ONÉ	Office national de l'énergie
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PADD	Petroleum Administration for Defense District (des États-Unis)
PARTM	Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain
PRPE	Projet du réseau principal de l'Est de TransCanada

Roland Priddle – Le projet Énergie Est et l'intérêt public canadien

SDL	Sociétés de distribution (de gaz) locales
SRPU	Système de répartition du pétrole en cas d'urgence de l'AIE
WCS	Brut de choix de l'Ouest canadien
WTI	Brut de référence West Texas Intermediate

Objet

Oléoduc Énergie Est Ltée (« Énergie Est ») et TransCanada Pipelines Limited (« TransCanada ») m'ont demandé de donner un avis quant à l'intérêt public aux fins d'inclusion dans la preuve présentée à l'appui des demandes d'approbation du projet Énergie Est et du projet du réseau principal Est.

Mon rapport a pour objet d'aider à contribuer aux décisions d'intérêt public que l'Office national de l'énergie (l'« Office ») est tenu par la loi de rendre à l'égard de la proposition visant la création d'un oléoduc qui assurera le transport du pétrole provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (le « BSOC ») vers la Côte atlantique du Canada.

Mon rapport est l'un de quatre qui sont fournis à l'Office pour contribuer à ses décisions d'intérêt public. Les trois autres rapports, soit ceux du Conference Board du Canada (le « CBdC »), de Concentric Energy Advisors (« Concentric ») et d'IHS (ci-après, les « rapports »), comportent des évaluations quantitatives des répercussions économiques et fiscales du Projet, y compris ses avantages commerciaux et se rapportant à l'approvisionnement et au marché. Mon rapport est plus qualitatif et moins exhaustif, mettant en relief un nombre limité de domaines ayant trait à la décision d'intérêt public de l'Office dans l'intention de compléter l'information qui se trouve dans ces rapports.

Mon rapport offre une rétrospective de l'historique de 56 ans du secteur des oléoducs de pétrole brut au Canada, sous la supervision de l'Office, au chapitre des répercussions en matière de sécurité et d'environnement. De plus, il comporte des observations sur un certain nombre d'avantages qui sont d'intérêt public et que le Projet procurerait au Canada et à la population canadienne, et il met les répercussions éventuelles dans le contexte général des résultats pertinents des mesures de réglementation du passé et de l'exploitation des marchés du gaz continentaux qui sont très favorables aux expéditeurs, aux distributeurs et aux consommateurs canadiens.

Mes commentaires sont offerts par Énergie Est et TransCanada à l'Office pour que celui-ci les examine et les prenne en considération dans la formulation de ses conclusions et recommandations quant à savoir si le Canada et la population canadienne seraient gagnants ou perdants si le Projet est construit et exploité.

Sommaire

Le présent rapport débute par une rétrospective. Les oléoducs de pétrole brut longue distance sous réglementation fédérale sont construits et exploités au Canada depuis 74 ans sans causer de dommages permanents importants à l'environnement naturel. L'Office national de l'énergie et ses organismes devanciers ne se sont donc jusqu'ici jamais trompés en recommandant des certificats d'utilité publique comme ceux qui sont maintenant demandés par Énergie Est et pour le projet du réseau principal de l'Est.

Le rapport conclut que les avantages procurés au Canada et à la population canadienne par le secteur des oléoducs l'emportent de loin sur les inconvénients sociaux qui y sont associés. La population canadienne est incontestablement bien plus avantagée en présence de l'infrastructure pipelinière de la nation qu'en son absence. Il ne peut y avoir de doute que l'intérêt public canadien a été bien servi par ce secteur et les autorités qui le réglementent.

La géographie des oléoducs canadiens, qui a été établie à la fin des années 1940 et au cours des années 1950, a bien servi le Canada et continuera de le faire. Elle demeure néanmoins orientée vers ses objectifs initiaux, soit d'approvisionner les raffineries nationales depuis le Pacifique jusqu'au Saint-Laurent et de s'étendre premièrement aux États frontaliers des États-Unis et, tout récemment, vers le sud jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique.

Maintenant, Énergie Est, répondant aux bouleversements considérables des forces du marché continental du pétrole et du gaz, créera dans un laps de temps d'une brièveté exceptionnelle et en causant beaucoup moins de perturbations en surface que ne le ferait un tout nouvel oléoduc, un nouvel élément stratégique significatif d'infrastructure nationale dans l'intérêt public, en faisant essentiellement un usage optimal de certaines installations qui sont utilisées et utiles, mais qui ne sont plus nécessaires aux services gaziers. Le Projet permettra : d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement en pétrole pour l'est du Canada; de diversifier les marchés pour les ressources de pétrole brut enclavées dans l'Ouest canadien; d'assurer aux négociants de pétrole une vraie liberté de choisir; d'aider à veiller à ce que le pétrole brut de l'Ouest ne soit dorénavant plus « piégé » à grands frais pour les secteurs privé et public en raison de son manque de capacité de transport; d'apporter aux investisseurs dans des projets de mise en valeur du pétrole à long délai d'exécution ainsi que dans des activités de traitement en aval la certitude que leurs produits et leurs charges d'alimentation, respectivement, pourront être transportés.

Le Projet doit être considéré dans la perspective de l'offre et de la demande de pétrole à l'échelle mondiale et, en raison de ses ressources pétrolières gigantesques, du rôle que joue le Canada en tant que fournisseur d'énergie de premier plan au 21^e siècle. Pour acquérir ce statut, le pétrole brut de l'Ouest canadien doit avoir accès aux marchés du bassin de l'Atlantique et au-delà. Énergie Est constitue le seul moyen d'atteindre cet objectif.

Le projet Énergie Est constituera un apport considérable au stock national de capital producteur de richesse et sa construction et son exploitation généreront des revenus partout au pays, et ce, au grand avantage économique et social de la population canadienne. À une époque où tous les ordres de

gouvernements canadiens mettent l'accent sur l'importance de la création et du renouvellement d'infrastructures, souvent aux dépens des contribuables, Énergie Est ajoutera quelque 15,6 G\$ en nouvelles infrastructures, et le projet du réseau principal de l'Est connexe y ajoutera pour sa part 2,1 G\$ supplémentaire, les deux étant entièrement aux frais du privé. Les avantages locaux, régionaux et nationaux qui en découlent auront des retombées générationnelles permanentes très positives sur l'intérêt public.

Au niveau local important, Énergie Est contribuera au bien-être économique et social en créant un flux de longue durée de revenus de travail, de taxes municipales et de paiements de servitude par des propriétaires fonciers qui revêtira une importance proportionnelle surtout dans des régions jusqu'ici économiquement défavorisées au Manitoba, dans le nord de l'Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick. L'intérêt public canadien pèse également dans la balance à ce niveau.

Le transfert d'actifs, bien entendu crucial pour la coalescence ultime, doit être considéré comme étant dans l'intérêt public parce qu'il favorise le bien-être de la collectivité qui, dans le cas du présent projet global, est la nation. Le réseau principal de TransCanada qui relie Alberta au Québec (le « réseau principal ») constitue une ressource nationale précieuse détenue en propriété privée créée en vue d'objectifs de politique nationale, dont l'utilisation subit les contrecoups des variations considérables actuelles des débits de gaz sur le continent, et dont l'adaptation se traduira par une utilisation accrue et améliorée des services pétroliers, ce qui va dans le sens des votes du marché. Les constituants du réseau principal qui sont destinés à être convertis ne peuvent pas être laissés inutilement captifs du contexte commercial très difficile persistant auquel le réseau principal fait face.

L'Office étudiera soigneusement toute répercussion fâcheuse perçue du projet proposé et, ce faisant, il reconnaîtra sans doute qu'il est impossible de préserver avec succès tous les avoirs au cours du processus de prise de décision réglementaire, que le secteur de la consommation du gaz est énormément favorisé dans la présente conjoncture énergétique persistante et que l'intérêt fondamental des distributeurs de gaz et des consommateurs éventuellement touchés, à savoir en ce qui concerne la qualité du service de transport fourni par TransCanada et la capacité concurrentielle du gaz, est assuré, d'une part par le projet du réseau principal de l'Est de TransCanada et, d'autre part, par l'exploitation du marché du gaz intégré en Amérique du Nord.

1. L'Office national de l'énergie et l'intérêt public

L'intérêt public que l'Office national de l'énergie (l'« ONÉ » ou l'« Office ») évalue et prend en considération dans sa prise de décision et ses recommandations est celui de l'ensemble de la population canadienne, à l'échelle locale, régionale et nationale, y compris les générations futures. Il se fonde sur les positions de particuliers ainsi que sur la politique économique et énergétique actuellement formulée par le gouvernement, sans toutefois s'y limiter. L'intérêt public est susceptible de se modifier avec le temps suivant l'évolution des valeurs et des préférences. Des considérations d'ordre environnemental, social et économique, dont certaines peuvent se chevaucher, sont incluses dans la preuve déposée devant l'Office pour être pesées et équilibrées en fonction des circonstances de chaque cas individuel de façon intégrée qui tient compte de leurs interactions. La conclusion de l'Office quant à l'intérêt public concilie l'ensemble des intérêts concurrents politiques, économiques et sociaux.

La présente compréhension de l'interprétation par l'Office de l'intérêt public repose en partie sur des instances antérieures de demande de certificat visant des oléoducs, lesquelles sont résumées à la **pièce jointe A** du présent rapport.

2. Rétrospective des oléoducs sous réglementation fédérale et de l'intérêt public

1. La construction, l'exploitation et, le cas échéant, l'abandon d'oléoducs de pétrole brut sous réglementation fédérale au cours d'une période de 74 ans¹ n'ont jamais causé de dommages permanents majeurs à l'environnement naturel. En termes exprimés pour la première fois en droit canadien dans le *Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement (PEEE)* pris par le gouvernement fédéral en 1984, les oléoducs canadiens de pétrole brut interprovinciaux et internationaux n'ont produit aucun effet environnemental négatif important. Étant donné l'absence de tels effets environnementaux négatifs importants il ne peut s'être produit des effets socio-économiques négatifs associés à l'environnement. Il s'agit d'un fait important qui mérite de s'inscrire dans le dossier public de la présente instance.
2. L'ONÉ, et d'ailleurs son organisme prédécesseur, la Commission des transports du Canada (la « CTC »), ne s'est donc jamais trompé à cet égard important dans la délivrance de certificats

¹ Le premier oléoduc de pétrole brut important sous réglementation fédérale a été le Montreal Pipe Line, lequel a été construit en 1941 et constituait la partie canadienne du réseau reliant Portland (Maine) à Montréal (Québec). L'oléoduc achemine le pétrole brut étranger au Canada pour être raffiné en produits pétroliers (essence, carburant diesel, mazout de chauffage, carburacteur, mazout industriel) et pétrochimiques. Source : <http://www.pmpl.com/a-propos-de-nous/>

d'utilité publique (ordonnances dans le cas de la CTC) visant la construction et l'exploitation d'oléoducs.

3. L'Office a sans doute tiré des leçons en matière de réglementation de l'exploitation de pipelines². Des normes continuellement améliorées lui ont permis de mûrir sa réglementation de l'exploitation et d'en approfondir la pratique, et ce, jusqu'à l'abandon, inclusivement, à mesure qu'il a développé et adopté des pratiques exemplaires³. Les pratiques de décennies antérieures ont été mises à jour en vue d'assurer la sécurité et la protection de l'environnement en l'état actuel des réalisations, ce qui est bien entendu typique du progrès technique d'une économie avancée : pensons par exemple au progrès similaire en matière de sécurité automobile et routière.
4. La construction et l'exploitation d'oléoducs au Canada ont fait croître la richesse nationale de même que le revenu national, directement et indirectement. Directement, en augmentant le stock de capital national et par la création de revenus et de recettes publiques qui en découlent. Indirectement, en favorisant la mise en valeur et la monétisation de ressources enclavées de l'Ouest canadien, de sorte que le secteur pétrolier est devenu pendant de nombreuses décennies⁴ un moteur de l'économie canadienne et un contributeur à la société canadienne⁵.

² Le livre du capitaine Peter Lewington, *No Right of Way: How Democracy Came to the Oil Patch*, Toronto, Fitzhenry & Whiteside, 1991, explique probablement de la meilleure façon les leçons tirées par l'Office et le secteur des pipelines. Le récit débute en 1949 avec la découverte par Lewington d'un jalon de géomètre de pipelines sur sa ferme et se termine bien par un remerciement adressé à l'Office pour le progrès accompli dans la manière de répondre aux inquiétudes des propriétaires fonciers en matière d'environnement, progrès que Lewington qualifie en 1991 de « en évolution constante » (*The NEB Revisited*, chapitre 22).

³ L'office enquêtait dès 1961 les défaillances de pipeline (Rapport annuel, 1961, page 10 relativement aux défaillances de gazoduc), communiquait depuis au moins 1965 les fuites, les bris et les fonctionnements défectueux (Rapport annuel, 1965, pages 5 et 6), insistait sur le fait que les aspects sécuritaires de la conception, de l'exploitation et de la maintenance des pipelines le préoccupaient grandement et que les défaillances et les fonctionnements défectueux lui soient rapportés immédiatement et fassent l'objet d'une enquête (Rapport annuel, 1972, page 22), soulignait que la protection de l'environnement le préoccupait de façon importante au moment de l'évaluation des demandes qui lui étaient soumises et expliquait son approche multidisciplinaire pour examiner les questions d'ordre environnemental (Rapport annuel, 1973, page 26. Environnement Canada a été créé en 1971).

⁴ Le dynamisme créé par la mise en valeur des ressources pétrolières de l'Ouest canadien à la suite de la découverte du brut léger à Leduc, en Alberta, en 1947 a rapidement été reconnu, voir par exemple le livre de Hanson, Eric J., *Dynamic Decade, The Evolution and Effects of the Oil Industry in Alberta*, Toronto, McClelland and Stewart, 1958. M. Hanson était professeur d'économie à la University of Alberta.

⁵ La commission accepte la déclaration de Northern Gateway selon laquelle « le secteur pétrolier a été et demeure un des principaux moteurs de la croissance économique et de la prospérité du pays ». Source : [Rapport de la commission d'examen conjoint sur le projet Enbridge Northern Gateway](#), Volume 2, *Considérations*, page 351.

5. Les pipelines sous réglementation fédérale se sont révélés d'utilité publique à ces égards et en approvisionnant en charges d'alimentation de pétrole brut extrait des réserves canadiennes de l'Ouest les raffineries intérieures d'où proviennent, depuis le début de la période de l'après- Seconde Guerre mondiale, la majeure partie des produits pétroliers utilisés par la population canadienne. Comme l'a conclu le rapport de la Commission royale d'enquête sur l'énergie de 1958 : *Au Canada, là où les principales régions de production et de consommation du pétrole sont séparées par de très grandes distances, le pipeline offre le seul moyen pratique de transporter le pétrole brut*⁶. Les combustibles utilisant du pétrole, les lubrifiants, l'asphalte et les produits chimiques dérivés du pétrole sont absolument essentiels à la vie au Canada et au maintien des normes élevées de vie et de confort de la population canadienne.
6. Ces pipelines, et dans certains cas, leurs constituants américains, sont soumis à la réglementation des autorités fédérales respectives et d'autres territoires provinciaux et étatiques, par exemple l'Illinois, l'Indiana, le Maine, le Manitoba, le Michigan, le Minnesota, le New Hampshire, le Vermont et le Wisconsin. Certains résidents de ces territoires pourraient juger avoir en conséquence assumé pendant de nombreuses décennies les risques environnementaux liés aux pipelines et aux milieux marins avec très peu d'avantages compensatoires aux fins de l'approvisionnement en pétrole des consommateurs de l'Ontario et du Québec⁷.
7. Dans la pratique, ces risques se sont révélés négligeables et les effets environnementaux fâcheux susceptibles d'être atténués parce que les pipelines constituent la méthode la plus inoffensive de transport d'énergie de masse en ce qui concerne la perturbation physique des terrains, les émissions dans l'atmosphère et dans l'eau, la pollution visuelle et sonore, les enjeux de santé humaine éventuels et les dangers physiques pour le public comparativement, par

⁶ Commission royale d'enquête sur l'énergie, Premier rapport, octobre 1958, page 43, paragraphe 28.

⁷ Consultations de la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CÉO ») sur le projet Énergie Est, *Part One Summary*, pages 15-16, *Actions Suggested by Participants: Government of Ontario: Be clear in identifying why Ontario should take on the environmental risk in the absence of strong economic benefits*. Source : http://www.ontarioenergyboard.ca/html/oebenergyeast/documents/Part%20One%20Summary_July%2010%202014.pdf
Dans son rapport subséquent au ministre, la CÉO a exprimé l'avis suivant : « *Comme pour tous les oléoducs, les avantages iront principalement à la région produisant les marchandises entrant dans l'oléoduc et la région retirant les marchandises de celui-ci. Cela entraîne un déséquilibre entre les risques inhérents au Projet et les avantages attendus pour les Ontariens.* » Source : CÉO, *Donner la parole aux Ontariens sur le projet Énergie Est : Rapport au ministre*, 13 août 2015, chapitre 7, *Conclusion*, page 89, *Équilibre entre les risques et les avantages pour les Ontariens*. Source : http://www.ontarioenergyboard.ca/html/oebenergyeast/documents/report_to_minister/energyeast_report_to_minister_FR.pdf

exemple, au transport routier⁸, au transport ferroviaire⁹ et aux installations de transmission de l'électricité à haute tension¹⁰.

8. Les rapports du Bureau de la sécurité des transports (le « BST ») renferment des renseignements sur les volumes de pétrole importants déversés dans l'environnement par les pipelines réglementés par l'ONÉ au cours des 25 dernières années. Au cours de la période de 1990 à 2015, le BST a enquêté et présenté au public un rapport sur 10 défaillances d'oléoducs de pétrole brut impliquant le déversement d'un produit dans l'environnement¹¹. Le déversement le plus récent au sujet duquel le BST a fait rapport est survenu il y a 2 ans, soit en août 2013, et le rapport d'enquête sur ce déversement a été publié le 4 décembre 2014. Le BST signale n'avoir, en date de novembre 2015, aucune enquête active en cours visant des défaillances d'oléoducs de pétrole brut. Dans 7 de ces 10 rapports d'enquête sur des oléoducs de pétrole brut, le BST a enregistré les volumes de pétrole brut déversés et récupérés : la proportion récupérée directement s'élevait à environ 85 % du volume déversé. Dans le cas des déversements de pétrole brut côtiers, la procédure habituellement suivie vise à récupérer le pétrole échappé par camion-citerne sous vide, à excaver le sol contaminé aux fins de biorestauration conformément aux normes provinciales et à remplacer le sol excavé par du sol propre.

⁸ Les effets et le contrôle des écoulements nocifs sur les routes et leur gestion sont largement documentés. Au Canada, l'épandage de sel a une incidence nuisible importante sur la végétation et les plans d'eau à proximité des routes. Prenons, par exemple, les trois premières sous-rubriques de la rubrique TRANSPORTATION STORMWATER dans la source suivante : <http://www.nrdc.org/water/files/afterthestorm.pdf>. Le libellé standard sur la gestion des eaux pluviales en Ontario stipule que : [TRADUCTION] *Les écoulements d'eaux pluviales en milieu urbain peuvent contenir des quantités élevées de particules solides en suspension, de nutriments, de bactéries, de métaux lourds, d'huile, de graisse et de pesticides, ainsi que du sodium et du chlore provenant du sel de voirie.* Source : Ministère de l'Environnement, Stormwater Management and Design Planning Manual, 2003, page 1-9.

⁹ Source : *Pipelines Are Safest for Transportation of Oil and Gas*, Manhattan Institute for Policy Research, Issue Brief No. 23, juin 2013 http://www.manhattan-institute.org/html/ib_23.htm#VCv99vldXDM. Dans la publication, le tableau 6, *Comparative Statistics for Petroleum Incidents Rates: Onshore Transmission Pipelines vs Road and Railway (2005-09)*, et le tableau 7, *Comparison of Hazmat Fatality Statistics, Operator Personnel and General Public for Road, Rail and Pipeline (2005-09)*, présentent des statistiques à cet effet. En termes de nombre d'incidents, selon les données du tableau 6, la publication indique que *le transport routier avait le taux d'incidents le plus élevé avec un taux annuel de 19,95 par milliard de tonnes par mille, suivi du transport ferroviaire avec 2,08, du transport par gazoduc, avec 0,89 et du transport pipelinier des liquides dangereux avec 0,58.* Le tableau 7 indique que, pour le transport des matières dangereuses au cours de la même période de cinq années, les pipelines de liquides étaient 25 fois plus sécuritaires que le transport ferroviaire et 73 fois plus sécuritaire que le transport routier.

¹⁰ Les principales inquiétudes du public quant aux câbles électriques de transmission aériens sont, en ordre d'importance, l'esthétique, la valeur des propriétés et la santé. Source : Lloyd Cibulka pour la California Energy Commission, 2012, voir la page 4 de la présentation suivante : http://uccs.ucdavis.edu/assets/event-assets/event-presentations/l_cibulka

¹¹ Le BST enquête sur les circonstances d'un événement lorsqu'il est fort probable qu'une telle enquête améliorera la sécurité des transports et qu'elle réduira les risques auxquels sont exposés les personnes, les biens ou l'environnement. L'enquête du BST comprend trois étapes : le travail sur le terrain, l'étape d'examen et d'analyse et la production du rapport. Source : <http://www.tsb.gc.ca/fra/enquetes-investigations/index.asp>

9. Le BST améliore la sécurité du transport notamment en formulant des recommandations en vue d'éliminer des lacunes en matière de sécurité : le BST a attribué publiquement la cote « Attention entièrement satisfaisante » à la totalité des 20 réponses aux recommandations en matière de sécurité pipelinière qu'il avait faites auprès de l'ONÉ au cours des 25 dernières années^{12 13}. Le dernier rapport annuel du BST indique ce qui suit : *Aucune recommandation n'a été formulée sur la sécurité des pipelines en 2014-2015. Comme toutes les recommandations relatives aux pipelines du BST ont reçu la cote **entièrement satisfaisante**, aucune réponse aux recommandations n'a été réévaluée*¹⁴. La désignation « entièrement satisfaisante » représente la cote la plus élevée du Bureau. Le BST publie également des listes de surveillance des enjeux qui font courir les plus grands risques au système de transport du Canada. Des listes de surveillance ont été publiées en 2010, en 2012 et en 2014, et les pipelines n'ont jamais figuré sur celles-ci¹⁵.

Conclusion : On peut sans conteste assurer que, du point de vue de la rétrospective ci-dessus, les avantages que procure au Canada et à la population canadienne le secteur des oléoducs l'emportent de loin sur les inconvénients sociaux, notamment environnementaux, qui y sont associés. Par conséquent, la population canadienne a toujours été et est bien plus avantagée en présence des pipelines de la nation qu'en leur absence¹⁶. Le seul fait de s'imaginer ne serait-ce que l'espace d'un instant ce que serait un pays dépourvu d'oléoducs de pétrole brut prouve la validité de cette affirmation. Il est donc raisonnable de conclure que l'intérêt public est bien servi depuis plus d'un demi-siècle par l'Office et par les oléoducs de son ressort. Il est également raisonnable de conclure que la technologie d'ingénierie des pipelines de la deuxième demie de la deuxième décennie du 21^e siècle sera en mesure d'assurer la réalisation et l'exploitation d'un oléoduc majeur, partiellement nouveau, partiellement adapté, du moins dans d'aussi bonnes conditions de sécurité et d'une aussi bonne manière que le fait l'infrastructure nationale existante d'oléoducs sous réglementation fédérale.

¹² BST, *Rapport annuel au Parlement 2013-2014*, 20 août 2014, Évaluations du Bureau des réponses aux recommandations. Source : <http://www.tsb.gc.ca/fra/publications/ann/2014/2013-2014.asp>

¹³ Selon le BST, en 2011, dans le réseau de pipeline canadien sous autorité fédérale, 34 compagnies ont fait circuler 191 millions de mètres cubes de pétrole (1,2 milliard de barils) le long de 17 508 kilomètres de conduites principales et d'amenées pour le pétrole. Source : <http://www.tsb.gc.ca/fra/pipeline/index.asp>

¹⁴ Rapport annuel au Parlement du BST, 2014-2015, Source : <http://www.tsb.gc.ca/fra/publications/ann/2015/index.html>, voir *Recommandations et avancées sous Secteur des pipelines*.

¹⁵ BST, Liste de surveillance 2014. Source : <http://www.tsb.gc.ca/fra/surveillance-watchlist/index.asp>.

¹⁶ La commission d'examen conjoint (la « CEC ») sur le projet Enbridge Northern Gateway (le « projet ENG ») a formulé la recommandation relative à l'intérêt public qu'elle était tenue de faire dans les termes suivants : *Au terme de son processus, la commission doit faire une recommandation sur la question de savoir si le projet est dans l'intérêt public ou non. La réalisation du projet serait-elle avantageuse ou nuisible pour le Canada et la population canadienne? (Rapport de la commission d'examen conjoint sur le projet Enbridge Northern Gateway, Volume 2, Considérations, page 1).*

3. Le projet Énergie Est constitue un élément important et stratégique de l'infrastructure nationale dans l'intérêt public¹⁷

a. Le Projet est selon tous les critères une entreprise gigantesque très remarquable

10. Le projet Énergie Est est environ deux fois plus important au chapitre du coût en capital et de la capacité disponible que les deux autres projets pipeliniers qui transporteraient le pétrole brut de l'Ouest aux côtes canadiennes et dans un cas à des raffineries canadiennes, soit le projet Enbridge Northern Gateway et le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain. Le Projet se distingue également de ces deux autres pipelines par les caractéristiques suivantes :
- Les charges d'alimentation qu'il transporte peuvent remplacer les approvisionnements importés aux raffineries canadiennes;
 - Le pétrole brut a toujours été manié en toute sécurité en volumes importants à son point de livraison maritime ultime près de Saint John, au Nouveau-Brunswick, et ce, depuis plus d'un demi-siècle;
 - Ce point de livraison donne accès au bassin de l'Atlantique et au-delà, soit des marchés qui ont jusqu'ici échappé à la portée du pétrole brut de l'Ouest canadien transporté par pipeline.
11. Du fait de l'adaptation de 3 000 kilomètres de gazoducs existants de grande qualité, le projet Énergie Est peut être construit dans un laps de temps d'une brièveté exceptionnelle pour répondre aux besoins du marché, ne nécessitant qu'une fraction de l'acquisition foncière et de la perturbation en surface locale que comporte la construction d'un pipeline entièrement nouveau.
12. Néanmoins, du fait qu'il nécessite des dépenses en immobilisations au titre de nouvelles infrastructures pétrolières de l'ordre d'environ 15,6 G\$ et qu'il donne lieu à des dépenses au projet du réseau principal de l'Est (le « PRPE ») de 2,1 G\$ supplémentaires, toutes deux exprimées en dollars de 2013, le projet Énergie Est constitue un investissement considérablement supérieur à tout autre projet figurant sur la liste de 2015 du site Web populaire intitulé *Top 100 Canada's Biggest Infrastructure Projects*¹⁸.

¹⁷ Ces mots sont tirés et adaptés de la CEC sur le projet ENG qui écrivait à la page 394 du Volume 2, *Considérations*, de son rapport ... *si l'oléoduc d'exportation de pétrole se réalise... il pourrait constituer un ajout important et stratégique pour le réseau pipelinier de l'Ouest canadien dans son ensemble* et à la page 388 ... *le projet pourrait devenir une infrastructure stratégique d'intérêt national*. L'auteur du présent rapport croit fermement que ces caractérisations s'appliquent également au projet Énergie Est.

¹⁸ Source : <http://top100projects.ca/energy-tops-top-100-as-mega-project-spending-soars/>

13. En outre, à la différence des principaux projets figurant sur cette liste, qui sont des installations hydro-électriques, des ponts et des transports en commun rapides en site propre, les répercussions économiques directes de la construction et de l'exploitation du projet Énergie Est seront réparties partout au pays depuis l'Alberta jusqu'au Nouveau-Brunswick en passant par des points intermédiaires¹⁹.
14. La Banque du Canada est actuellement d'avis que, dans l'ensemble, il subsiste une marge notable de capacités excédentaires au sein de l'économie canadienne. Bien que l'on puisse s'attendre à ce que l'économie canadienne retourne à son plein potentiel vers la mi-2017, selon la Banque, il existe beaucoup d'incertitude – surtout à moyen terme – quant à l'ampleur des effets du choc des prix des produits de base sur la production potentielle et quant au moment de leur matérialisation. La Banque attribue cette incertitude principalement à l'incidence directe du recul des investissements sur la production et à la redistribution des ressources entre les secteurs²⁰. Dans ce contexte, les investissements prévus dans le cadre du projet Énergie Est sont tout à fait compatibles avec la poursuite d'objectifs d'intérêt public²¹.
15. L'envergure même du Projet nécessite son examen non seulement dans les contextes importants d'ordre national, régional et local que l'Office examine traditionnellement, mais aussi à l'échelle mondiale et dans le contexte du 21^e siècle. À l'échelle mondiale, en raison de la magnitude des ressources de pétrole de l'Ouest canadien, de la possibilité que notre pays soit un fournisseur d'énergie mondial et de la contrainte associée de devoir chercher un accès aux marchés du bassin de l'Atlantique et au-delà. Dans le contexte du 21^e siècle, parce que l'infrastructure pipelinère, une fois établie, a une très longue durée de vie : pensons par exemple au réseau Portland-Montréal qui a transporté du pétrole pour la première fois en 1941. Comptant déjà des décennies d'approvisionnement en pétrole, le Projet crée un flux

¹⁹ CBdC, *The Energy East Pipeline Project: Understanding the Economic Benefits for Canada and Its Regions*, octobre 2015, Section 2.2 *Direct Effects* et le graphique 1 *Regional Breakdown of Project Expenditures* à la page 11.

²⁰ Banque du Canada, Rapport sur la politique monétaire, octobre 2015, page 21 sous la rubrique *Dans l'ensemble, il subsiste une marge notable de capacités excédentaires au sein de l'économie canadienne*, et page 26 sous la rubrique *La contraction des dépenses d'investissement pèse sur la production potentielle*. Source : <http://www.banqueducanada.ca/wp-content/uploads/2015/10/rpm-2015-10-21.pdf>

²¹ La place du Canada dans le secteur des ressources, y compris le pétrole, dans l'ensemble de l'économie nationale, la compétitivité globale du secteur des ressources, la dépendance actuelle envers les marchés des États-Unis pour l'exportation du pétrole et du gaz et l'importance de la diversification des marchés ont été mis en évidence dans le rapport rédigé pour la conférence des ministres de l'Énergie et des Mines, à Sudbury, en Ontario, tenue en août 2014 intitulé *Nos ressources, nouvelles frontières : Aperçu de la compétitivité du secteur canadien des ressources naturelles*. Source : http://www.rncan.gc.ca/sites/www.rncan.gc.ca/files/www/pdf/publications/emmc/14-0179_Our%20Resources%20New%20Frontiers_f.pdf Selon le communiqué diffusé après la conférence, *Les projets d'infrastructures énergétiques (pétrole, gaz, électricité, etc.) doivent poursuivre leur progression si nous voulons atteindre de nouveaux marchés, stimuler la croissance économique et générer des recettes pour des programmes sociaux essentiels*. Source : <http://www.scics.gc.ca/francais/Conferences.asp?a=viewdocument&id=2198>

d'avantages nationaux, régionaux et locaux qui devraient se poursuivre pendant la plus grande partie du siècle. Les investisseurs, les autorités de réglementation et les décideurs ne doivent pas permettre que cette dimension mondiale et du 21^e siècle soit occluse par les nombreuses influences temporaires qui feront sûrement les manchettes au cours de l'examen par l'Office de la demande d'approbation du Projet.

16. En ce qui concerne les influences temporaires, lorsque ces faits ont été établis pour la première fois en septembre 2014, le prix du pétrole brut Brent s'établissait en moyenne à 97,09 \$ US par baril (« b »). En septembre 2015, le prix moyen de ce pétrole brut de référence international était de 47,62 \$ US/b (et il était de 43,95 \$ US à la fin novembre). Dans de telles circonstances, les décideurs commerciaux doivent adopter une vision à long terme (comme le veut l'expression anglaise « the art of the long view »²²) et, lorsque vient le temps de se prononcer sur la création d'actifs ayant une durée de vie technique de 40 ans ou plus, ils doivent prendre des décisions stratégiques qui seront judicieuses dans tous les scénarios d'avenir vraisemblables. Les parties commerciales concernées sont les investisseurs dans le pipeline et les expéditeurs. À ce propos, dans une importante instance antérieure, l'Office a exprimé l'opinion suivante :

L'Office estime que l'existence de contrats signés, à long terme, pour l'achat de services de transport constitue une preuve solide que le pipeline Express répond à un besoin réel. Que les intervenants sur le marché aient pris des engagements financiers envers Express rassure l'Office sur le fait que le pipeline projeté ouvrira des marchés profitables aux producteurs de pétrole brut de l'Ouest canadien, qu'il est nécessaire et qu'il sera réellement utilisé²³.

17. Cette opinion était importante en ce sens qu'Express Pipeline était le premier grand pipeline de pétrole brut non préexistant²⁴ à demander la certification de l'Office et que la demande était contestée par plusieurs parties faisant valoir que leur preuve « ...établit qu'il n'y a aucun besoin macro-économique dans le PADD IV qui justifie la réalisation du projet d'Express²⁵ » (le Petroleum Administration for Defense District IV étant le marché des Rocheuses pour le pipeline Express). Par la suite, l'appui des expéditeurs sous forme de contrats à long terme a convaincu

²² Cette expression est tirée d'une publication originale sur la prise de décision fondée sur des scénarios de Peter Schwartz intitulée *The Art of the Long View: Planning for the Future in an Uncertain World* (New York : Doubleday, 1996).

²³ ONÉ, Motifs de décision (« Mdd »), Express Pipeline Ltd., OH-1-95, chapitre 6 *Marchés et compétitivité, Opinion de l'Office*, page 49.

²⁴ Les pipelines qui étaient considérés comme des « pipelines de pétrole brut préexistants » au Canada en 1995 étaient ceux de Pipeline Interprovincial Inc., de Montreal Pipeline Company et de Trans Mountain Pipeline Company Ltd.

²⁵ ONÉ, *ibid*, page 41.

l'Office que si les installations visées par la demande de TransCanada Keystone Pipeline étaient approuvées, elles seraient utilisées à un niveau raisonnable et que les droits seraient payés²⁶. De même, le rapport sur le projet Enbridge Northern Gateway indiquait que, étant donné l'opinion de la commission relativement à l'offre de pétrole brut, aux marchés et aux contrats, si les ententes de service de transport requises étaient conclues, la commission était convaincue que l'oléoduc d'exportation serait vraisemblablement utilisé à un degré raisonnable pendant sa durée économique et que les droits de transport seraient acquittés²⁷.

18. La perspective mondiale nécessaire comporte trop de données pour que nous puissions les citer dans le présent rapport. Cependant, deux d'entre elles, qui sont très significatives, ressortent du document *BP Statistical Review of World Energy 2015*²⁸. Premièrement, les importations totales aux États-Unis, le seul marché d'exportation de pétrole brut permanent du Canada, ont continué à chuter de façon spectaculaire, passant d'un sommet de quelque 13,6 millions de b/j en 2007 à 9,2 millions en 2014. Deuxièmement, malgré la léthargie de la croissance économique mondiale et de la demande de pétrole, les importations de pétrole brut dans le reste du monde ont totalisé environ 47,5 millions de b/j, ce qui représente une hausse de 1,4 million de b/j par rapport à 2013, soit à peu près la même augmentation annuelle que celle enregistrée au cours de la période quinquennale de 2009 à 2014. Ainsi, au cours d'une seule année, les importations de pétrole dans le reste du monde ont connu une progression surpassant la capacité totale que le projet Énergie Est aurait à prendre en charge.

b. Le projet a d'importantes répercussions générationnelles

19. L'infrastructure des oléoducs a une longue durée de vie technique. Dans le cas du projet Énergie Est, il s'agit d'au moins 40 ans. Les ressources de pétrole de l'Ouest canadien peuvent assurer de nombreuses décennies de production : les sables bitumineux de l'Alberta ont à eux seuls des réserves prouvées d'environ 166 milliards de barils, soit la troisième réserve de pétrole brut prouvée la plus importante au monde, après celles de l'Arabie saoudite et du Venezuela²⁹. Dans la perspective des prévisions pour 2015 de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (l'« ACPP »), selon lesquelles en 2030, le pétrole brut de l'Ouest canadien peut être produit à

²⁶ ONÉ, Mdd, TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd., OH-1-2007, chapitre 2, *Faisabilité économique*, page 14.

²⁷ ONÉ, *Rapport de la commission d'examen conjoint sur le projet Enbridge Northern Gateway*, Volume 2, *Considérations, Faisabilité économique*, page 369.

²⁸ BP Statistical Review of World Energy 2015. Source : <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>, sélectionner *Statistical Review – Data Workbook* et aller au tableau *Oil: Trade movements*.

²⁹ Source : <http://www.energy.alberta.ca/oilsands/791.asp>

raison de quelque 5,3 millions de b/j, ce qui correspond à environ 1,9 milliard de barils par année³⁰, il reste encore manifestement de nombreuses décennies de ressources disponibles pour le Projet.

20. Le flux d'avantages économiques locaux, régionaux et nationaux pour la phase d'exploitation du Projet au cours des 20 premières années de service du Projet qui seront couvertes par des ententes de service de transport à long terme est indiqué et quantifié au chapitre 3 du rapport du CBdC, qui commence à la page 31. Manifestement, ce flux d'avantages s'étendra bien au-delà de cette durée³¹ : les oléoducs canadiens construits au cours des années 1940 procurent encore des avantages à tous les niveaux de notre économie et de notre société.
21. En formulant sa recommandation quant à l'intérêt public, l'Office sera donc sans doute très attentif aux retombées avantageuses du projet Énergie Est pour les générations futures de la population canadienne et, inversement, aux emplois et à la production de revenus dont les priverait le rejet du Projet et aux pertes de ceux-ci qui découleraient d'un retard indu dans l'approbation et la mise en œuvre du Projet³².

c. Le Projet atteint l'objectif de la politique énergétique de longue date visant l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement en pétrole de la partie continentale de l'est du Canada³³

22. Le Canada est unique au monde parmi les principaux pays producteurs de pétrole en ce sens qu'il est depuis plus d'un demi-siècle à la fois un grand exportateur et un important importateur

³⁰ ACP, *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation*, juin 2015, page 3, tableau 2.1 *Canadian Crude Oil Production*. Source : <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/264673>

³¹ CBdC, *op. cit.* (note 19), *Executive Summary: Impacts of Energy East's Operational Phase*, page 5 et chapitre 5, *Conclusion, Operational Phase*, page 55.

³² Habituellement, la perte des revenus serait évaluée à la valeur actualisée. Toutefois, la dimension humaine ne devrait pas être négligée. La durée de vie active de chaque humain est limitée. Dans toute situation autre que celle de plein emploi, la perte d'une année-personne ne peut jamais être rattrapée plus tard.

³³ [TRADUCTION] *Depuis le début du XXI^e siècle, un marché du pétrole périodiquement étroit et un cours du pétrole volatil ont soulevé de nouvelles inquiétudes concernant la sécurité énergétique. D'autres facteurs ont également soulevé des inquiétudes : l'instabilité de certains pays exportateurs de pétrole, le terrorisme des djihadistes, le renouveau du nationalisme quant aux ressources, la crainte d'une ruée pour garantir l'approvisionnement, le coût de l'énergie importée et les rivalités géopolitiques. L'agitation qui s'est propagée sur une grande partie de l'Afrique du Nord et une partie du Moyen-Orient en 2011 et en 2012 a perturbé l'approvisionnement et a ajouté une prime liée à la crainte au cours du pétrole. Le besoin fondamental des pays et du monde pour un approvisionnement énergétique fiable pour propulser la croissance économique est sous-jacent à toute autre chose.* Source : Yergin, Daniel, *The Quest*, Penguin Books, Édition révisée de 2012, *The Return of Energy Security*, page 267.

de pétrole brut. Cette situation résulte essentiellement de la vaste étendue géographique est-ouest du pays et de l'emplacement excentrique de ses ressources pétrolières les plus importantes qui se trouvent dans le BSOC, alors que, pour des raisons commerciales et de qualité, la plus grande partie du pétrole produit au large des côtes du Canada atlantique est stockée dans les installations de terminal à Terre-Neuve-et-Labrador pour être exportée par la suite.

23. Le Canada jouit de la sécurité de l'approvisionnement en produits pétroliers depuis le début de la période de l'après-Seconde Guerre mondiale malgré les réductions et les perturbations internationales touchant l'approvisionnement en pétrole en 1956-57 (guerre de Suez), en 1967 (Guerre des Six Jours), en 1973 (guerre du Yom Kippour suivie par des réductions de production et des embargos de pétrole sélectifs de la part des pays Arabes), en 1979-80 (révolution iranienne, guerre Iran-Irak) et en 1991 (guerre Irak-Koweït).

24. Toutefois, cette sécurité historique a régné aux dépens des secteurs privé et public :

- a. Le transport maritime d'urgence de pétrole 1) de Vancouver vers Montréal en passant par Portland (Maine) (1973-74)³⁴, 2) de Toronto vers Montréal (1973)³⁵ et 3) de Montréal vers Saint John (début des années 1980)³⁶ a été organisé « indépendamment du marché » (fixation par décret gouvernemental du prix du pétrole brut au Canada en dessous de ceux du marché mondial dans les deux premiers cas, subventions en espèces au transport maritime dans le troisième) pour pallier la rareté du pétrole étranger.

³⁴ À la page 14 de son rapport annuel de 1974, l'ONÉ déclare ce qui suit : [TRADUCTION] *L'aide appropriée (quant à la restriction des importations de pétrole brut) a été fournie grâce à la prise de mesures extraordinaires comme le transport du pétrole brut de l'Ouest canadien vers l'est du Canada en passant par le canal de Panama et, au cours de la saison de navigation, par les Grands Lacs. Environ 24,5 millions de barils ont été transportés par ces moyens vers les raffineries de l'est du Canada.*

³⁵ À la page 25 de son rapport annuel de 1973, l'ONÉ déclare ce qui suit : [TRADUCTION] *Dans un court délai, des installations pour le transport du pétrole brut de l'Ouest canadien par la Voie maritime de l'Ontario vers le Québec ont été improvisées de sorte qu'un taux moyen quotidien de 100 000 barils avait été atteint au moment de la fermeture de la voie navigable.*

³⁶ À la page 28 de son rapport annuel de 1982, l'ONÉ déclare ce qui suit : [TRADUCTION] *Au moment où le gouvernement commençait à subventionner le transport du pétrole brut léger national vers la région de l'Atlantique, l'Office prolongeait le programme d'allocation nationale à cette même région, permettant ainsi à celle-ci de recevoir régulièrement sa quote-part de pétrole brut national disponible. À la page 32 de son rapport annuel de 1983, l'ONÉ déclare ce qui suit : [TRADUCTION] *En raison de ces circonstances, l'approvisionnement de la région de l'Atlantique par le transbordement à partir de Montréal ou aux termes d'ententes d'échange de l'est du Canada se chiffrait à environ 7 400 mètres cubes par jour au cours de l'année. (7 400 mètres cubes représentent environ 47 000 barils).**

- b. Au cours de l'automne 1973, le gouvernement fédéral, préoccupé de la possibilité de pénuries de mazout de chauffage dans l'est du Canada résultant des réductions de production du pétrole brut et d'embargos sélectifs par les pays arabes, a acheté quelque 1,5 million de barils de mazout de chauffage outre-mer³⁷, l'a importé au Canada et l'a stocké en prévision de pénuries éventuelles. Dans les faits, cette réserve d'urgence, achetée à un coût considérable, n'a jamais été utilisée et le produit a fini par servir aux besoins des forces armées canadiennes³⁸.

25. Après 1974, le gouvernement du Canada s'est fié au fonctionnement du Système de répartition du pétrole en cas d'urgence (le « SRPU ») de l'Agence internationale de l'énergie (l'« AIE ») et, plus récemment, de son Système d'intervention d'urgence en cas d'interruptions de l'approvisionnement en pétrole (*Response System for Oil Supply Emergencies*)³⁹. L'AIE est d'avis que la sécurité de l'approvisionnement en pétrole mondial est un enjeu permanent. La citation qui suit est tirée du dernier rapport de l'AIE sur les capacités d'intervention d'urgence des pays membres :

[TRADUCTION] *Le risque de perturbations de l'approvisionnement en pétrole a augmenté ces dernières années et continuera d'augmenter dans un proche avenir pour diverses raisons, notamment la croissance constante de la demande, la concentration accrue des réserves de pétrole restantes dans un nombre réduit de pays, la concentration de l'utilisation du pétrole dans le secteur des transports et l'augmentation*

³⁷ *Canadian Energy Chronology 1945-85: Energy Developments and Policy Decisions*, inscription pour le 5 novembre 1973 *Romanian Fuel Oil Purchases*.

³⁸ Le degré d'inquiétude publique et politique des années 1973 et 1974 concernant la dépendance du Canada envers le pétrole importé ne devrait pas être oublié. Le 22 novembre 1973, le premier ministre s'est adressé à la nation sur la chaîne de télévision nationale pour expliquer le contexte des graves problèmes d'approvisionnement en pétrole auxquels faisaient face tous les pays et pour décrire les mesures prises pour protéger les consommateurs canadiens. Devant la Chambre des communes, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a énuméré les mesures prises en vue d'atténuer et de répartir les effets de la pénurie des approvisionnements, notamment l'achat pour le compte du gouvernement des approvisionnements sur les marchés mondiaux, les expéditions de pétrole brut à partir de Sarnia vers Montréal jusqu'à ce que la Voie maritime ferme, la mise sur pied et la coordination d'un important transport de pétrole brut et de produits pétroliers par chemins de fer et par camions qui a débuté après la fermeture de la Voie maritime, l'organisation du transport quotidien de plus de 100 000 barils de pétrole brut à partir de Vancouver vers l'est du Canada et la réorganisation du transport de produits pétroliers par pipeline entre l'Ontario et le Québec. Source : Débats de la Chambre des communes, 26 novembre 1973, 29^e Législature, 1^{re} Session, Vol. 8, page 8138, *Exposé ministériel des mesures envisagées pour la conservation*.

³⁹ Lien hypertexte : <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,3714,en.html>, chercher *Energy Security* dans les publications de 2012.

insuffisante de la capacité (en amont et en aval) pour répondre à la croissance de la demande⁴⁰.

26. Cette mise en garde est réitérée comme suit dans le rapport de l'AIE intitulé *World Energy Outlook 2015* :

[TRADUCTION] *L'offre excédentaire actuelle ne devrait pas justifier un relâchement de la vigilance à l'égard de la sécurité du marché du pétrole... La faiblesse des prix n'est pas qu'une bonne nouvelle pour les consommateurs. Les avantages économiques sont contrebalancés par une dépendance accrue envers le Moyen-Orient pour le pétrole brut importé et par le risque de hausse marquée des prix si les investissements cessent⁴¹.*

27. La sécurité de l'approvisionnement en pétrole pour l'est du Canada est un thème récurrent des discussions visant la politique énergétique. Par exemple, malgré la présence du SRPU, le gouvernement du Canada a par le passé évalué l'opportunité d'augmenter la capacité de stockage de pétrole d'urgence de la nation et a examiné avec les gouvernements provinciaux des systèmes de stockage de pétrole particuliers à Terre-Neuve-et-Labrador et en Nouvelle-Écosse⁴²; la question a été soulevée à l'occasion dans le contexte des conférences des premiers ministres des provinces de l'Atlantique; elle a fait l'objet d'une déposition devant la Commission d'examen conjoint (la « CEC ») dans l'instance Enbridge Northern Gateway (« ENG »)⁴³; elle a été le thème constant lors de témoignages oraux de nombreux participants non autochtones aux audiences communautaires de la CEC; et l'AIE a déclaré dans son plus récent examen de la politique énergétique du Canada dans son rapport intitulé *Review of Canadian energy policy* (2009), à la page 34 sous la rubrique *ENERGY SECURITY* :

[TRADUCTION] *Le Canada est un important exportateur net de pétrole. Néanmoins, le pays n'est pas à l'abri des risques d'une interruption d'approvisionnement. Malgré les hausses de production à proximité au large des côtes, les entreprises de raffinage des provinces de l'est du Canada se fient au pétrole brut importé. Certaines provinces centrales ont également connu des interruptions d'approvisionnement en produits*

⁴⁰ AIE, *Oil Supply Security: Emergency Response of IEA Countries*, Paris, 2007, page 12. Source : https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/oil_security.pdf

⁴¹ AIE, *World Energy Outlook 2015*, novembre 2015, *Executive Summary*, pages 3-4. Source : http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEB_WorldEnergyOutlook2015ExecutiveSummaryEnglishFinal.pdf

⁴² Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, *Une stratégie de l'énergie pour le Canada : politique d'autonomie*, 1976, Chapitre 7, *Protection civile*, pages 141 à 143.

⁴³ Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, page 333 du volume 2 intitulé *Considerations*.

pétroliers au cours des dernières années, en raison de leur relatif éloignement géographique des sources d'approvisionnement de rechange⁴⁴.

28. À la page 6 de son rapport, IHS conclut que la diversité accrue des sources d'approvisionnement, l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement et la capacité de réduire les importations d'outre-mer constituent certains des avantages découlant du Projet pour les raffineries de l'est du Canada.

Conclusion : Malgré l'expérience jusqu'ici favorable du Canada en matière de sécurité de l'approvisionnement en pétrole, il est entièrement raisonnable de considérer que l'approvisionnement en pétrole du BSOC fondé sur le marché aux entreprises de raffinage de Montréal et de Saint-Romuald, au Québec, et à Saint John, au Nouveau-Brunswick, dont le Projet permettra la réalisation, procure un avantage stratégique national et régional important et qu'il est dans l'intérêt national d'obtenir cet avantage⁴⁵.

d. Le Projet entraînerait la diversification recherchée des marchés pour le pétrole canadien (« diversification » -- l'action de répartir les ventes de pétrole sur plusieurs marchés différents pour produire au moins les mêmes rendements à moindre risque)

29. Dans presque tous les domaines du commerce des marchandises, pour des raisons commerciales et stratégiques valables, les fournisseurs cherchent à diversifier les marchés et les acheteurs, à diversifier les sources d'approvisionnement⁴⁶.

⁴⁴ Source : <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/canada2009.pdf>

⁴⁵ La décision que l'Office a rendue en 2014 à l'égard du projet d'inversion de la ligne 9 d'Enbridge, qui sera mis en service à la fin de l'automne 2015, présente certaines analogies. Voir ONÉ, Mdd OH-002-2013, version PDF, *Opinion de l'Office*, à la page 116 : [L'Office] juge également que le projet rehausse la sécurité de l'approvisionnement énergétique du Canada en offrant aux raffineries du Québec l'accès à des sources de pétrole brut stables et fiables d'origine canadienne et américaine. Cet élément a été pris en compte dans le dispositif de l'Office dans cette instance, où il est indiqué à la page 4 ce qui suit : *L'Office estime qu'il est dans l'intérêt public d'approuver le projet et que cette approbation est conforme aux exigences des parties III et IV de la Loi. [...] La décision de l'Office donne à Enbridge la possibilité de réagir aux forces du marché et procure des avantages à la population canadienne. Elle permet également la mise en œuvre du projet d'une manière sécuritaire et écologique.*

⁴⁶ Dans un propos de la semaine, EDC exprime cette idée en ces termes : *Les exportateurs canadiens misent résolument sur la diversification, si bien que les réussites sur les marchés non traditionnels se multiplient rapidement.* Source : Propos de la semaine par by Peter G.Hall, vice-président et économiste en chef, 20 août 2015 : <http://www.edc.ca/FR/Knowledge-Centre/Subscriptions/Weekly-Commentary/Pages/easy-does-it.aspx>

30. Ainsi, dans le commerce international du pétrole, pour le compte des vendeurs, l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») recommande vivement l'évolution de la compréhension de la sécurité de l'énergie : [TRADUCTION] « Les consommateurs recherchent un flux de pétrole sûr et prévisible; *les producteurs souhaitent une demande prévisible et la non-différenciation de leurs produits*⁴⁷ ». Pour le compte des acheteurs, l'AIE recommande que [TRADUCTION] « la diversité, l'efficacité et la flexibilité au sein du secteur de l'énergie constituent les conditions de base d'une sécurité de l'énergie à long terme : les combustibles utilisés dans tous les secteurs et *les sources de ces combustibles devraient être aussi diversifiées que possible* ». (italiques ajoutés dans les deux citations)⁴⁸
31. À l'occasion, les décideurs⁴⁹, les groupes de réflexion⁵⁰ et les commentateurs⁵¹ canadiens insistent sur l'importance de la diversification du commerce international du Canada. Le commerce d'exportation du Canada est en voie de devenir remarquablement plus diversifié : en 2013, les États-Unis représentaient environ 75 % des ventes canadiennes à l'étranger, soit le niveau le plus bas depuis la fin de 1982 et en baisse de presque 85 % par rapport à 2001.

⁴⁷ Cette remarque typique de la position de l'OPEP se trouve dans l'exposé intitulé *Energy and Economic Interdependence between East and West Asia* du secrétaire général El-Badri (poste qu'il occupera en 2015 http://www.opec.org/opec_web/en/149.htm) présenté dans le cadre de la deuxième table ronde sur l'énergie des ministres asiatiques tenue le 2 mai 2007 à Riyad. Source : http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/2nd%20AsianMinEnergyRoundtable.pdf, page 7, *Evolving Understanding on Energy Security* .

⁴⁸ Cette déclaration se trouve dans la position de principe prédominante de l'AIE intitulée « Shared Goals » adoptée par le conseil des ministres de l'organisation le 4 juin 1993 et qui demeure l'objectif général. Source : <https://www.iea.org/aboutus/whatwedo/sharedgoals/>

⁴⁹ Selon le discours de l'honorable Joe Oliver, ancien ministre des Finances, dans le cadre du Global Borrowers and Investors Forum tenu le 24 juin 2014 à Londres, au Royaume-Uni : *Les industries de tous les secteurs de l'économie tirent avantage d'un accès élargi aux marchés, ce qui est particulièrement crucial pour le secteur des ressources naturelles du Canada — un secteur d'une importance primordiale pour les investisseurs. Le Canada est sur le point de devenir l'une des superpuissances du 21^e siècle dans le domaine des ressources naturelles. Nous possédons tous les atouts pour y arriver. [...] Ce mois-ci, plus de 500 000 barils de pétrole brut issu des sables bitumineux ont été acheminés sur les côtes de l'Espagne, la première exportation de pétrole brut lourd issu des sables bitumineux à destination de l'Union européenne. Avec l'infrastructure appropriée, le Canada pourrait expédier davantage de pétrole de l'autre côté de l'Atlantique. Le Canada pourrait ainsi devenir une source d'approvisionnement énergétique pour nos amis européens — le type d'ami et de partenaire sur lequel on peut compter.* Source : <http://www.fin.gc.ca/news-nouvelles/speeches-discours/2014/2014-06-24-fra.asp>

⁵⁰ Goldfarb, Danielle. *Too Many Eggs in One Basket? Evaluating Canada's Need to Diversify Trade*. C.D.Howe Institute, commentaire numéro 236, juillet 2006. http://www.cdhowe.org/pdf/commentary_236.pdf

⁵¹ L'institut de recherche en politiques publiques (l'« IRPP »), Montréal (Québec), a examiné la diversification du commerce dans le cadre de son programme de recherche *Compétitivité, productivité et croissance économique*, notamment dans le cadre de sa publication suivante : Georges, Patrick et Mérette, Marcel. *Canada's Trade Policy Options: Deeper Continental Integration or Diversification?* IRPP Étude n° 11, décembre 2010. Source : <http://irpp.org/fr/research-studies/study-no11/>

Cependant, fait extraordinaire, le Canada est le seul grand exportateur mondial de pétrole brut qui approvisionne de façon continue un seul territoire importateur.

32. Exportation et développement Canada (« EDC ») mentionne la diversification du commerce international en faveur de marchés moins traditionnels comme étant l'une des caractéristiques les plus remarquables de l'économie canadienne au cours des 15 dernières années. EDC affirme que toutes les provinces participent à cette transformation, mais que l'Alberta a fait moins de progrès dans ce domaine que toutes les autres provinces, à l'exception de la Saskatchewan⁵².
33. Il y a déjà cinq ans, l'AIE prévenait le Canada des dangers de la concentration excessive des exportations sur un seul marché, en tenant les propos suivants :

[TRADUCTION] Le secteur pétrolier et gazier en amont fait face à un certain nombre d'enjeux d'investissement stratégique, dont l'exploration de la possibilité d'élargir les marchés internationaux au-delà des États-Unis, le seul marché important à l'heure actuelle pour les exportations de pétrole et de gaz naturel du Canada. Les décideurs et le secteur doivent donc commencer à se concentrer sur l'ouverture de nouveaux marchés d'exportation et sur l'infrastructure nécessaire pour y accéder⁵³.

34. La diversification des exportations de pétrole brut du Canada serait en harmonie avec les objectifs de la politique d'importation visant certains des marchés d'outre-mer qui pourraient s'ouvrir si le Projet réussit. Prenons par exemple le cas de l'Inde. L'AIE a tenu les propos suivants concernant la politique de ce pays à la page 17 de son rapport de 2012 :

[TRADUCTION] Selon cette définition, la préoccupation de l'Inde quant à la sécurité de l'énergie porte sur trois facteurs : premièrement, l'Inde affirme que l'énergie est vitale pour tous les citoyens, ce qui devrait se refléter dans sa stratégie de sécurité de l'énergie. Deuxièmement, l'Inde redoute des augmentations soudaines des prix mondiaux de l'énergie puisqu'elles réduisent la disponibilité de l'énergie pour son peuple et exacerbent le fardeau financier national. Finalement, l'Inde s'inquiète d'une possible interruption abrupte de l'approvisionnement, ce qui l'a menée à déployer des efforts pour diversifier l'approvisionnement et les combustibles et pour acquérir des actifs à l'étranger⁵⁴.

⁵² EDC, Propos de la semaine, le 21 août 2014, *Diversification du commerce : le classement provincial*.

⁵³ AIE, *Energy Policies of IEA Countries CANADA*, 2009, page 10, rubrique *SOUND RESOURCE POLICIES*.
Source : <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/canada2009.pdf>

⁵⁴ AIE, *Understanding Energy Challenges in India*, page 16, rubrique *Policy Objectives—Energy Security*.
Source : https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/India_study_FINAL_WEB.pdf

35. La CEC se penchant sur le projet ENG a déclaré s'être ralliée au point de vue des parties, selon lequel il est nécessaire de diversifier les marchés pour gérer le risque futur associé à l'état de dépendance régnant alors à l'égard du marché américain pour le pétrole brut⁵⁵.
36. Le projet Énergie Est assurera la diversification du marché pétrolier dans les régions de l'est du Canada et du bassin de l'Atlantique et au-delà. La réalisation définitive de la diversification du marché du pétrole brut et de la liberté de choisir est bien entendu tributaire de la capacité d'accéder aux eaux profondes, de charger les navires pétroliers et d'atteindre les trois quarts du secteur mondial de la raffinerie. Si les projets Keystone XL et Enbridge Northern Gateway et le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain ainsi que le projet Énergie Est sont mis en œuvre, l'ouest du Canada serait en mesure d'accéder directement aux trois grands marchés mondiaux de la charge d'alimentation des raffineries : l'Atlantique, le golfe du Mexique et le bassin du Pacifique. L'avenir de Keystone XL est incertain depuis que le président Obama a avalisé le 6 novembre 2015 la décision du Département d'État selon laquelle ce pipeline ne servirait pas l'intérêt national des États-Unis⁵⁶. Cette situation dénote l'importance de défendre l'intérêt public canadien par d'autres moyens pour assurer la diversification du marché et le libre choix des fournisseurs.
37. À la page 7 de son rapport, IHS conclut que le projet Énergie Est constitue un élément très important dans les efforts de l'industrie du transport pour offrir un accès sécuritaire et diversifié aux marchés et des modes de livraison efficaces pour les producteurs et les consommateurs de pétrole brut de l'Ouest canadien. IHS examine, aux pages 28-37 de son rapport, les marchés possibles pour le pétrole transporté par Énergie Est, y compris l'est du Canada, la côte Est des États-Unis et la côte américaine du golfe du Mexique, l'Europe et l'Inde. En discutant de l'intérêt public dans le cadre du transfert d'actifs à Énergie Est, le rapport de Concentric récapitule, aux pages 56-57 de celui-ci, l'occasion que le Projet représente pour les producteurs de l'Ouest canadien d'étendre leurs marchés, d'obtenir l'accès à de nouveaux marchés diversifiés et de bénéficier d'une flexibilité pour la commercialisation de leurs importantes augmentations de production qui sont prévues jusqu'en 2030 et conclut que la cession d'actifs proposée est donc dans l'intérêt public.

Conclusion : la diversification des marchés de l'exportation de pétrole brut du Canada que permettrait le Projet serait dans l'intérêt national, car elle assurerait une valeur maximale pour les ressources pétrolières du Canada, et ce, à moindre risque.

⁵⁵ CEC, *op. cit.* (note 17), *Considérations*, page 372, 1^{re} colonne.

⁵⁶ La Maison-Blanche, bureau de l'attaché de presse. *Statement by the President on the Keystone XL Pipeline*.
Source : <https://www.whitehouse.gov/the-press-office/2015/11/06/statement-president-keystone-xl-pipeline>

e. Le Projet procurerait d'importants avantages liés à la liberté de choisir des négociants de pétrole (« liberté de choisir » — la flexibilité ou la liberté de choisir parmi des marchés de rechange)⁵⁷

38. Le Projet procurerait aux exportateurs de pétrole la capacité de choisir parmi différents marchés d'exportation. Ces exportateurs seraient donc en mesure de « répartir » des expéditions parmi divers marchés mondiaux pour obtenir la meilleure valeur pour leur produit.
39. Une telle occasion existe à peine lorsque les exportations sont faites uniquement par pipeline terrestre. La capacité d'accéder aux marchés de raffinerie étrangers par pétrolier océanique est la meilleure façon d'assurer la liberté de choisir. La majeure partie des marchés de raffinerie mondiaux ont des emplacements côtiers accessibles par pétrolier. Prenons par exemple le cas de l'Arabie saoudite dont les marchés d'exportation se trouvent partout au monde et sont accessibles par transport maritime.
40. En d'autres mots, l'existence de la liberté de choisir a une valeur économique à deux égards. Premièrement, sur le plan commercial, parce qu'elle procure aux vendeurs une prise sur les acheteurs et deuxièmement, sur le plan de la politique, parce qu'elle en fait de même pour les décideurs vis-à-vis des intérêts étrangers qui envisageraient d'adopter une réglementation commerciale ou environnementale portant préjudice au Canada à titre d'exportateur de pétrole brut.
41. La CEC se penchant sur le projet ENG estime que :

... le projet, s'il était réalisé, permettrait d'élargir et de diversifier de façon importante le choix de marchés qui s'offre aux approvisionnements de pétrole brut de l'Ouest canadien et qu'il contribuerait ainsi à permettre aux producteurs de toucher la pleine valeur marchande de leur production pendant longtemps⁵⁸.

42. Le rapport d'IHS mentionne aux pages 17-19 que les enjeux de fixation des prix du pétrole brut de l'Ouest canadien en raison des contraintes de transport mettent en relief les risques qui découlent du manque de diversification des marchés et le besoin d'avoir la liberté de choisir. En résumant les avantages du Projet pour les producteurs de pétrole du BSOC à la page 55, le rapport de Concentric fait mention d'une flexibilité et d'une diversité de choix accrues dans l'ensemble du réseau de transport par oléoduc et, discutant à la page 35 des améliorations de service que le Projet générera pour les expéditeurs de pétrole, Concentric affirme que le Projet améliorera la qualité et la fiabilité des options en matière de services de transport offertes sur le

⁵⁷ L'argument voulant qu'un nouveau pipeline d'exportation offre aux négociants de pétrole la « liberté de choisir » a été présenté à la CEC dans la demande relative à Enbridge Northern Gateway par M. Robert Mansell de la University of Calgary dans le document suivant : Exhibit B1-4, Volume 2: *Economics, Commercial and Financing*, Appendix B, Wright Mansell Report, *Public Interest Benefits of the Enbridge Northern Gateway Project*, Section 2.2 *Diversification and Option/Insurance Values*, aux pages 20-22.

⁵⁸ CEC, *op. cit.* (note 17), *Considérations*, page 372, 2^e colonne.

marché. Concentric résume également aux pages 54-57 les avantages du Projet dans son ensemble pour l'intérêt public, y compris pour les gouvernements fédéral, provinciaux et locaux.

Conclusion : la création de choix de marchés pour le pétrole brut canadien par le Projet est dans l'intérêt national.

f. Le Projet aiderait à veiller à ce que le pétrole brut canadien enclavé ne soit plus à l'avenir « piégé » à grands frais pour les secteurs privé et public

43. À la page 17 de son rapport, IHS note qu'en raison des infrastructures de transport limitées et des longues distances à parcourir pour parvenir aux marchés, le pétrole brut de l'Ouest canadien est fréquemment vendu à des prix inférieurs à ceux du pétrole brut provenant d'autres régions. Au tableau C2 de l'annexe C à la page 41 de ce rapport, on trouve des estimations de la perte totale de revenus pétroliers de l'Ouest canadien résultant de la perte d'accès au marché, les montants se chiffrant entre 13,5 et 18,6 G\$ US pour 2013 et entre 3,2 et 9,0 \$ US pour 2014. Le point de vue sommaire du rapport d'IHS, exprimé à la page 26, est le suivant :

Si la capacité de transport est insuffisante, le pétrole brut de l'Ouest canadien devrait continuer de se vendre à des prix considérablement réduits en raison de la nécessité d'utiliser d'autres modes de transport plus coûteux, et la possibilité d'un retour des escomptes extraordinaires ne peut être écartée. La hausse des prix nets du pétrole brut qui découlerait de l'existence d'une capacité pipelinière suffisante procurerait de grands avantages au secteur de la production de l'Ouest canadien.

Le rapport d'IHS indique clairement à la page 23 que les coûts du transport par pipeline pourraient servir de mécanisme d'établissement des prix et que les escomptes de prix pourraient disparaître uniquement si la capacité pipelinière était suffisante pour transporter la totalité de l'offre et, à la page 19, que les redevances et les taxes seraient plus élevées si le brut de l'Ouest canadien ne se vendait pas à prix réduit.

44. Le rapport de Concentric commente à la page 29 l'importance d'une capacité pipelinière adéquate de la façon suivante :

Il est très important de disposer d'une capacité de transport par pipeline suffisante. Comme il a été observé sur le marché entre 2011 et le début de 2013, une capacité insuffisante amène à d'importants escomptes sur les prix pour l'approvisionnement en pétrole brut de l'Ouest canadien. L'accès inadéquat aux pipelines des producteurs de l'Alberta a mené à d'importants escomptes sur le pétrole brut canadien, ce qui a entraîné dans l'ensemble une réduction des revenus enregistrés par les producteurs se situant entre 14 G\$ US et 19 G\$ US. En 2014, IHS a estimé que les revenus réduits totaux des producteurs se situaient entre 3 G\$ US et 9 G\$ US. Ces pertes de revenus subies par

les producteurs devraient être comparées avec les coûts considérablement inférieurs que devraient assumer les expéditeurs qui détiennent une certaine capacité excédentaire.

45. Un seul facteur, communément appelé « bulle du bitume », a empêché la réalisation de la prévision des recettes dans le budget de 2013-2014 de l'ancien gouvernement de l'Alberta⁵⁹. En octobre 2015, le gouvernement actuel de l'Alberta a déclaré ce qui suit :

[TRADUCTION] *La forte demande de pétrole brut lourd et l'accès accru au marché soutiennent les prix du pétrole brut lourd. Les producteurs ont tiré profit d'un faible écart de prix entre le pétrole lourd et léger, qui devrait s'établir en moyenne à 13,60 \$ US/b en 2015-16. Au cours des prochaines années, cependant, la production des sables bitumineux devrait augmenter plus rapidement que la capacité pipelinère disponible, ce qui accroîtra la dépendance au transport ferroviaire. Par conséquent, l'écart se creusera à 18,50 \$ US/b d'ici 2017-18⁶⁰.*

46. Un accroissement de l'écart de l'ordre de 5,00 \$ US/b par rapport aux prix courants du bitume conjugué à une production de pétrole brut lourd de plus de deux millions de barils par jour et à un taux de change du dollar canadien de 0,80 \$ US aurait un impact quotidien d'environ 12,5 M\$ CA pour les producteurs et les titulaires de redevances. Sous ce rapport, le budget de 2015 de l'Alberta prévoit qu'une variation de 1,00 \$ CA/b de l'écart de prix entre le pétrole brut lourd et léger aurait un impact fiscal net de 105 M\$ en 2015-16⁶¹. D'ici 2020, lorsqu'Énergie Est pourrait être en service, la production de bitume et de pétrole brut lourd du BSOC pourrait dépasser trois millions de barils par jour. Si la capacité de transport par pipeline était alors restreinte et que l'écart de prix entre le pétrole lourd et léger devait en conséquence se creuser de 5,00 \$ US/b (voir le paragraphe 45 ci-dessus), l'impact quotidien pour les producteurs et les titulaires de redevances serait d'environ 18,75 M\$ CA, ce qui représenterait 6,8 G\$ CA par année ou environ 44 % du coût en capital total de l'infrastructure pétrolière du projet Énergie Est.

47. Le point à retenir dans le cas présent est que la suffisance permanente de la capacité de transport du pétrole brut du BSOC éliminerait l'escompte des prix de ces pétroles bruts par

⁵⁹ [TRADUCTION] *Dans son discours du budget de 2013, le trésorier de l'Alberta prévoyait des revenus totaux de 38,6 G\$ pour 2013-2014, soit une baisse de 5,4 G\$ par rapport à ceux prévus dans le budget de 2012. Le bitume albertain continue de se vendre moyennant un escompte important par rapport aux prix de référence du pétrole sur le marché mondial et le marché nord-américain, en raison des problèmes d'accès aux pipelines et de la croissance des stocks de pétrole aux États-Unis. Cet écart et la baisse des redevances sur le bitume qui en résulte ont mené à une chute prévue des revenus tirés des ressources de 6,2 G\$ pour 2013-2014 par rapport aux prévisions budgétaires de 2012. La bulle du bitume continue d'avoir une incidence importante sur nos revenus.* Source : <http://alberta.ca/release.cfm?xID=33776467BA8EE-974B-B20F-52190B23D6EAA8DD>

⁶⁰ Gouvernement de l'Alberta, *Budget 2015, Economic Outlook*, page 53, *Tempered Outlook for Energy Prices*. Source : <http://finance.alberta.ca/publications/budget/budget2015-october/fiscal-plan-economic-outlook.pdf>

⁶¹ *Ibid*, page 52, tableau intitulé *Key Energy and Economic Assumptions*.

rapport aux références comme le West Texas Intermediate (le « WTI ») et le North Sea Brent – compte tenu de l'escompte « normal » lié à la distance accordé sur les pétroles bruts du BSOC. Selon IHS, à la page 6 de son rapport :

On peut s'attendre à ce que les escomptes persistent tant que la capacité pipelinière demeurera inadéquate. Énergie Est jouerait un rôle vital en offrant une capacité pipelinière suffisante pour réduire, voire éliminer, ces escomptes.

48. L'Office a généralisé les conséquences économiques de la capacité et de l'utilisation des pipelines en affirmant ce qui suit :

Les coûts engendrés par une capacité pipelinière astreignante peuvent être importants. Si les pipelines fonctionnent à pleine capacité, les expéditeurs sont incapables d'acheminer davantage de produit par pipeline vers des marchés plus rentables. Ces contraintes peuvent accroître l'écart de prix, car une offre excédentaire sur un marché continue à y faire baisser les prix. Les producteurs et les gouvernements peuvent devoir renoncer à des rentrées appréciables dans de telles circonstances⁶².

49. L'Office a étudié les effets de la capacité astreignante des gazoducs dans une situation précise, bien que moins désastreuse que celle de 2011-2013 qui a touché les producteurs de pétrole de l'Ouest canadien, compte tenu des « excédents de gaz » de la fin des années 1990. Le témoignage d'Alliance Pipeline (« Alliance ») résumé dans les Mdd pour l'instance GH-3-97 de l'Office à la page 56 de 156 de la version PDF attestait ce qui suit :

Alliance a estimé que l'industrie perdait entre 3,5 G\$ et 6 G\$ par année en raison de la faiblesse des prix du gaz. Alliance a laissé entendre que son projet procurerait des avantages appréciables à l'industrie du gaz naturel en haussant les prix netback, c'est-à-dire, les rentrées nettes des producteurs.

50. L'Office a donc exprimé dans ses Mdd pour Alliance à la page 60 de 156 de la version PDF le point de vue suivant :

À long terme, l'Office croit que le pipeline d'Alliance contribuera à assurer l'existence d'une capacité de transport suffisante entre le BSOC et les principaux centres de marché et que le pipeline aura des effets positifs sur les prix netback obtenus par les producteurs.

⁶² ONÉ, *Le réseau pipelinier du Canada – Évaluation du marché de l'énergie*, avril 2014, Chapitre 3, *Capacité pipelinière et utilisation*.

51. Le rapport entre le (faible) coût de se prémunir contre le risque lié aux escomptes des prix (le « piégeage ») et les coûts (élevés) associés au piégeage est très asymétrique. De plus, les coûts de cette prémunition ont tendance à être d'ordre privé (le coût pour les expéditeurs par pipeline de la capacité excédentaire) tandis que les coûts associés au piégeage sont d'ordre public ainsi que privé en raison de la proportion typiquement élevée de taxes et de redevances dans le prix du pétrole brut des producteurs qui serait abaissé par le piégeage.
52. Dans le cadre de ce qui pourrait s'avérer un long processus, l'Office sera mise devant différentes prévisions de la production de pétrole brut du BSOC, de la capacité pipelinière nécessaire pour amener cette production au marché et des coûts de piégeage en termes de pertes de revenus lorsque la capacité pipelinière est insuffisante. Divers éléments de preuve seront présentés quant aux moments auxquels et aux circonstances dans lesquelles l'importante capacité supplémentaire de transport du pétrole de BSOC offerte par Énergie Est sera nécessaire. Il ne sera pas possible ni prudent pour l'Office de choisir un ensemble particulier de prévisions variables pour évaluer la nécessité du projet Énergie Est. L'Office s'appuiera plutôt sur les témoignages d'experts au sujet de l'offre, des marchés, de l'infrastructure et du financement et sur la probabilité que des droits soient payés. Comme il l'a fait à maintes reprises dans des instances de demande de certificat antérieures de toutes natures, l'Office considérera sans aucun doute l'existence d'ententes de service de transport à long terme comme une preuve solide de la nécessité du projet Énergie Est.

Conclusion : Les coûts publics et privés associés à la capacité pipelinière astreignante pour les pétroles bruts du BSOC pourraient se révéler énormes et éclipsent les coûts surtout privés d'aborder les enjeux à l'aide de mesures comme le projet Énergie Est. Lorsque, comme dans le cas du Projet, des investisseurs privés sont disposés à construire et à détenir une capacité pipelinière qui aiderait à prémunir contre le piégeage des pétroles bruts canadiens enclavés, il est dans l'intérêt public de leur permettre de le faire en procédant à la certification d'installations pipelinières qui répondent convenablement à des normes élevées en matière de sécurité et de protection de l'environnement.

- g. En prémunissant contre le piégeage, le Projet permettrait aux investisseurs d'avoir confiance en la mise en valeur à long délai de ressources pétrolières en amont** (la confiance en la suffisance à long terme de la capacité de transport du pétrole brut du BSOC est essentielle pour la planification des investissements dans les sables bitumineux)

53. La majeure partie du potentiel du pétrole canadien réside dans les sables bitumineux⁶³. Les projets visant la mise en valeur des sables bitumineux ont des périodes de gestation de nombreuses années à compter de la planification initiale en passant par la demande auprès des autorités de réglementation et l'obtention de leur approbation jusqu'à la décision d'investissement définitive, la construction et la mise en service en vue du début de la production^{64 65}. Les investisseurs dans ces projets doivent donc avoir confiance, dès la première étape de leur mise en valeur, en la disponibilité d'une capacité pipelinière adéquate à compter du début de la production et par la suite permettant d'assurer l'acheminement du produit vers le marché⁶⁶.
54. De façon similaire, les contreparties des investisseurs dans les sables bitumineux, à savoir des investisseurs dans du nouvel équipement de raffinerie dans des régions éloignées des sables bitumineux où le produit canadien est traité, que se soit au Canada ou à l'étranger, doivent également être sûrs qu'il sera possible d'assurer le transport futur de ces charges d'alimentation avant de prendre leurs décisions d'investissement définitives quant à des projets de valorisation coûteux à long délai de réalisation à compter de leur date de début jusqu'à la date de mise en production.
55. Le professeur Hanson a reconnu l'importance d'une capacité pipelinière suffisante affirmée à la rubrique f ci-dessus en ce qui concerne la mise en valeur du pétrole brut classique dans de nouveaux gisements : dans les douze ans qui ont suivi la découverte Leduc, il a noté que :

⁶³ Selon Ressources naturelles Canada, *Le total des réserves prouvées de pétrole au Canada est évalué à 173 milliards de barils, dont 168 milliards de barils dans les sables bitumineux de l'Alberta et 5 milliards de barils supplémentaires dans les formations de pétrole classique, extracôtier et de réservoirs étanches. Il est estimé aujourd'hui que les réserves de pétrole brut classique extracôtier de la côte Est sont de 1,5 milliard de barils, alors que les réserves de pétrole classique et de réservoirs étanches de l'Alberta sont estimées à 1,7 milliard de barils.* Source : <http://www.rncan.gc.ca/energie/brute-produits-petroliers/4544>

⁶⁴ Syncrude Canada a été constituée en 1964 et a commencé ses activités en 1978. Source : <http://www.syncrude.ca/about-syncrude/overview/>, voir le deuxième paragraphe sous la rubrique *About Us*.

⁶⁵ Le projet des sables pétrolifères de Kearl de L'Impériale a été élaboré au début des années 2000, a été examiné par un Comité d'examen conjoint composé de représentants des gouvernements fédéral et de l'Alberta en 2006 et a commencé ses activités en avril 2013. Source : http://www.imperialoil.ca/Canada-Francais/operations_sands_kearl_overview.aspx

⁶⁶ Le 27 octobre 2015, Royal Dutch/Shell a annoncé qu'elle ne poursuivrait pas son projet in situ de récupération thermique Carmon Creek de 80 000 b/j en Alberta. Shell a déclaré ce qui suit : *Cette décision reflète certaines incertitudes actuelles, notamment le manque d'infrastructures permettant d'acheminer le pétrole brut canadien vers les marchés des produits de base mondiaux.* Shell a indiqué qu'elle prévoit que cette décision entraînera des charges d'environ 2 G\$. Source : <http://www.shell.ca/fr/aboutshell/media-centre/news-and-media-releases/2015/shell-to-halt-carmon-creek-in-situ-project-fr.html>

[TRADUCTION] *Sans ceux-ci (il faisait référence à la construction des deux principaux pipelines du jour, Interprovincial et Trans Mountain), l'investissement continu dans la mise en valeur des ressources pétrolières aurait été retardé et entravé. Avec ceux-ci, l'investissement continu dans la mise en valeur de la ressource pétrolière de la province a été stimulé et l'investissement dans d'autres entreprises régionales a été déclenché⁶⁷.*

56. L'Impériale en tient compte dans la mise en garde qu'elle adresse à la communauté financière en ces termes suivants :

La production du bitume du secteur pétrolier peut être soumise à des limitations de la capacité de transport vers les marchés. Les plans de mise en valeur des sables pétrolifères à long terme de la compagnie, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie pourraient subir des effets néfastes si l'infrastructure de transport additionnelle requise n'est pas mise sur pied en temps opportun pour des raisons de réglementation ou autres⁶⁸.

57. Cenovus, un autre grand exploitant de sables bitumineux, exprime publiquement une préoccupation essentiellement similaire comme suit :

La possibilité pour Cenovus d'accéder à des marchés terminaux pourrait être entravée par une insuffisance de la capacité de transport pour sa production. Des contraintes en matière de transport risqueraient d'avoir une incidence négative sur la performance financière, soit en imposant à la société des coûts de transport plus élevés, soit en élargissant les différentiels de prix, soit en abaissant les prix de vente sur les produits de certains emplacements ou de certaines teneurs, voire, dans les cas extrêmes, en ayant pour effet de restreindre la production. Bien que ce risque puisse aussi frapper la production de gaz naturel, il menace surtout la production de pétrole brut, et pourrait se répercuter sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société⁶⁹.

58. L'importance de l'accès au marché au moyen d'une infrastructure pipelinère est démontrée dans les commentaires publics suivants d'exploitants de sables bitumineux de premier plan :

⁶⁷ Hanson, *op. cit.* (note 4), page 167.

⁶⁸ L'Impériale, Avis de convocation à l'assemblée annuelle et spéciale des actionnaires, 2014 et circulaire de sollicitation de procurations par la direction, Rapport de gestion 2013, page A19. Source : http://www.imperialoil.ca/Canada-Francais/Files/2014_ProxyCircular-FR.pdf

⁶⁹ Cenovus, Rapport de gestion de 2014, page 46.
Source : <http://www.cenovus.com/invest/docs/2014-annual-report/complete-French.pdf>

Canadian Natural : [TRADUCTION] *En tant que producteur de pétrole brut lourd le plus important au Canada, Canadian Natural emploie une stratégie de commercialisation qui vise à maximiser les prix réalisés et la valeur pour les actionnaires au moyen d'une approche à trois volets. Nous mélangeons différentes catégories de pétrole brut et des diluants pour mieux servir les besoins des raffineries, nous soutenons l'expansion de la capacité d'exportation par pipeline et, enfin, nous offrons notre appui et participons à des projets qui accroissent la capacité de transformation du pétrole brut lourd et du bitume*⁷⁰.

Canadian Oil Sands (copropriétaire de Syncrude) : *Nous avons garanti l'accès de la société à de nouveaux marchés au moyen d'engagements quant à la capacité pour les pipelines proposés vers les côtes Est et Ouest du Canada et la côte du golfe du Mexique des États-Unis. En outre, nous avons des contrats visant la capacité de stockage dans l'Ouest canadien. Ces mesures nous aideront à gérer les contraintes de transport et à étendre notre portée sur le marché afin d'obtenir le meilleur prix de vente pour notre produit*⁷¹.

Cenovus : *La société continue de se concentrer sur ses stratégies à court et à moyen terme afin d'élargir l'accès au marché de sa production de pétrole brut. À cet égard, elle maintient son appui aux nouveaux projets de pipelines envisagés qui relieraient Cenovus aux nouveaux marchés des États-Unis et du reste du monde*⁷².

Husky : *Étant donné la production croissante de pétrole classique et de celle issue des sables bitumineux en Amérique du Nord, ainsi que la disponibilité limitée des infrastructures pour acheminer les produits de la société vers le marché, la capacité de transport de pétrole et de gaz naturel devrait être restreinte au cours des prochaines années. L'accès restreint au marché pourrait avoir un effet significatif sur la situation financière de la société, sa stratégie commerciale à moyen et long termes, ses flux de trésorerie et sa réputation*⁷³.

Suncor : *Nous détenons aussi une position dans chaque projet de pipeline majeur planifié en Amérique du Nord, en vue d'améliorer encore davantage notre accès aux prix mondiaux*⁷⁴.

⁷⁰ Canadian Natural Resources Limited, 2014 Annual Report, page 5.

Source : http://www.cnrl.com/upload/media_element/910/01/cnq-2014-annual-report.pdf

⁷¹ Canadian Oil Sands Limited, Rapport annuel 2013, Message du président.

Source : http://www.cdnoilsands.com/files/ar2013/presidents_message.html (en anglais uniquement)

⁷² Cenovus, *op. cit.* (note 69), page 42.

⁷³ Husky Energy, Rapport de gestion de 2014, page 32, rubrique 7, *Risque et gestion du risque*. Source : <http://www.sedar.com/GetFile.do?lang=FR&docClass=7&issuerNo=00014974&fileName=/csfsprod/data150/filings/02313805/00000002/e%3A%5CHuskyEnergy%5C2015%5CAnnuals%5CMD%26A-12-31-14-French.PDF>

⁷⁴ Suncor, Rapport annuel 2013, pages 8-9, *Le modèle d'affaires intégré de Suncor*. Source : <http://suncor360.nonfiction.ca/2014/ar-fr-final/#p=12>

Les modifications apportées aux politiques et à la réglementation gouvernementales peuvent aussi avoir une incidence indirecte sur Suncor, comme dans le cas de l'opposition aux nouveaux réseaux de pipelines en Amérique du Nord⁷⁵.

59. Les politiques des producteurs à l'égard de la réservation de capacité pipelinère en prévision des besoins contrastent fortement avec la situation durant le premier demi-siècle de la mise en valeur du pétrole de l'Ouest canadien. À cette époque, la capacité des oléoducs ne posait guère problème⁷⁶, les oléoducs permettaient le transport commun essentiellement au maximum de leur capacité et les producteurs se contentaient de faire part de leurs exigences aux pipelines quelques jours avant le début de chaque mois au cours duquel la capacité pipelinère était demandée.

60. À une époque où, au dire de l'ACPP :

[TRADUCTION] Les pipelines sont le mode de transport privilégié pour le pétrole brut, mais les processus réglementaires prolongés continuent de poser des obstacles. À très court terme, au moins un nouveau projet pipelinier envisagé doit être concrétisé pour répondre à l'offre croissante... Ces projets [il est question ici d'Énergie Est, de Keystone XL, de Northern Gateway et de l'agrandissement du réseau de Trans Mountain—R.Priddle] ciblent trois différents marchés et seront donc tous nécessaires pour offrir aux producteurs de l'Ouest canadien une diversification du marché suffisante pour permettre à l'industrie de s'épanouir et de croître⁷⁷.

61. Il est manifestement impossible pour l'industrie ou les gouvernements ou les autorités de réglementation de chercher à « gérer » l'expansion de la capacité pipelinère en harmonie parfaite avec la croissance prévue de l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien. Il en est particulièrement ainsi lorsque, afin de réaliser les économies d'échelle nécessaires, des projets individuels ajouteraient des différentiels allant d'un demi-million à plus d'un million de barils par jour à la capacité de transport du pétrole du BSOC. La possibilité que la capacité pipelinère dépasse les exigences de transport qui pourraient être prévues, compte tenu du transport ferroviaire et d'autres moyens permettant d'acheminer le pétrole brut vers le marché, ne

⁷⁵ Suncor, Rapport annuel 2014, page 62, *Facteurs de risque*. Source : http://www.suncor.com/pdf/French_Full_Annual_Report.pdf

⁷⁶ Depuis longtemps l'ONÉ garde à vue les infrastructures de transport de pétrole et de gaz au Canada. Le rapport intitulé *Le réseau pipelinier du Canada - Évaluation du marché de l'énergie*, avril 2014, de l'ONÉ est un exemple courant de cette activité. Cependant, il y a 40 ans, l'Office avisait le Parlement, à la page 14 de son rapport annuel de 1973, de la façon suivante : [TRADUCTION] *Dans le cadre de ses responsabilités de délivrance des licences d'exportation de pétrole, l'Office a réalisé des études sur la capacité des divers oléoducs dont la destination est les États-Unis. Le caractère adéquat de la capacité pipelinère permettant de satisfaire aux exigences des marchés canadiens est sous surveillance permanente.*

⁷⁷ ACPP, *op. cit.* (note 31), page 34, rubrique 4.9, *Transportation Summary*.

devrait pas être prise en considération dans la prise de décision des autorités de réglementation. Il existe trop d'incertitude dans les deux éléments des prévisions, comme l'a noté l'Office dans ses Motifs de décision dans l'instance Alliance, les différentiels de capacité pipelinière permettant l'accès à de nouveaux marchés étant nécessairement « amples »⁷⁸. Comme il a déjà été mentionné et démontré, les coûts d'une « insuffisance » étant susceptibles de l'emporter sur les coûts d'une « surcapacité ».

62. IHS en fait la remarque comme suit à la page 20 de son rapport :

En raison de la nature incertaine des prévisions de la croissance de l'offre et des échéanciers de construction des projets pipeliniers, il est très difficile de faire concorder parfaitement la construction des pipelines avec la croissance de l'offre. En outre, étant donné que la construction de projets pipeliniers ajoute généralement beaucoup de capacité à la fois et que la production de brut augmente quant à elle progressivement, il est à peu près certain qu'on connaîtra des périodes de capacité excédentaire apparente si l'on veut éviter les périodes de capacité insuffisante.

63. Concentric aborde cette question en ces mots aux pages 29-30 de son rapport :

Compte tenu de ce rapport hautement asymétrique entre les coûts et les avantages (à savoir le faible coût de détenir une capacité pipelinière par rapport au coût élevé d'une capacité insuffisante — R. Priddle), on peut considérer que les expéditeurs prennent une décision rationnelle au plan économique en s'engageant envers Énergie Est et d'autres projets de façon inconditionnelle même si une certaine capacité excédentaire temporaire pourrait en découler si tous les projets sont développés comme prévu et à temps. En outre, je suis d'avis que les questions concernant l'intérêt public devraient tenir compte de la nouvelle dynamique des marchés pétroliers. La nécessité de construire de nouvelles installations de pipeline ne correspond pas simplement à la différence entre l'approvisionnement prévu et la capacité d'acheminement actuelle. Le marché a également besoin : (i) de flexibilité; (ii) d'accès diversifiés au marché; (iii) de la capacité

⁷⁸ L'ONÉ a répondu ainsi à cette question relative au transport du gaz : *En résumé, l'Office reconnaît que l'approbation et construction du projet de pipeline d'Alliance pourrait donner lieu à une capacité pipelinière dépassant l'offre pendant une période de temps. En raison de l'ampleur de l'investissement requis pour un projet comme celui-ci, ainsi que des engagements reliés à Alliance par ses expéditeurs, on pourrait observer une baisse temporaire du taux d'utilisation des autres réseaux pipeliniers, nécessitant une certaine période de constitution des approvisionnements. Cependant, en raison même de la nature d'un pipeline complètement nouveau, l'investissement doit être assez considérable pour tirer profit des économies d'échelle.* Source : ONÉ, Mdd, GH-3-97, Alliance Pipeline Ltd., 2.2 Approvisionnement en gaz, page 44 de 156 de la version PDF. Il existe donc en théorie des circonstances pour lesquelles les termes « Énergie Est » pourraient se substituer à « Projet d'Alliance Pipeline ».

de gérer le risque associé au fait de faire concurrence sur de multiples marchés; et (iv) de la capacité de gérer les risques de développement et d'exploitation.

64. Dans tous les cas, et comme le mentionne Concentric dans son rapport aux pages 34-35, IHS prévoit ce qui suit sous la rubrique *Scénarios de capacité pipelinrière future* à la page 20 de son rapport :

Dans l'hypothèse où tous les projets pipeliniers proposés sont construits (à savoir : l'agrandissement du réseau principal d'Enbridge, Enbridge Northern Gateway, Énergie Est, Keystone XL et l'agrandissement du réseau de Trans Mountain — R. Priddle), selon les échéanciers actuellement prévus, ces projets fourniraient une capacité suffisante pour suivre le rythme de la croissance de l'offre jusqu'après 2030, selon la prévision de l'offre d'IHS et la prévision supérieure de l'offre de l'ACPP.

Conclusion : Il est manifestement important et dans l'intérêt public de veiller à ce que les investisseurs en amont sachent maintenant que la capacité pipelinrière saura remplir les besoins de leurs investissements au fur et à mesure de leur échéance. Le projet Énergie Est est un élément important de cette garantie et la demande crée l'occasion de la fournir. Il en va de même pour les investisseurs dans des projets de valorisation de la capacité dans des régions éloignées des sables bitumineux, que ce soit au Canada ou à l'étranger.

4. Le Projet étendrait l'expérience de maintenir et d'exploiter un oléoduc majeur à quelque 2 500 kilomètres du Manitoba jusqu'au Nouveau-Brunswick, en passant par le nord de l'Ontario et le Québec

65. Mesurés sur une échelle régionale et provinciale, l'exploitation et le maintien de cet important oléoduc pourraient ne faire qu'un apport direct marginal au bien-être économique. Toutefois, les effets du Projet en ce qui concerne les revenus de travail, les taxes et impôts et les paiements de servitude seront d'importance proportionnelle au niveau local : le tracé pipelinier se trouve presque entièrement dans des régions rurales peu habitées, dont certaines sont désavantagées sur le plan économique⁷⁹.

66. Un oléoduc est une composante importante d'une infrastructure industrielle moderne. Le Projet, contrairement aux oléoducs d'exportation desservant surtout les marchés américains, extrapole cette infrastructure et ses avantages sur un territoire géographique pancanadien allant du centre de l'Alberta au Nouveau-Brunswick. Les avantages incluent, au niveau local, une compréhension et une application des technologies d'ingénierie connexes et constituent un élément positif de l'intérêt public local⁸⁰ dans le Projet.

67. Dans le sommaire des conclusions de son rapport, Concentric souligne ce qui suit à la page 57 : *Le Projet procure également d'importants avantages socioéconomiques pour les Canadiens dans tout le pays, notamment les résidents de régions qui sont traversées par l'oléoduc, les fournisseurs de bon nombre de provinces, les gouvernements locaux, provinciaux et fédéral et l'ensemble de l'économie canadienne.*

Conclusion : Il est raisonnable de conclure que les effets locaux du Projet seront dans l'intérêt public et que les régions pour la plupart rurales par lesquelles il passe s'en porteront mieux en présence d'Énergie Est qu'en son absence.

⁷⁹ La CÉO a fait part notamment de ce qui suit au ministre de l'Énergie de l'Ontario par suite de sa consultation au sujet du projet Énergie Est : *Certains participants croyaient que les avantages seraient minimes pour leurs collectivités une fois les emplois temporaires terminés après la construction. D'autres affirmaient que les activités continues généreraient des emplois permanents, des stages et des revenus fiscaux supplémentaires pour les petites et moyennes collectivités.* Source: CÉO, *op. cit.*, page 21.

⁸⁰ Pour l'Office, l'intérêt public englobe les intérêts locaux, régionaux et nationaux de tous les Canadiens. C'est la position adoptée par la CEC quant au projet Enbridge Northern Gateway; voir *Considérations*, Chapitre 2.3 *Critère relatif à l'intérêt public et à l'utilité publique en vertu de la partie III de la Loi sur l'Office national de l'énergie.*

5. Le transfert d'actifs, qui est essentiel au Projet, est dans l'intérêt public parce qu'il favorise le bien-être de la collectivité

68. Récapitulons : en plus de la certification du projet Énergie Est, la demande vise l'obtention de l'approbation par l'Office du transfert de certaines installations de gaz naturel du réseau principal de TransCanada à Énergie Est à la valeur nette comptable, majorée d'une prime d'acquisition et entraîne par voie d'une demande concurrente distincte la construction du PRPE.
69. La conjoncture de ces trois éléments — la certification de l'oléoduc, le transfert d'actifs gaziers et la certification du PRPE — produit un résultat démontré dans la preuve fournie par le demandeur, qui est manifestement dans l'intérêt public :
- a. Le projet Énergie Est est un nouvel élément important et stratégique de l'infrastructure nationale et affiche également un ratio avantages-coûts élevé;
 - b. Le transfert d'actifs et la construction d'installations gazières créeront des économies de valeur et procureront d'autres avantages pour les expéditeurs de gaz.
70. Le rapport de Concentric comprend sous sa rubrique VI intitulée *Cession d'actifs—Conversion du gaz au pétrole*, qui débute à la page 36, une discussion approfondie de l'intérêt public de l'approbation de la cession d'actifs, selon les modalités de la demande. Il énumère, aux pages 36-38, les facteurs à l'appui de cette conclusion quant à l'intérêt public et, inversement, à aux pages 45-46, il souligne qu'il n'est pas dans l'intérêt public de conserver les installations faisant l'objet de la conversion pour le transport gazier lorsque leur utilisation pour le transport pétrolier fournit de toute évidence un accès en temps opportun aux marchés pétroliers et offre des avantages importants en atténuant les restrictions existantes sur l'approvisionnement pétrolier de l'Ouest canadien.
71. Les paragraphes suivants renforcent les arguments présentés ailleurs dans la demande selon lesquels le transfert demandé des installations de gaz naturel est dans l'intérêt public.

Le réseau principal de TransCanada, y compris le raccourci North Bay, est une ressource nationale détenue en propriété privée et il est dans l'intérêt public de garantir son utilisation optimale

72. Le réseau principal, qui consiste maintenant bien évidemment en de multiples tronçons de pipeline, a été construit pour la première fois au cours de la deuxième moitié des années 1950 en vertu d'une loi spéciale du Parlement. Il représentait un choix par le gouvernement fédéral entre un groupe d'investisseurs qui offrait une route « pancanadienne » vers l'est et un autre

groupe qui proposait un pipeline vers le Midwest des États-Unis⁸¹. La construction du réseau principal a été rendue possible par la conclusion de contrats à long terme visant du gaz acheté par les sociétés de distribution locales (les « SDL ») à l'est de la Saskatchewan et par la construction par une société d'État du tronçon du nord de l'Ontario de la canalisation de transport, que TransCanada⁸² seule n'aurait pas été en mesure de financer (ce tronçon a été acheté par TransCanada en 1963)⁸³.

73. En reliant les provinces au moyen de cette entreprise et de ces travaux fédéraux et en initiant ce qui est devenu un commerce d'énergie interprovincial d'envergure, le réseau principal a donc été un instrument de construction de la nation canadienne et d'élaboration de la toute première politique fédérale en matière d'énergie. Vu dans cette perspective, il est approprié dans le présent contexte de considérer le réseau principal, y compris le raccourci North Bay, comme une ressource nationale détenue en propriété privée et dont l'utilisation devrait toujours être optimale.
74. Les installations qui sont visées par l'article 74 de la demande de transfert, consistant en quelque 3 000 kilomètres de pipeline de 1067 mm enterré, servent essentiellement de canalisation pour des liquides. À l'heure actuelle, cette canalisation sert et est utile à la prestation de services gaziers. Cependant, elle peut être adaptée pour acheminer d'autres fluides, y compris la gamme complète de qualités de pétrole brut provenant du BSOC, tant naturel que synthétique. Énergie Est demande l'autorisation d'utiliser cette canalisation pour que son entreprise puisse répondre aux fortes tendances continues de l'offre et de la demande continentales et mondiales de pétrole qui ont convergé pour générer un besoin sur le marché pour un nouveau flux important ouest-est de pétrole du BSOC vers les raffineries dans l'est du Canada et vers les marchés d'exportation dans le bassin de l'Atlantique et au-delà.
75. La demande de transfert peut donc être placée de façon appropriée dans des contextes de politique et de secteur privé analogues à ceux qui régnaient dans les années 1950, mais à l'égard d'un fluide différent. De nos jours, ces contextes incluent : une ressource du BSOC enclavée en émergence; une préférence, politique dans les années 1950, économique dans les années 2010, pour des flux traversant le pays vers l'est; une préférence pour que les marchés canadiens

⁸¹ Les groupes rivalisant pour l'approbation d'un important gazoduc pour le transport du gaz albertain vers l'Est comprenaient Western Pipelines Limited, constituée en 1949, dont le projet visait à transporter le gaz vers Winnipeg et à le rediriger ensuite vers le Sud pour se connecter au réseau de la société américaine Northern Natural et Trans-Canada Pipe Lines, constituée en 1951, dont le projet visait à transporter le gaz à travers les Prairies et le nord de l'Ontario vers les marchés de l'Ontario et du Québec. Voir Kilbourn, William. *Pipeline: TransCanada and the Great Debate a History of Business and Politics*, Clarke, Irwin and Company Limited, Toronto, Vancouver, 1970, pages 24 à 30.

⁸² À l'époque, TransCanada s'écrivait comme suit : Trans-Canada Pipe Lines.

⁸³ Kilbourn, *op. cit.*, pages 89 à 93.

soient approvisionnés dans la mesure du possible par des sources nationales⁸⁴; un désir politique de construire de nouvelles relations en matière d'énergie, partout au pays dans les années 1950, à l'étranger aujourd'hui; une initiative commerciale et d'ingénierie du secteur privé fortement étayée par des contrats à long terme, visant autrefois des achats de gaz, maintenant par voie d'ententes de service de transport de pétrole ayant force obligatoire. À la grande différence des années 1950, deux tiers de l'acier est déjà sous terre. Il est nécessaire que les autorités de réglementation reconnaissent qu'il existe une utilisation optimale pour cette canalisation et qu'elle serait mieux utilisée dans les services pétroliers. La solution de rechange, à savoir laisser les installations gazières visées captives du contexte commercial toujours très difficile auquel le réseau principal fait face, constitue du gaspillage et semble inconcevable. Le marché s'est prononcé en très grande majorité en faveur du projet pétrolier en concluant des ententes de service de transport visant plus de 90 % de la capacité offerte. En conséquence, comparativement à la rétention dans les services gaziers, des quantités d'énergie beaucoup plus grandes seront transportées et des produits d'exploitation plus élevés seront réalisés, ce qui entraînera la création de revenus grâce à cette canalisation en acier et à son agrandissement vers l'Est, à Saint John, au Nouveau-Brunswick.

L'intérêt public s'assimile au bien-être de la collectivité qui, dans le présent cas, est la nation

76. L'intérêt public que l'Office sert est celui de l'ensemble de la population canadienne. Il tient compte des intérêts locaux et régionaux et inclut l'intérêt des générations futures. Toutefois, il transcende les positions des parties individuelles et, en fin de compte, la collectivité dont les intérêts sont soutenus par l'Office est celle de la nation. La CEC abonde manifestement en ce sens dans les conclusions qu'elle a formulées à l'égard du projet Enbridge Northern Gateway, selon lesquelles le projet, s'il est construit et exploité dans le respect strict des conditions fixées par la commission, est dans l'intérêt public canadien et sa réalisation serait plus avantageuse pour les Canadiens que le contraire⁸⁵.
77. Une autorité américaine, que l'Office a citée à l'appui de ses conclusions dans d'autres contextes, traitant du domaine certes plus restreint des tarifs des entreprises de services publics, invoque comme première raison justifiant l'utilisation du bien-être collectif ou de l'intérêt public comme norme d'une politique publique valable ce qui suit :

⁸⁴ La production gazière de l'Ontario ne suffisait plus à répondre aux besoins des sociétés de distribution locales et la plus importante de celles-ci, Consumers Gas, avait conclu un contrat d'approvisionnement avec une société américaine, Tennessee Gas Transmission Company. Au Québec, la Corporation de gaz naturel du Québec, maintenant Gaz Métro, ne fournissait que du gaz produit à partir de charbon importé.

⁸⁵ CEC, *op. cit.*, page 15, 3^e colonne.

[TRADUCTION] *En premier lieu, les aspects économiques des entreprises de services publics peuvent utilement accepter comme allant de soi les conceptions de base qui prévalent dans le pays et à l'époque examinés. Tout au moins, en Europe de l'Ouest et aux États-Unis (et l'on pourrait ajouter le Canada – R. Priddle), il s'agirait, entre autres choses, de l'identification de l'intérêt public avec le bien-être des membres de la collectivité ou de la nation, l'État (s'entendant dans le présent cas de l'autorité chargée de la réglementation – R. Priddle) étant considéré tout simplement comme un instrument permettant de réaliser ce bien-être⁸⁶.*

78. Ces auteurs ont encore beaucoup à dire au sujet de l'intérêt public et de la maximisation du bien-être collectif. Ils affirment toutefois que leur rôle d'économistes professionnels est limité dans ce domaine, qu'ils n'ont pas les compétences nécessaires pour entreprendre la prise de décision réglementaire d'un point de vue normatif et que les membres d'une commission de réglementation dont c'est l'une des fonctions et responsabilités sont mieux qualifiés pour établir des comparaisons en matière de bien-être collectif⁸⁷. Dans le cas présent, l'Office national de l'Énergie est l'organisme le plus compétent pour entreprendre ce processus décisionnel normatif.

L'intérêt public que l'Office soutient est, tout compte fait, l'intérêt national

79. L'Office assume donc nécessairement, convenablement et continuellement la responsabilité attribuée par Bonbright et al. à la fonction de réglementation. Ce faisant, il a avancé ce qui suit :

L'intérêt public est un concept qui échappe à toute définition précise et dont les bornes peuvent changer d'un cas à l'autre en fonction de facteurs tels que les intérêts en cause ou l'article de la Loi en vertu duquel la demande est déposée⁸⁸.

80. Les limites de l'intérêt public dont il est question aux présentes sont manifestement très floues en raison des multiples articles de la Loi sur l'ONÉ en vertu de laquelle des demandes sont présentées, de la dispersion géographique des intérêts directement touchés et de la portée et de l'ampleur nationales des effets positifs du Projet sur le bien-être collectif, dans le cas où les demandes seraient approuvées, comme en témoignent la preuve fournie par le CBdC et IHS.

⁸⁶ Bonbright, J.C., Danielsen, A.L., et Kamerschen D.R., *Principles of Public Utility Rates*, Arlington, VA: *Public Utilities Reports*, deuxième édition, mars 1988, chapitre 3, *The Public Interest as the Assumed Goal of Ratemaking*, page 70, et pages 80-81, sous-rubrique *The Public Interest and Social Welfare*. Il est à noter que l'Office a cité Bonbright et al. en tant qu'autorités dans ses Mdd dans l'instance *TransCanada PipeLines et al.*, Droits et Tarif, RH-003-2011, mars 2013, notes 17 et 18 à la page 43.

⁸⁷ Bonbright et al., *op. cit.*, page 70 et pages 80-81 *The Public Interest and Social Welfare*.

⁸⁸ ONÉ, Mdd MH-1-2006, page 27 de 106 de la version PDF.

Dans chacun de ces domaines, les limites de l'intérêt public sont beaucoup plus floues que dans toutes les demandes antérieures visant la certification d'un pipeline dans le sud du Canada, plus floues, par exemple, que dans les demandes qui ont été examinées exhaustivement par la CEC à l'égard du projet Enbridge Northern Gateway.

81. Un ancien président de l'Office a exprimé le point de vue général suivant concernant l'intérêt public :

[TRADUCTION] *Bien qu'il n'existe aucune définition précise de l'intérêt public, il est clair que l'intérêt public incarne le concept du « plus grand bien pour le plus grand nombre ». De nombreux projets seront, par exemple, une source de désagrément pour les citoyens qui se trouvent à proximité de ceux-ci, mais ils procureront des avantages à de nombreuses autres parties. Les autorités de réglementation doivent estimer le bien commun qu'un projet peut créer comparativement à ses aspects négatifs éventuels, équilibrer ses divers effets et rendre une décision. En rendant une décision, ils exercent leur jugement professionnel, qui incarne leur expérience et leur connaissance de l'industrie, ainsi que leur expertise dans les domaines pertinents⁸⁹.*

82. Compte tenu de ce qui précède, la demande de transfert d'actifs ne peut pas être traitée isolément. Il importe plutôt de tenir compte de la relation ombilicale entre le transfert et les demandes de certification visant le projet Énergie Est et le PRPE et de situer les trois demandes dans le contexte général de l'intérêt public tout en reconnaissant, à l'instar de l'Office dans l'instance MH-1-2006, que l'approbation d'un transfert ne constitue pas une réponse définitive ou complète à la question de savoir si l'exploitation des installations de gaz naturel dans les services pétroliers serait dans l'intérêt public ou de commodité et de nécessité publiques⁹⁰.

L'application de la norme de l'intérêt public national ne permet généralement pas de satisfaire à tous les intérêts concurrents

83. La norme à appliquer par l'Office dans ces trois demandes étroitement liées est donc celle de l'intérêt public, soit la même norme qui a été jugée applicable dans l'instance MH-1-2006⁹¹.
84. En appliquant cette norme, il est généralement impossible de satisfaire pleinement tous les intérêts invoqués devant l'Office par le demandeur et par les parties intéressées, ce qui est prévisible : la CEC se penchant sur le projet Enbridge Northern Gateway a pesé et équilibré les

⁸⁹ Vollman, Kenneth, *The Regulator's Role—Promoting the Public Interest—Notes for a Presentation, World Forum on Energy Regulation*, Montréal, 24 mai 2000, à la page 2.

⁹⁰ *Ibid.*

⁹¹ ONÉ, Mdd MH-1-2006, page 35 de 106 de la version PDF.

avantages et les inconvénients et a conclu, par exemple, compte tenu des considérations économiques, tout en reconnaissant la difficulté de les mesurer, que les avantages économiques du projet seraient susceptibles de surpasser largement les inconvénients économiques qui l'accompagnent⁹². Plus particulièrement, la CEC a jugé que l'ouverture des marchés du bassin du Pacifique au pétrole brut canadien est importante pour l'économie et la société canadiennes. Toutefois, il est clair que les avantages de cette ouverture par voie du projet ne reviendraient pas aux parties ou aux intérêts qui estimaient être chargés d'un fardeau dans une mesure suffisante pour le compenser.

85. Cette condition est chose courante dans l'histoire de l'Office. Examinons les exemples suivants compte tenu de chaque partie applicable de la Loi régissant l'Office :

- a. **Questions visées par la partie III** : en traitant de la demande de certification visant le gazoduc de la vallée du Mackenzie, l'Office a déclaré qu'il devrait accepter que certains effets négatifs importants sur l'environnement soient probables, mais a estimé que ces effets seraient justifiés dans les circonstances. Il en est venu à cette conclusion après avoir examiné tous les effets positifs et négatifs que ce projet pourrait avoir et après avoir déterminé que le Nord s'en porterait considérablement mieux avec le projet que sans le projet⁹³.
- b. **Questions visées par la partie IV** : dans l'instance GH-5-89, l'Office a examiné soigneusement les effets distributifs de la péréquation d'une expansion de pipeline visant principalement l'approvisionnement des marchés d'exportation. Il a reçu des éléments de preuve selon lesquels la majoration tarifaire à la réalisation de l'expansion s'élèverait à environ 11 % (les droits de la zone sont de 0,97 \$/gigajoule comparativement à 0,87 \$/gigajoule sans l'expansion)⁹⁴. L'Office estimait que les expéditeurs existants n'ont pas de droits acquis à l'égard du réseau de TransCanada, de sorte qu'ils n'ont pas droit à une protection contre des majorations tarifaires résultant d'expansions économiquement rentables de ce réseau⁹⁵. Les expéditeurs actuels portant le fardeau de l'expansion dans cette contestation étaient des fournisseurs de gaz auprès de SDL canadiennes et de leurs clients résidentiels, commerciaux et industriels. Les expéditeurs bénéficiaires de l'expansion étaient des fournisseurs auprès de marchés d'exportation.

⁹² CEC, *op. cit.*, page 375, 3^e colonne.

⁹³ ONÉ, Mdd GH-1-2004, Projet gazier Mackenzie, Partie 4, *Notre décision*.

⁹⁴ ONÉ, Mdd GH-5-89, page 30 de 78 de la version PDF.

⁹⁵ *Ibid.*, page 59 de 78 de la version PDF.

- c. **Questions visées par la partie VI** : au cours des dernières années, l'Office a examiné de nombreuses demandes visant l'exportation à long terme du gaz naturel liquéfié. À sa demande, il a été informé par des demandeurs quant à l'offre et à la demande du gaz canadien et aux répercussions des volumes d'exportation proposés sur la capacité des Canadiens de répondre à leurs besoins de gaz. La réponse presque uniforme des experts indique que l'exportation à long terme de quantités différentielles importantes de gaz augmentera raisonnablement le prix du gaz, mesuré par exemple au carrefour AECO-C en Alberta, au cours de la durée des exportations. L'Office a néanmoins continué à approuver les demandes de licence malgré cette opinion et tout en sachant manifestement que le milieu des producteurs et des exportateurs de gaz qui profiteront de ses approbations diffère du milieu des acheteurs et des consommateurs de gaz qui porteront le léger fardeau si les exportations prévues et les augmentations de prix connexes se matérialisent.
86. Compte tenu de ce qui précède, si l'Office devait apprécier la preuve examinée et juger sans réserve qu'il est dans l'intérêt public d'approuver les demandes de certificats et de transfert, il serait approprié – après l'établissement de conditions ayant pour but de veiller à ce que soient prises des mesures d'atténuation raisonnables des effets sur l'environnement – d'accorder les approbations demandées même si, à l'instar d'un grand nombre de décisions antérieures, certains intérêts économiques semblaient subir des pertes financières.

Perspective appropriée quant aux répercussions (financières) économiques négatives éventuelles qui peuvent être associées à l'approbation du transfert et à d'autres approbations demandées

87. Il est concevable, bien qu'incertain, que certaines parties à la présente instance puissent chercher à invoquer un « préjudice » causé sous forme de pertes financières, par exemple, aux expéditeurs, aux distributeurs et aux consommateurs de gaz par suite de la demande de transfert d'actifs, de conversion d'installations en centres de services pétroliers et de construction du PRPE assortie des majorations tarifaires connexes.
88. Dans ce cas, l'Office devrait examiner la question ou les questions des répercussions économiques négatives dans la perspective élargie des bouleversements survenus dans les approvisionnements de pétrole et de gaz en Amérique du Nord et des flux nationaux et internationaux en découlant. Dans le secteur gazier, ces facteurs ont abaissé les prix du gaz, déstabilisé les marchés nationaux de l'est et d'exportation du gaz du BSOC et entretenu un climat commercial très négatif pour l'exploitation commerciale du réseau principal de TransCanada. Dans le secteur pétrolier, ils ont créé l'obligation pour les producteurs de pétrole du BSOC d'accéder à des marchés continentaux de l'est du Canada et du bassin de l'Atlantique plutôt que de chercher à élargir davantage ses marchés américains où le produit canadien fait

face à la forte concurrence des pétroles bruts légers provenant des schistes américains et d'autres formations non classiques. Inversement, il est recommandé que l'Office n'examine pas ces répercussions dans la perspective étroite du préjudice invoqué en raison des variations éventuelles des tarifs de transport touchant uniquement certains expéditeurs, SDL et leurs clients dans une mesure proportionnellement négligeable.

89. Quant à la perspective élargie recommandée, les bouleversements, actuels et prospectifs, sont survenus essentiellement par suite de ce que M. Daniel Yergin d'IHS a nommé [TRADUCTION] l'« ouragan de schiste »⁹⁶. Il n'y a pas lieu de chercher plus loin que l'évaluation du marché de l'énergie par l'Office, intitulée *Avenir énergétique du Canada en 2013* (novembre 2013) pour trouver un très récent point de vue d'expert quant à ces bouleversements et à leurs répercussions, lequel est présenté sous la rubrique *Évolution du tableau de l'énergie* traitant à la fois de la *Production de gaz de schiste et de réservoirs étanches* et de la *Production de pétrole de réservoirs étanches* aux pages 3-7 et résumé à la page 3 par le commentaire suivant : *Le marché nord-américain de l'énergie évolue rapidement depuis quelques années. Ce qui est sans doute le plus à signaler, c'est le perfectionnement technologique des méthodes de forage et de complétion de puits qui est rapidement venu transformer les perspectives de production gazière et pétrolière en Amérique du Nord.*
90. Les données de base sous-jacentes à ces bouleversements sont susceptibles de persister, ce qui se dégage manifestement de l'évaluation de l'*Avenir énergétique du Canada en 2013* qui, couvrant la période jusqu'à la fin de 2035, prévoit une montée de la production de pétrole brut (pages 39-40), sous réserve de l'hypothèse clé que l'infrastructure sera suffisante pour livrer la production de pétrole canadien sur les marchés d'exportation (page 51), exprime la confiance que les forces du marché hautement intégré en Amérique du Nord feront que l'offre de gaz naturel suffira à la demande au Canada à un prix dicté par le marché (page 60), et postule un ratio élevé continu saisissant des prix du pétrole par rapport aux prix du gaz dans tous les scénarios de prix examinés (figure 1.1 à la page 1) prédisant d'énormes rentes (ou surplus) de consommation pour les utilisateurs de gaz.
91. Quant à la répercussion sur les activités de transport interne interprovincial de TransCanada de ces bouleversements dans le secteur du gaz naturel, l'Office était d'avis en mars 2013 que : *la situation dans laquelle se trouve le réseau principal est inédite. Aucun gazoduc d'envergure relevant de la réglementation de l'Office n'a jamais subi les forces du marché avec autant de vigueur que le réseau principal en ce moment*⁹⁷.
92. La menace que représente l'environnement pour les activités du réseau principal de TransCanada a suscité de la part de celle-ci une réponse à volets multiples. La réponse à

⁹⁶ Yergin, Daniel, *op. cit.* (note 27), pages 331 à 334.

⁹⁷ ONÉ, Mdd RH-003-2011, *Dispositif, Le contexte commercial*, page 1.

trois volets intégrée figurant dans les demandes aux termes de l'article 52 et dans la demande de transfert d'actifs aux termes de l'article 74 applique l'esprit d'entreprise commercial et la virtuosité technique à la production de solutions dans l'intérêt public qui servent à remplir les besoins des producteurs de pétrole du BSOC et des entreprises de raffinerie de l'est du Canada tout en préservant les intérêts des SDL du centre du Canada et de leurs clients et en satisfaisant pleinement leurs exigences, comme en témoigne la conclusion de contrats à long terme de service de transport ferme. Ces aspects sont traités en profondeur dans la demande et les autres éléments de preuve d'experts. Par exemple, le rapport de Concentric traite de la qualité du service de transport du gaz à la page 49 et énumère les avantages pour les producteurs de pétrole aux pages 54-57.

93. Selon le « facteur décisif » de cette perspective élargie recommandée, si une preuve de pertes financières subies par certains consommateurs de gaz canadiens est fournie et établie, l'Office devrait l'examiner compte tenu de ce qui suit :

- a. L'Office a, dans un contexte similaire, rejeté un critère postulé « d'absence de préjudice aux clients » et a plutôt privilégié l'intérêt public en tant que norme de réglementation appropriée (voir la pièce jointe A ci-après, n° de référence MH-1-2006);
- b. Les utilisateurs de gaz canadiens de tous types continueront de jouir de rentes (ou de surplus) de consommation de très grande valeur, qui correspondent à des revenus non réalisés et non imposés, du fait que les prix du gaz demeurent bien au-dessous de ceux de combustibles concurrentiels, particulièrement les combustibles utilisant le pétrole⁹⁸ et, surtout en Ontario, l'électricité aussi⁹⁹;

⁹⁸ L'Office prévoit que le ratio des prix du pétrole par rapport à ceux du gaz continuera à largement favoriser les consommateurs de gaz naturel, comme il l'énonce dans sa publication de novembre 2013 intitulée *Avenir énergétique du Canada - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035 - Évaluation du marché de l'énergie : Historiquement, le prix du gaz naturel suit le cours du pétrole brut, tout en demeurant un peu en retrait sur la base d'une équivalence énergétique de 6 : 1 (le prix du pétrole est coté en \$ US/b et celui du gaz, en \$ US/MBTU). Ces dernières années, ce ratio a augmenté pour atteindre 18 : 1 en 2010. Ce phénomène tient au potentiel considérable des nouvelles sources d'approvisionnement créé par l'utilisation accrue de la fracturation hydraulique en plusieurs étapes ainsi qu'au nombre restreint d'occasions de se convertir des combustibles utilisant le pétrole au gaz naturel. Dans le scénario de référence, le ratio diminue lentement pour se fixer à 14 : 1 à l'horizon 2035, selon les projections de prix pour le pétrole et le gaz naturel. Les projections annuelles des prix du pétrole et du gaz utilisées par l'Office desquelles sont dérivés ces ratios se trouvent dans le scénario de référence du tableau A1.1 des annexes de l'Évaluation du marché de l'énergie ci-dessus.*

⁹⁹ Le tableau A2.10 des annexes, *op. cit.*, intitulé *Demande - Scénario de référence, Ontario*, Section 1 : *Prix de l'énergie pour utilisation finale*, présente les projections des prix du gaz naturel, de l'électricité et du mazout léger dans la catégorie *Résidentiel*, ce qui démontre que le ratio des prix de l'électricité par rapport à ceux du gaz exprimés en dollars par gigajoule s'élève de 2,6 en 2014 à 2,9 en 2025 et à 3,1 en 2035. Même si on alloue, disons, 20 % pour l'écart en faveur de l'électricité en termes d'efficacité dans son utilisation pour le chauffage de l'eau et de l'espace résidentiels, il est évident que les prix du gaz résidentiel sont actuellement avantageux du point de vue du consommateur et, selon l'office, devraient le devenir encore plus d'ici 2035.

- c. L'Office a par le passé jugé acceptables des augmentations similaires de coûts de transport touchant les SDL et leurs clients dans le cadre de l'instance GH-5-89 par suite de la « péréquation »;
- d. La mise en place du PRPE permettrait aux SDL du centre du Canada de jouir de la haute qualité traditionnelle des services fermes de TransCanada en ce qui concerne l'établissement de leurs sources d'approvisionnement en gaz;
- e. La capacité concurrentielle projetée de ces sources d'approvisionnement sur les marchés de l'énergie qu'elles desservent fera en sorte que, contrairement au contexte commercial difficile auquel font face le réseau principal et ses investisseurs dans les services gaziers, les SDL et leurs investisseurs continueront de prospérer.

Conclusion : Le transfert d'actifs est dans l'intérêt public du Canada parce qu'il garantirait l'utilisation optimale du réseau principal canadien, une ressource nationale détenue en propriété privée qui peut être adaptée pour atteindre les objectifs nationaux en ce qui a trait au pétrole, analogues à ceux qu'il a atteints pour ce qui est du gaz il y a un demi-siècle. L'issue d'une réglementation valable ne peut pas satisfaire de la même manière l'ensemble des intérêts concurrents. L'Office doit rechercher le plus grand bien pour le plus grand nombre, ce qu'il pourra faire en approuvant la demande de transfert et les demandes connexes visant les installations, ces dernières étant toujours assorties de conditions visant à assurer des normes élevées en matière de protection de l'environnement et de sécurité du public.

R. Priddle

Novembre 2015

L'examen des questions d'intérêt public par l'Office

La seule raison d'être de l'Office quant aux sociétés soumises à sa réglementation vise à évaluer et à protéger l'intérêt public¹⁰⁰. Quand l'Office reconnaît expressément la nature d'un attribut d'un projet comme étant (ou non) dans l'intérêt public, il ne veut pas dire que les autres attributs qui n'ont pas été expressément reconnus comme tels ne sont pas d'intérêt public aux yeux de l'Office.

La position générale de l'Office sur l'intérêt public

L'Office déclare qu'un de ses objectifs est de réglementer, dans l'intérêt public canadien, les pipelines, la mise en valeur des ressources énergétiques et le commerce de l'énergie.

Dans ce cadre, l'Office estime que l'intérêt public canadien englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société¹⁰¹.

Pour expliquer ses responsabilités, l'Office déclare qu'il considère les questions d'intérêt public selon l'incidence que l'octroi des demandes peut avoir sur celui-ci et illustre en donnant comme exemple la protection de l'environnement et la sécurité publique comme deux de ces questions¹⁰².

Dans le cadre de l'octroi d'une demande de certificat d'utilité publique comme le demande Énergie Est, l'objectif ultime de l'Office est de formuler une recommandation quant à savoir si le projet est d'intérêt public, concept qui fait partie intégrante de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ « ... sa recommandation motivée à savoir si le certificat devrait être délivré ou non relativement à tout ou partie du pipeline, compte tenu du caractère d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur, du pipeline... »¹⁰³.

¹⁰⁰ L'Office a énoncé l'objectif de son mandat dans ses Mdd dans l'instance OH-4-2007 de la façon suivante : *L'ONÉ a pour raison d'être de promouvoir, dans l'intérêt public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité de l'infrastructure énergétique, conformément au mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines et des lignes internationales de transport d'électricité, ainsi que de la mise en valeur des ressources énergétiques.*

¹⁰¹ Source : Site Web de l'ONÉ, Plan stratégique, <https://www.neb-one.gc.ca/bts/whwr/gvrnnc/strtgcpIn-fra.html>

¹⁰² Source : Site Web de l'ONÉ, Responsabilités, <https://www.neb-one.gc.ca/bts/whwr/rspnsblt/index-fra.html>

¹⁰³ CEC, *op. cit.*, *Considérations*, page 7.

La position de l'Office (et des commissions) sur l'intérêt public relative à certaines demandes de certificat

Instance du projet d'agrandissement Alberta Clipper — OH-4-2007 — Février 2008

Cette commission déclare que les facteurs et les critères servant à déterminer l'intérêt public varient selon les circonstances :

Suivant la Loi sur l'ONÉ, les facteurs dont il faut tenir compte et les critères qui doivent être appliqués pour parvenir à une décision concernant l'intérêt public, ou le caractère d'utilité publique d'un projet tant pour le présent que pour le futur, peuvent varier en fonction des circonstances, notamment de la demande, de l'emplacement du projet, du produit en cause, des composantes de la population qui seront touchées par la décision, des valeurs sociales de l'époque et des visées des dispositions pertinentes de la Loi sur l'ONÉ. L'Office rend ses décisions dans l'intérêt public, en fonction du respect des droits des personnes touchées, de son souci de protéger l'environnement et de son engagement à l'égard de la sécurité et la sûreté¹⁰⁴.

Instance de TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. — OH-1-2009 — Mars 2010

La commission a indiqué dans le cadre de son « Appréciation des avantages et inconvénients » en déterminant le caractère « d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur, » requis relativement aux certificats délivrés en vertu de la Partie III de la Loi sur l'ONÉ que :

Chaque demande comporte généralement des avantages et des inconvénients sur lesquels l'Office doit exercer son jugement éclairé en se fondant sur une analyse approfondie de la preuve dont il est dûment saisi pour en arriver à sa décision définitive¹⁰⁵.

En appréciant les avantages et les inconvénients, l'Office considère que les avantages économiques du pipeline Keystone XL découlent principalement de l'accroissement de la concurrence et des options de transport additionnelles dont les expéditeurs peuvent se prévaloir alors que les inconvénients économiques du projet portaient principalement sur le fait que les expéditeurs sur ces réseaux pourraient devoir payer des droits plus élevés¹⁰⁶.

La commission a pris ce qui pourrait être considéré par certains comme une position fortement indépendante dans son évaluation de l'intérêt public et a réaffirmé son inquiétude sur l'équilibre des intérêts concurrents :

¹⁰⁴ ONÉ, Mdd, page 2, rubrique 1.3 *L'intérêt public*.

¹⁰⁵ ONÉ, Mdd, page 82, rubrique 11.1 *L'intérêt public canadien*.

¹⁰⁶ *Ibid.*, page 83, rubrique 11.2 *Appréciation des avantages et inconvénients*.

L'Office est d'avis que cette décision sur l'intérêt public global doit transcender les positions des parties individuelles ainsi que les énoncés des gouvernements en matière de politique économique et énergétique. L'Office en tient compte, mais il estime qu'il doit aussi concilier, en ce qui concerne l'intérêt public, les intérêts concurrents dans les domaines politique, économique et social¹⁰⁷.

La Commission d'examen conjoint (la « CEC ») dans l'instance du projet Enbridge Northern Gateway (« ENG ») — OH-4-2011-2013

Commentaires de nature générale

Cette commission a enrichi quelque peu la définition générale d'intérêt public de l'Office de deux façons : en définissant davantage la notion de « tous les Canadiens » et en introduisant le concept d'intégration des trois groupes de considérations identifiés par la position générale de l'Office :

Pour la commission, l'intérêt public englobe les intérêts locaux, régionaux et nationaux de tous les Canadiens et consiste en l'intégration des intérêts environnementaux, sociaux et économiques. La détermination de l'intérêt public est fondée sur des conclusions de fait et un examen des informations scientifiques et techniques¹⁰⁸.

La Commission a poursuivi en notant que :

La Loi sur l'Office national de l'énergie oblige la commission à examiner l'incidence potentielle sur l'intérêt public de l'approbation du projet ou du rejet de la demande.

En faisant sa recommandation à savoir si le projet ENG est dans l'intérêt public ou non, la commission a déclaré avoir toujours gardé à l'esprit les répercussions du projet sur les générations futures de Canadiens et Canadiennes¹⁰⁹.

La recommandation de l'Office quant à savoir si le projet est dans l'intérêt public repose bien entendu sur la preuve qui lui a été présentée à l'égard du projet¹¹⁰. Cette preuve est recueillie et examinée en

¹⁰⁷ ONÉ, Motifs de décision OH-1-2007, page 56, rubrique 9 *Incidences du projet sur les intérêts nationaux, Opinion de l'Office.*

¹⁰⁸ CEC, *op. cit.*, Considérations, page 9.

¹⁰⁹ *Ibid.*, page 4.

¹¹⁰ *Ibid.*

fonction de la liste des questions que doit examiner l'Office, dans la demande d'Énergie Est, *Liste des questions — Questions relatives aux installations — Partie III de la Loi sur l'Office national de l'énergie*.

La *Loi sur l'Office national de l'énergie* exige que l'Office fixe les conditions qu'il juge nécessaires ou utiles à l'intérêt public pour la réalisation du projet si le gouverneur en conseil lui donne instruction de délivrer des certificats autorisant le projet¹¹¹. La recommandation de l'Office tient compte de ces conditions, lesquelles peuvent inclure des mesures d'atténuation environnementale précises et d'autres conditions, et détermine si le projet est utile à l'intérêt public¹¹².

Commentaires quant aux éléments spécifiques de l'intérêt public

La CEC examinant le projet ENG a déclaré ce qui suit :

La commission a soupesé les fardeaux et les avantages potentiels du projet dans l'optique de leurs effets sur l'environnement, la société et l'économie à l'échelle locale, régionale et nationale. Puisque ces trois volets de l'intérêt public interagissent et s'imbriquent, la commission en a fait l'examen de manière intégrée¹¹³.

Quant aux considérations spécifiques de l'intérêt public, la CEC a évalué les points suivants :

- *il est utile à l'intérêt public que l'offre croissante de pétrole brut de l'Ouest canadien trouve preneur sur les marchés du bassin du Pacifique¹¹⁴;*
- *il est dans l'intérêt public de maximiser les prix obtenus pour le pétrole brut de l'Ouest canadien, une ressource non renouvelable¹¹⁵;*
- *des marchés qui fonctionnent bien ont tendance à produire des résultats qui sont dans l'intérêt public¹¹⁶.*

(Inversement, l'Office a trouvé qu'il ne serait pas dans l'intérêt public de rejeter les projets pour répondre à une question non liée au marché comme à la page 74 des Motifs de décision dans l'instance OH-4-2007 : ... *l'Office estime qu'il ne serait pas dans l'intérêt public*

¹¹¹ *Ibid.*, page 6.

¹¹² *Ibid.*, page 9.

¹¹³ *Ibid.*, page 11.

¹¹⁴ *Ibid.*, page 366.

¹¹⁵ *Ibid.*, page 372.

¹¹⁶ *Ibid.*, page 375.

de rejeter le projet pour réserver une charge d'alimentation à des projets intérieurs d'installations de valorisation et de raffinage qui pourraient ou non être réalisés...¹¹⁷).

- L'office dans ses Motifs de décision dans l'instance OH-1-2009 du pipeline Keystone XL a tempéré le principe d'intérêt public lié au « bon fonctionnement des marchés » ou aux « forces de la concurrence » en ajoutant... *sauf si cela entraîne des coûts supérieurs aux avantages acquis¹¹⁸.*
- *L'oléoduc d'exportation de pétrole, en procurant un accès aux marchés du bassin du Pacifique, pourrait constituer un ajout important et stratégique pour le réseau pipelinier de l'Ouest canadien dans son ensemble¹¹⁹ (et, implicitement, cela serait dans l'intérêt public).*

Dans l'instance MH-1-2006 visant le transfert d'actifs, l'Office a traité de la question d'intérêt public relativement à un critère postulé d'« absence de préjudice ».

Comme le déclare l'Office, *De manière générale, les parties étaient divisées en deux camps : d'un côté, les parties en faveur d'une évaluation de la demande de transfert en fonction de la grande norme de l'intérêt public et de l'autre, celles qui sont favorables à une évaluation basée sur le critère de l'« absence de préjudice » pour les clients¹²⁰.*

Après avoir entendu de nombreux témoignages et arguments, l'Office a jugé que la norme de réglementation applicable à la demande de transfert était celle de l'intérêt public¹²¹.

¹¹⁷ ONÉ, Mdd OH-4-2007, page 74.

¹¹⁸ ONÉ, Mdd OH-1-2009, page 34.

¹¹⁹ CEC, *op. cit.*, Considérations, page 394.

¹²⁰ ONÉ, Mdd MH-1-2006, page 10.

¹²¹ ONÉ, *op. cit.*, page 17.

Roland Priddle : diplômes, expérience et expertise

Diplômes universitaires :

M.A. University of Cambridge (Géographie économique)

M.A. Université d'Ottawa (Économie)

Expérience pertinente :

1956-1964 : Groupe de sociétés de la Royal Dutch/Shell : analyste en gestion

1965-1973 : Office national de l'énergie : état-major, chef de division, directeur

1974-1985 : Directeur général et sous-ministre du pétrole au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (aujourd'hui Ressources naturelles Canada)

1986-1997 : Office national de l'énergie : Membre et président du conseil

1997-... : Consultant national et international en matière de réglementation, de politique et d'économie de l'énergie

Reconnu comme témoin expert dans les instances suivantes :

Office national de l'énergie : GH-001-2014, NOVA Gas Transmission Ltd., projet North Montney, octobre 2014

Office national de l'énergie : GH-001-2012, NOVA Gas Transmission Ltd., projet de prolongement Komie Nord de la canalisation principale du nord-ouest, octobre 2012

Commission d'examen conjoint pour le projet Enbridge Northern Gateway, septembre 2012

Office national de l'énergie : GH-1-2011, KM LNG, demande de licence d'exportation de gaz naturel liquéfié (ou GNL), juin 2011

Membre d'un groupe d'arbitrage dans le cadre d'un arbitrage privé en vertu de la *Loi sur l'arbitrage commercial* (Canada), novembre 2010

Tribunal de la faillite des États-Unis, District du Maryland (Cause n° 03-30465-PM), le 21 avril 2008

Office national de l'énergie : GH-1-2004, projet gazier Mackenzie, novembre 2006

Surintendant des hydrocarbures en Bolivie (Tarifs applicables au prolongement du réseau de pipeline 24), mai 2002

Régie de l'Énergie du Québec : Dossier R-3401-98, Hydro-Québec, avril 2000