

L'ACCÈS AUX RESSOURCES PÉTROLIÈRES NORD-AMÉRICAINES

Importance économique et enjeux
environnementaux du projet
d'inversion de la ligne 9B d'Enbridge



RAPPORT DU COMITÉ CONJOINT QUÉBEC-ALBERTA

Novembre 2013

L'ACCÈS AUX RESSOURCES PÉTROLIÈRES NORD-AMÉRICAINES

Importance économique et enjeux
environnementaux du projet
d'inversion de la ligne 9B d'Enbridge

RAPPORT DU COMITÉ CONJOINT QUÉBEC-ALBERTA

Novembre 2013

RAPPORT DU COMITÉ CONJOINT QUÉBEC-ALBERTA
L'accès aux ressources pétrolières Nord-américaines

Dépôt légal - Bibliothèque et Archives nationales du Québec
ISBN 978-2-550-69465-6 (Imprimé)

© Gouvernement du Québec, Novembre 2013

TABLE DES MATIÈRES

Faits saillants.....	1
Introduction	5
1. Contexte du marché mondial du pétrole.....	7
1.1 L'offre et la demande mondiales de pétrole	8
1.2 La situation pétrolière en Amérique du Nord.....	11
2. Enjeux et impacts économiques.....	19
2.1 Le bilan énergétique du Québec	21
2.2 Les secteurs liés au pétrole dans l'économie du Québec.....	25
2.3 Impacts économiques de l'inversion de la ligne 9B d'Enbridge	30
3. Enjeux environnementaux.....	37
3.1 Encadrement réglementaire du projet d'Enbridge.....	38
3.2 La sécurité des pipelines	45
3.3 Le pétrole des sables bitumineux.....	48
3.4 L'engagement du Québec en matière d'environnement	50
3.5 État de l'engagement de l'Alberta en matière d'environnement.....	51
Conclusion.....	53
Annexe 1	55
Annexe 2	57
Annexe 3	59
Annexe 4	61
Annexe 5	63
Annexe 6	65

FAITS SAILLANTS

Le pétrole constitue une source importante d'énergie au Québec, malgré la mise en valeur du potentiel hydroélectrique et une utilisation de plus en plus efficiente du pétrole dans l'économie. Or, le Québec importe la totalité du pétrole brut qu'il raffine, principalement du Moyen-Orient et de l'Afrique ainsi que de la mer du Nord.

- Les prix du pétrole en provenance de ces sources, soumises à une pression intense découlant de la demande en provenance de l'Europe et des économies émergentes, sont élevés.
- En contrepartie, la forte croissance de la production au Canada et aux États-Unis, combinée à l'insuffisance des infrastructures de transport, a conduit à une offre abondante de pétrole en Amérique du Nord, ce qui a eu pour effet de réduire les prix du pétrole en provenance des producteurs canadiens et américains.

La proposition de la compagnie Enbridge de renverser le flux de la canalisation 9B de l'ouest vers l'est donnerait accès de nouveau au Québec au marché nord-américain, lui assurant ainsi un approvisionnement stable à coût avantageux. Il s'agit du sens initial d'écoulement de ce conduit, qui prévalait jusqu'en 1999.

Ce projet présente pour l'économie du Québec plusieurs avantages.

- Il allégerait la facture des importations du Québec et permettrait de réduire le déficit commercial, tout en assurant une sécurité accrue de l'approvisionnement.
 - Pour chaque dollar d'écart de prix entre les pétroles Brent et WTI, le déficit commercial du Québec serait réduit d'environ 100 millions de dollars par année.
- Il consoliderait la position concurrentielle des raffineries du Québec et celles des industries connexes au pétrole, présentement désavantagées par le manque d'accès au pétrole brut en provenance de l'Ouest.
 - La disparition des activités de raffinage impliquerait des pertes de près de 7 500 emplois au Québec ainsi qu'une baisse de l'activité économique équivalente à environ 1,0 % du PIB, en plus d'avoir un effet déstructurant sur l'économie.
- Il accroîtrait la diversification des sources d'approvisionnement du Québec, ce qui représente un important avantage stratégique.

Sur le plan environnemental, le transport du pétrole nord-américain par pipeline est soumis à une réglementation développée, tant au niveau fédéral que provincial, ainsi qu'aux normes de l'industrie. Les statistiques montrent qu'il s'agit d'un mode de transport du pétrole sécuritaire.

- À cet égard, le gouvernement du Québec entend s'assurer que tous les moyens sont mis en œuvre afin de respecter les plus hautes normes en matière environnementale et de sécurité publique.
 - À cet effet, il veille à maintenir à niveau le cadre réglementaire provincial et s'assure que les plans d'intervention en cas d'urgence des municipalités soient à jour.
 - Il est à noter également que la compagnie est responsable financièrement des conséquences d'un incident.
 - Par ailleurs, le gouvernement du Québec souhaite s'assurer, par le biais d'une consultation, que la sécurité de la population et de l'environnement soit prise en compte.

Même si son usage n'est pas sans conséquences sur l'environnement, le recours au pétrole demeure une nécessité. Pour le Québec, ce projet est une opportunité à saisir jusqu'à ce que de nouvelles solutions technologiques permettent de réduire notre dépendance à cette source d'énergie.

Par le biais de programmes visant l'efficacité énergétique, le développement des technologies propres et l'électrification des transports, le gouvernement du Québec continue d'agir pour réduire la dépendance au pétrole. À cette fin, le Québec investira plus de 3 milliards de dollars d'ici 2020, notamment dans le cadre du Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques.

Le pétrole demeure présentement une nécessité et l'approvisionnement sur le marché nord-américain représente une opportunité pour le Québec. De nouvelles technologies et le changement des habitudes de consommation contribueront à réduire la consommation de pétrole à moyen et long terme. Toutefois, cette ressource demeurera importante pour plusieurs industries et le fait de bénéficier d'un approvisionnement sécuritaire sera pour le Québec un atout durable.

Le projet d'inversion de la canalisation 9B de la compagnie Enbridge

Le 29 novembre 2012, la compagnie Enbridge a déposé une demande à l'Office national de l'énergie concernant la modification de la canalisation 9, transportant du pétrole entre l'Ontario et le Québec.

Cette proposition a pour but d'alimenter l'industrie québécoise du raffinage en pétrole nord-américain. Il s'agira essentiellement de pétrole léger, adapté aux caractéristiques des installations actuelles des raffineurs québécois. La demande comprend trois volets :

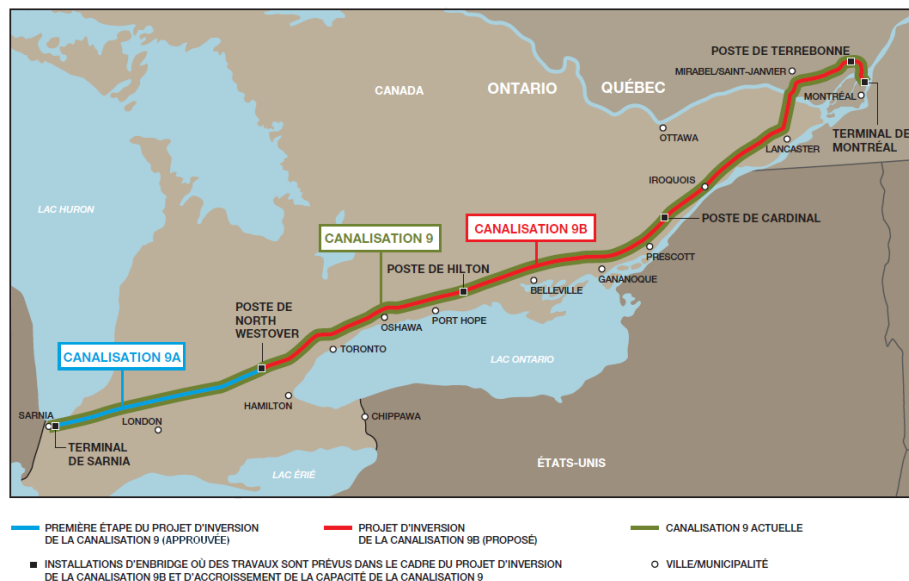
- le renversement du flux de la canalisation 9B, qui relie North Westover, en Ontario, à Montréal. Le flux d'écoulement retournerait ainsi à son sens original, qui avait été inversé en 1999;
- l'accroissement de la capacité de la canalisation 9, de 240 000 à 300 000 barils par jour;
- la révision du tarif (des conditions de service) de transport par la canalisation 9.

Sous réserve de l'obtention des approbations requises, Enbridge entreprendrait les travaux nécessaires à l'inversion de la canalisation 9B vers la fin de 2013, visant sa mise en service à la fin de 2014.

Quelques éléments à retenir

- La ligne 9B, dont la portion québécoise est de 109 kilomètres, est une infrastructure existante qui est présentement sous-utilisée.
- L'augmentation de la capacité de transport de la canalisation se fera par l'ajout d'un agent de réduction de frottement. Cet accroissement n'entraînera pas une augmentation de la pression dans le conduit.
- Le volume de transport prévu pourra combler en grande partie la consommation pétrolière du Québec (près de 355 000 barils par jour en 2012). Il est néanmoins inférieur à la capacité de raffinage du Québec, qui est de 402 000 barils par jour.
- Ce projet n'exclut pas les voies d'approvisionnement actuelles, ni un éventuel nouvel inversement si les conditions sur le marché pétrolier international changeaient.
- Le retour du flux de la canalisation 9 à son sens d'écoulement original, lorsque la situation sur le marché serait favorable, était une demande explicite du gouvernement québécois lors du premier renversement qui a eu lieu en 1999.

La canalisation 9 de la compagnie Enbridge



Source : Enbridge.

INTRODUCTION

L'énergie joue un rôle crucial dans l'économie du Québec et a un impact important sur la qualité de vie des citoyens. Les Québécois reconnaissent facilement ce rôle à l'hydroélectricité, mais l'importance du pétrole est souvent sous-estimée.

Le Québec a amorcé depuis plusieurs décennies un virage en matière énergétique, investissant substantiellement dans la mise en valeur de son potentiel hydroélectrique et encourageant les technologies vertes et l'utilisation efficace de l'énergie. Malgré ce virage, le pétrole continue d'être une matière première essentielle au fonctionnement de l'économie québécoise. Des secteurs tels que l'agriculture, la fabrication des produits chimiques et le transport des personnes et des marchandises en dépendent largement.

Or, le Québec est dépendant du pétrole brut importé et fait face depuis plusieurs années à des prix du pétrole élevés et volatils. Cette dépendance au pétrole importé d'outre-mer soulève plusieurs enjeux stratégiques pour l'économie du Québec.

- Une partie importante du déficit de la balance commerciale du Québec est due à la facture pétrolière. Celle-ci s'est alourdie, notamment en raison de la tendance à la hausse des prix sur le marché international.
 - L'écart entre le prix du baril de pétrole Brent et WTI a atteint 23 \$ US en février, pour diminuer par la suite.
- La forte volatilité du prix du pétrole importé actuellement par le Québec affecte la compétitivité et la viabilité de ses activités de raffinage. La disparition de ces activités impliquerait des pertes de près de 7 500 emplois, ainsi qu'une baisse de l'activité économique équivalente à environ 1,0 % du PIB.
 - De plus, une telle évolution aurait un effet déstructurant sur l'économie. La viabilité des industries connexes au pétrole, qui emploient plus de 51 000 travailleurs, contribuent pour 8,8 milliards de dollars au PIB du Québec et génèrent des exportations de près de 7 milliards de dollars, serait également menacée.
- Les importations du Québec en pétrole brut proviennent de zones sujettes à de l'instabilité politique. Cette dépendance menace la sécurité de l'approvisionnement et présente des risques pour le Québec.

Par contre, en raison des nouvelles techniques d'extraction non conventionnelles de pétrole, l'Amérique du Nord constitue une source d'approvisionnement abondante et sécuritaire, dont les perspectives en matière de production d'énergie sont particulièrement favorables. Dans ce contexte, une des avenues pour réduire la facture énergétique du Québec et renforcer la sécurité de son approvisionnement est de se reconnecter au réseau nord-américain de transport par pipeline.

Plusieurs opportunités, dont le projet d'Enbridge, sont à l'étude actuellement pour faire bénéficier le Québec de ce potentiel nord-américain en expansion. Plus spécifiquement, le projet de la compagnie Enbridge prévoit inverser le flux de son pipeline entre Sarnia et Montréal (ligne 9), afin de permettre l'acheminement du pétrole de l'Ouest canadien et du Midwest américain vers le Québec. D'autres projets, tel celui de la compagnie TransCanada, pourraient s'inscrire dans le même objectif.

En marge du Conseil de la fédération qui s'est tenu le 23 novembre 2012 à Halifax, la première ministre du Québec, M^{me} Pauline Marois, a annoncé la formation d'un groupe de travail avec la province de l'Alberta.

Ce groupe de travail, appelé « Comité conjoint Québec-Alberta sur l'accès aux ressources pétrolières nord-américaines », est constitué de hauts fonctionnaires des ministères des Finances, de l'Environnement et des Ressources naturelles des deux provinces.

Le comité a pour objectif le partage des expertises sur les aspects stratégiques, économiques et environnementaux du projet d'accès du Québec aux ressources pétrolières nord-américaines. Ces ressources viendraient remplacer en grande partie les approvisionnements internationaux actuels du Québec provenant d'outre-mer.

Les travaux du comité ont abouti au présent rapport, qui a été rédigé par le ministère des Finances et de l'Économie du Québec, en collaboration avec le ministère des Ressources naturelles et le ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, dans le cadre du comité conjoint Québec-Alberta. Le gouvernement de l'Alberta a fourni de l'information technique. Le rapport conclut que l'inversion de la ligne 9B présente des avantages économiques indéniables pour le Québec et contribue à la sécurité de ses approvisionnements en pétrole.

Par ailleurs, tout transport de produits pétroliers comporte des risques. Toutefois, la réglementation permet de les encadrer et de les limiter. Dans le cas du transport par pipelines, plusieurs organismes, tant au niveau fédéral, provincial et municipal qu'au niveau de l'industrie, ont des responsabilités spécifiques. En ce qui le concerne, le gouvernement du Québec prend toutes les mesures à sa disposition afin d'encadrer le projet et le rendre acceptable pour l'environnement.

La première partie du document présente en détail le contexte du marché mondial du pétrole. La seconde partie expose les enjeux du projet d'Enbridge et son impact sur l'économie du Québec, alors que la dernière partie du document traite des enjeux environnementaux reliés à l'acheminement du pétrole de l'Ouest canadien et du Midwest américain vers le Québec.

L'approvisionnement en pétrole provenant de ces régions ne contredit pas l'engagement du gouvernement du Québec d'intensifier ses actions visant à réduire l'utilisation du pétrole, notamment dans le secteur des transports. Ce virage ne pourra néanmoins se produire que progressivement, à la suite d'avancées technologiques majeures ainsi que d'investissements importants. Par ailleurs, même si l'utilisation du pétrole comme combustible devrait être réduite graduellement, il demeurera un intrant essentiel pour toute une série d'industries, parmi lesquelles l'industrie chimique.

1. CONTEXTE DU MARCHÉ MONDIAL DU PÉTROLE

Au cours des prochaines années, la demande mondiale de pétrole devrait continuer de croître, passant d'environ 89 millions de barils par jour en 2012 à près de 115 millions de barils par jour en 2040.

- La croissance du niveau de vie dans les économies émergentes, qui entraînera une hausse de leur consommation de pétrole, devrait s'ajouter à la demande déjà forte des économies avancées.

Par ailleurs, l'avènement de nouvelles technologies a favorisé le développement de la production pétrolière en Amérique du Nord. Cette production devrait connaître une des croissances les plus importantes au monde au cours des prochaines années, tant aux États-Unis qu'au Canada.

- De ce fait, l'Amérique du Nord serait en voie d'atteindre l'indépendance énergétique.

La forte croissance de la production au Canada et aux États-Unis a pour effet de réduire le prix du pétrole offert par les producteurs canadiens et américains.

- Avant l'année 2010, le prix du baril de pétrole nord-américain était généralement similaire à celui du reste du monde. Pour une qualité comparable, ce prix est présentement inférieur à celui qui prévaut sur les marchés internationaux.

Bien que le Canada soit un exportateur net de pétrole, la configuration actuelle des infrastructures de transport fait en sorte que le Québec importe du pétrole de l'Afrique et de la mer du Nord pour alimenter ses raffineries et son industrie pétrochimique.

- Or, ces sources d'approvisionnement sont soumises à une forte demande en provenance de l'Europe et des économies émergentes, situation qui devrait se poursuivre.

Dans ce contexte, un retour du flux de pétrole de la ligne 9 dans sa direction originale, soit de l'ouest vers l'est, aurait pour avantage de donner accès de nouveau au Québec à l'abondant marché nord-américain, lui assurant ainsi un approvisionnement sécuritaire à coût avantageux.

- Par ailleurs, la reconnexion au réseau d'approvisionnement nord-américain accroîtrait la diversification des sources d'approvisionnement du Québec, ce qui représente un important avantage stratégique.

1.1 L'offre et la demande mondiales de pétrole

Au cours des prochaines années, il est prévu que la demande mondiale de pétrole continuera d'être en expansion. Une portion importante du pétrole importé par le Québec provient du Moyen-Orient, de l'Afrique et de la mer du Nord. Ces sources d'approvisionnement devraient être soumises à une forte demande, qui se traduira par des prix élevés.

❑ Le pétrole : une ressource en demande

Au cours des prochaines années, il est prévu que la demande mondiale de pétrole continuera de croître. En effet, le développement des économies émergentes entraînera une hausse de leur consommation de pétrole, qui devrait s'ajouter à la demande déjà forte des économies avancées.

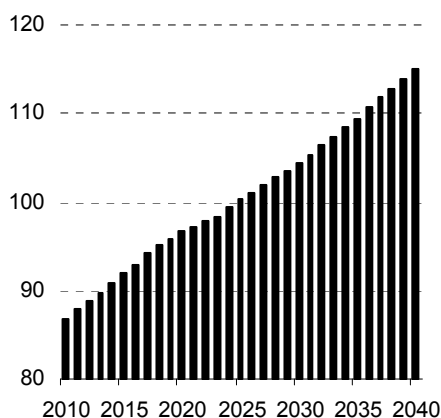
- Selon les projections de la U.S. Energy Information Administration, après s'être établie à 88,8 millions de barils par jour en 2012, la demande mondiale de pétrole devrait monter à 96,6 millions en 2020 et ensuite atteindre 115,0 millions de barils par jour en 2040.
- La demande mondiale de pétrole devrait ainsi croître de 8,9 % entre 2012 et 2020, à la suite principalement d'une hausse de la consommation des économies émergentes.

Par ailleurs, la forte demande des dernières années, qui s'est traduite par des prix élevés, a favorisé de nouveaux investissements dans le développement pétrolier en Amérique du Nord.

GRAPHIQUE 1

Une demande mondiale croissante

(en millions de barils par jour)

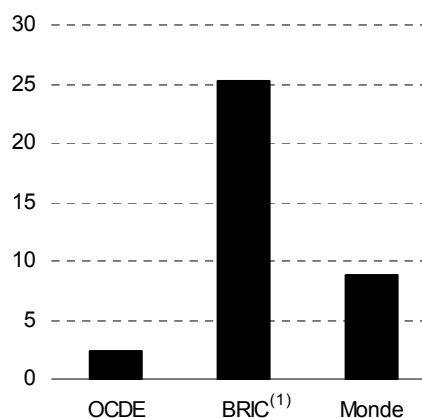


Source : U.S. Energy Information Administration.

GRAPHIQUE 2

Évolution de la demande de pétrole

(croissance cumulée entre 2012 et 2020, en pourcentage)



(1) Brésil, Russie, Inde et Chine.

Source : U.S. Energy Information Administration.

☐ **Le Moyen-Orient et l'Afrique – Des sources d'approvisionnement éloignées, comportant des risques**

Plusieurs des grands pays producteurs de pétrole se trouvent dans les régions du Moyen-Orient et de l'Afrique. Cette portion du monde est la plaque tournante du commerce pétrolier mondial.

- Elle est responsable de plus de 40 % de la production pétrolière mondiale.

Tel que le montre l'illustration 1, le pétrole du Moyen-Orient et de l'Afrique est expédié principalement en Europe et en Asie. Ces consommateurs comptent pour environ 80 % de la demande de pétrole en provenance du Moyen-Orient et de l'Afrique.

Bien que le Canada soit un exportateur net de pétrole, la configuration actuelle des infrastructures de transport fait en sorte que les provinces de l'Est, dont le Québec, importent du pétrole du Moyen-Orient, de l'Afrique et de la mer du Nord pour alimenter leurs raffineries et leurs industries pétrochimiques.

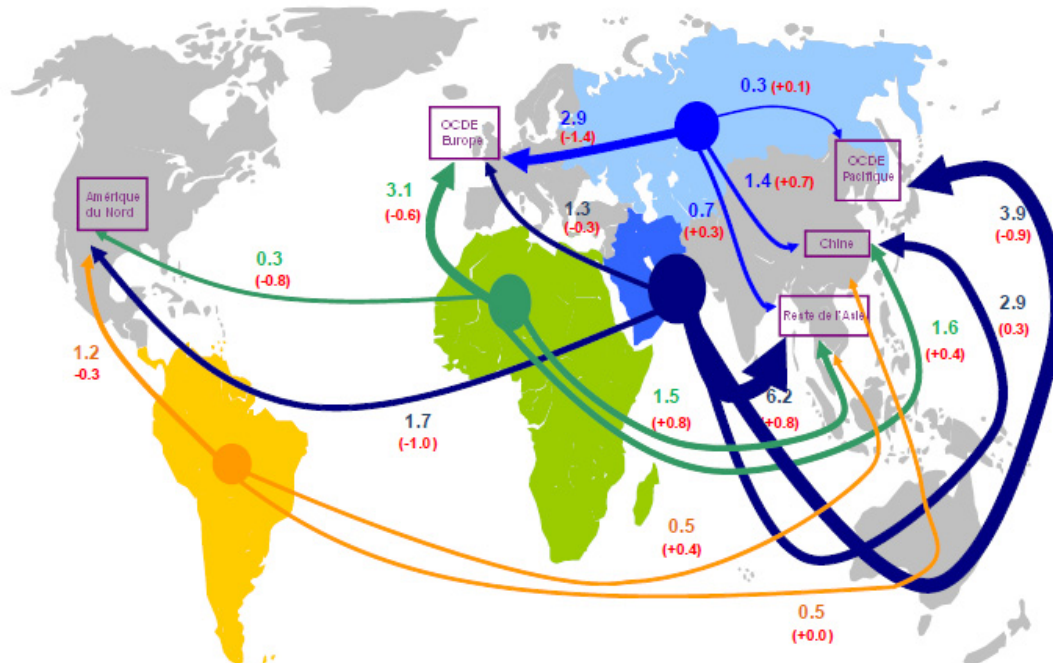
- Or, ces exportateurs sont soumis à une forte demande en provenance de l'Europe et des économies émergentes. Ceci fait en sorte que les prix du pétrole en provenance de ces sources, établis sur la base du pétrole Brent, sont élevés.
- De plus, le Moyen-Orient et l'Afrique peuvent représenter des régions géopolitiquement moins stables, ce qui expose les importateurs à un risque d'approvisionnement.

La reconnexion au réseau d'approvisionnement nord-américain accroîtrait la diversification des sources d'approvisionnement du Québec, ce qui représente un important avantage stratégique.

ILLUSTRATION 1

Principaux flux pétroliers mondiaux en 2018

(en millions de barils par année)



Note : Données excluant le commerce intrarégional, mai 2013.

Valeurs entre parenthèses : croissance des flux entre 2012 et 2018 en millions de barils par année.

Source : Agence internationale de l'énergie.

❑ La forte demande des économies émergentes entraîne des cours élevés du pétrole sur les marchés internationaux

Au début des années 2000, les prix internationaux du pétrole étaient faibles, évoluant autour de 25 \$ US par baril pour le pétrole de type Brent.

Depuis l'entrée de la Chine dans l'Organisation mondiale du commerce à la fin de 2001, moment qui coïncide avec une accélération de sa croissance et un essor de ses échanges commerciaux, les cours des matières premières ont crû fortement. Le pétrole ne fait pas exception, jouant un rôle essentiel pour l'activité industrielle.

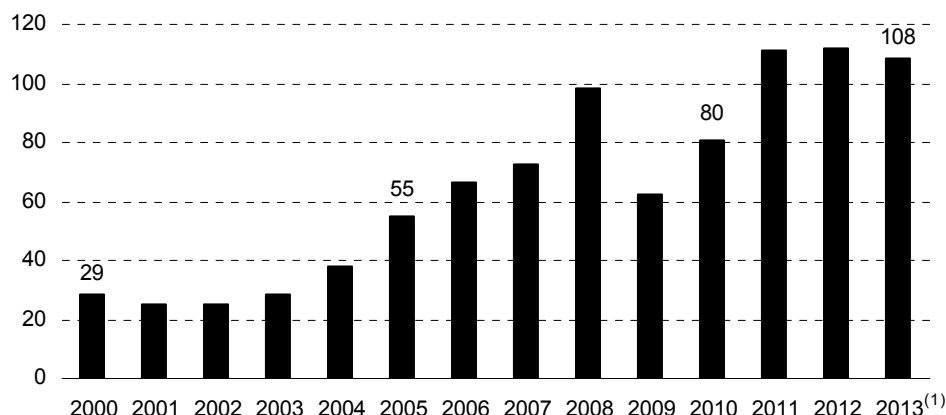
- Le prix du pétrole de type Brent a ainsi plus que quadruplé depuis le début des années 2000, passant d'environ 25 \$ US par baril à plus de 110 \$ US par baril au début de 2013.

Cette période d'industrialisation des économies émergentes ainsi que la forte demande pour les ressources naturelles qu'elle entraîne devraient se poursuivre.

- Par conséquent, leurs principales sources d'approvisionnement en pétrole brut, situées majoritairement au Moyen-Orient et en Afrique, devraient continuer d'être soumises à une forte demande pour une période prolongée.

GRAPHIQUE 3

Prix du pétrole de type Brent (en dollars américains par baril)



(1) Moyenne de janvier à août 2013.
Source : Bloomberg.

1.2 La situation pétrolière en Amérique du Nord

Récemment, les prix mondiaux élevés ainsi que l'arrivée de nouvelles technologies ont favorisé le développement de la production pétrolière en Amérique du Nord. La forte croissance de la production au Canada et aux États-Unis se traduit actuellement par une offre abondante de pétrole, alors que l'Amérique du Nord se dirige vers l'indépendance énergétique.

❑ L'offre américaine de pétrole est en pleine expansion

Du milieu des années 1980 jusqu'en 2008, la production pétrolière aux États-Unis a suivi une tendance à la baisse, alors que la demande américaine de produits pétroliers a fortement augmenté. Les importations américaines de pétrole ont donc crû rapidement.

Cette tendance s'est récemment inversée. De nouvelles technologies, qui permettent d'extraire du pétrole à partir d'un type de roche appelé « schiste », ont favorisé la production pétrolière en Amérique du Nord.

- Depuis 2008, les techniques de forage horizontal, combinées à la fracturation hydraulique, ont entraîné une croissance de 30 % de la production pétrolière aux États-Unis.

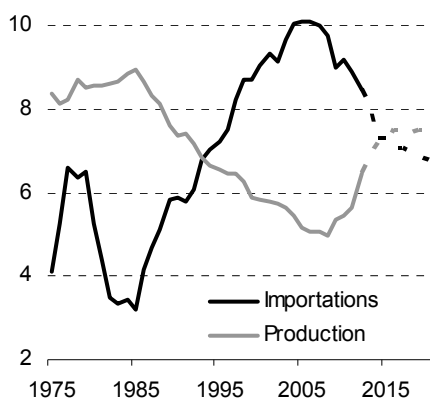
En raison de ces nouvelles technologies d'extraction, la production pétrolière aux États-Unis devrait connaître l'une des croissances les plus importantes au monde au cours des prochaines années.

- D'ici 2020, la production pétrolière américaine devrait croître près de quatre fois plus rapidement que celle des pays de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP).
- Ainsi, l'Amérique du Nord semble se diriger vers l'indépendance énergétique.

GRAPHIQUE 4

Importations et production de pétrole aux États-Unis

(en millions de barils par jour)

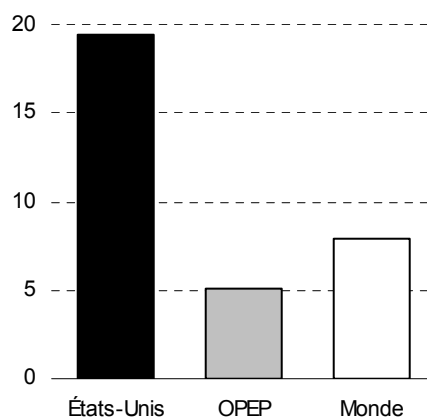


Source : U.S. Energy Information Administration.

GRAPHIQUE 5

Évolution de la production pétrolière

(croissance cumulée entre 2012 et 2020, en pourcentage)



Source : U.S. Energy Information Administration.

❑ Le Canada : un producteur important de pétrole

Au cours des dernières décennies, l'arrivée des nouvelles technologies d'extraction et de transformation du pétrole ainsi que les prix élevés du pétrole sur le marché mondial ont permis de rendre économiquement rentable la production issue de sources non conventionnelles, dont celle des sables bitumineux de l'Alberta.

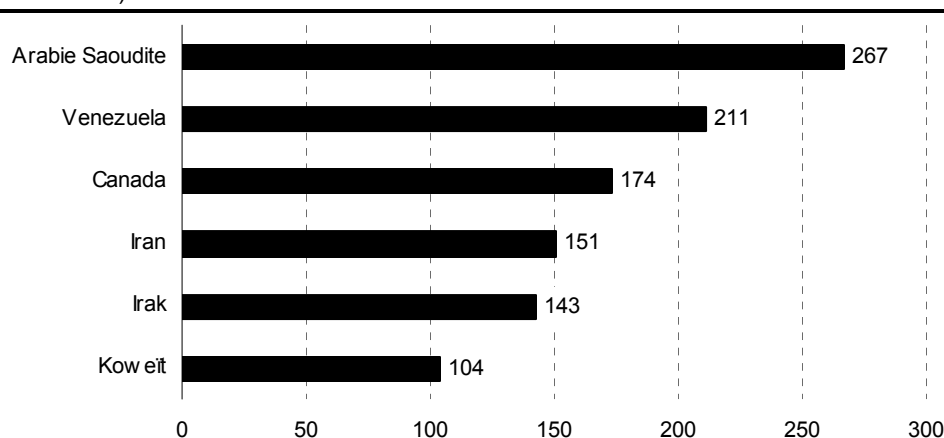
Le Canada est actuellement un joueur important du secteur pétrolier mondial, avec une production de 3,5 millions de barils par jour en 2013, qui le situe au 6^e rang mondial selon la U.S. Energy Information Administration.

- À ce jour, les réserves canadiennes de pétrole exploitables sont évaluées comme étant parmi les plus importantes au monde. Elles se comparent avec celles de l'Arabie Saoudite ou du Venezuela.
- Selon les estimations de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, la production canadienne devrait doubler au cours des vingt prochaines années.

La forte croissance de la production au Canada, combinée à celle des États-Unis, entraîne actuellement une offre abondante de pétrole en Amérique du Nord.

GRAPHIQUE 6

Réserves prouvées de pétrole en 2012 (en milliards de barils)



Source : U.S. Energy Information Administration.

Principaux types de pétrole de l'Ouest canadien

Une production pétrolière diversifiée

La production pétrolière de l'Ouest canadien est diversifiée. Elle se divise en deux grandes catégories, soit le pétrole léger et le pétrole lourd.

- Le pétrole léger est extrait à partir de puits conventionnels ou à l'aide de techniques non conventionnelles (par exemple : fracturation hydraulique des gisements de schiste).
- Le pétrole lourd provient quant à lui principalement des sables bitumineux.

Il est à noter qu'il est possible de fabriquer du pétrole aux caractéristiques très semblables à celles du pétrole léger en traitant le pétrole lourd à l'aide de divers procédés.

Les différents types de pétrole

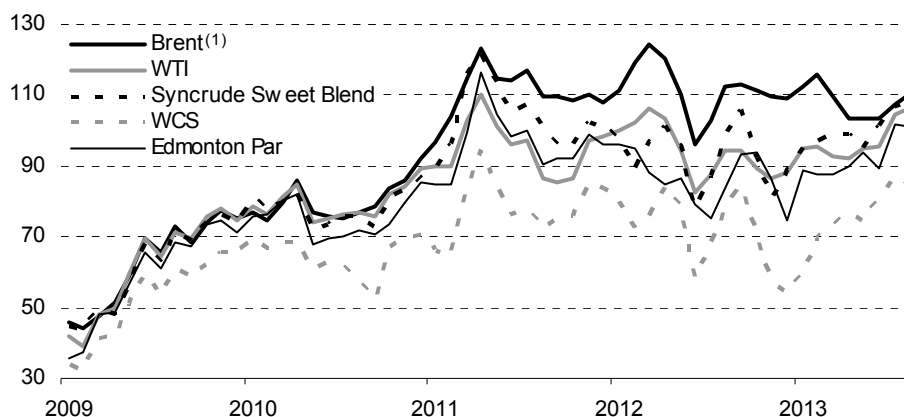
Les prix du pétrole de l'Ouest canadien dépendent surtout de ceux en vigueur sur le marché américain, dont la référence principale est le West Texas Intermediate (WTI). Ils diffèrent du prix du pétrole WTI afin de tenir compte de leurs propriétés distinctes et des coûts de transport à partir des centres pétroliers d'Hardisty ou d'Edmonton. Trois principaux prix de référence sont utilisés pour le pétrole de cette région du Canada :

- l'Edmonton Par est un pétrole léger d'une qualité similaire au WTI. Il se vend depuis 2010 en moyenne près de 4 \$ US par baril de moins que le WTI;
- le Western Canadian Select (WCS) est un pétrole lourd dont la teneur en soufre est élevée. Entre mai 2008 et décembre 2009, il était environ 13 \$ US par baril moins cher que le WTI;
 - toutefois, cet écart s'est creusé à plus de 18 \$ US par baril en moyenne depuis 2010, en raison du manque de débouchés pour la production grandissante en provenance des sables bitumineux;
- le Syncrude Sweet Blend est un pétrole synthétique léger qui a une valeur généralement équivalente à celle du WTI.

Soulignons que le pétrole qui devrait transiter par la ligne 9B proviendra de l'Ouest canadien, tel que l'Edmonton Par, et du Midwest américain. Il s'agira essentiellement de pétrole léger, adapté aux caractéristiques des installations actuelles des raffineurs québécois.

Évolution des prix selon le type de pétrole

(en dollars américains par baril)



(1) Prix de référence mondial.

Source : Bloomberg.

■ Le pétrole utilisé au Québec provient principalement de l'extérieur du Canada

Le Québec a importé près de 350 000 barils par jour de pétrole brut en 2012, qu'il a raffiné en différents produits pétroliers (essence, carburant diesel, mazout, intrants pour l'industrie pétrochimique, etc.).

En 2011¹, les importations en provenance de l'Afrique comptaient pour 49,7 % du total des importations québécoises de pétrole. Les autres sources d'importation étaient, entre autres, le Kazakhstan (21,5 %), la mer du Nord (15,3 %) et l'Est canadien (7,2 %).

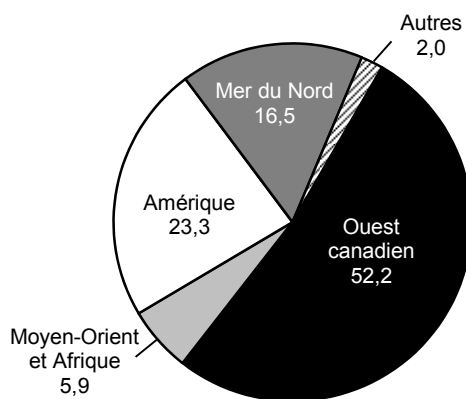
- L'Ouest canadien, qui a déjà été la source la plus importante d'approvisionnement au cours des années 80, comptant pour plus de 50 % des importations, occupe présentement une place négligeable parmi les fournisseurs de pétrole brut du Québec.
- Le pétrole importé du Canada en 2011 provient principalement de Terre-Neuve-et-Labrador.
- Le pétrole en provenance de la mer du Nord occupait encore en 2011 une place importante (15,3 %) dans les importations du Québec. Il s'agit toutefois d'une source dont la production est en déclin, en raison de l'épuisement des gisements de cette région.

Le prix du pétrole importé par le Québec est actuellement similaire à celui du Brent étant donné sa provenance.

- Si le Québec importait son pétrole de l'Ouest canadien, le prix payé serait davantage aligné sur celui du WTI, faisant bénéficier les raffineurs du Québec d'un coût similaire à celui de leurs concurrents nord-américains.

GRAPHIQUE 7

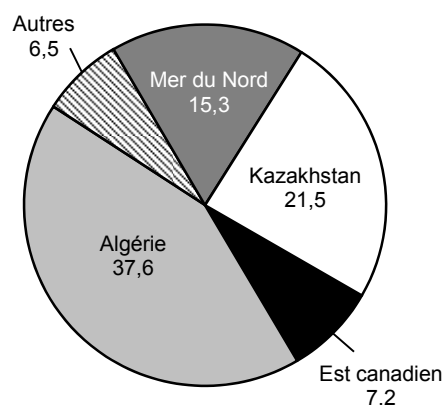
Sources d'approvisionnement en pétrole brut du Québec – 1985 (en pourcentage)



Sources : Ministère des Ressources naturelles du Québec et Statistique Canada.

GRAPHIQUE 8

Sources d'approvisionnement en pétrole brut du Québec – 2011 (en pourcentage)



Source : Ministère des Ressources naturelles du Québec.

¹ En 2011, les importations de pétrole brut ont atteint près de 329 000 barils par jour.

□ Un prix avantageux pour les utilisateurs de pétrole nord-américain

Il existe un grand nombre de types de pétrole à travers le monde, différenciés selon leurs propriétés physico-chimiques (ex. : teneur en soufre, densité) et leur localisation. Les deux standards les plus utilisés sont le Brent et le WTI, qui servent comme étalons (marqueurs) respectivement pour les prix mondiaux et nord-américains.

Avant 2010, le prix du baril de pétrole Brent était généralement similaire à celui du WTI. En raison de l'abondance de pétrole en Amérique du Nord et des capacités de transport limitées vers les marchés mondiaux, le prix du WTI est présentement inférieur à celui qui prévaut sur les marchés internationaux.

- Or, c'est le pétrole Brent qui sert actuellement de référence pour la valeur du pétrole qu'achète le Québec.
- L'écart entre le prix du baril de pétrole Brent et WTI a atteint 23 \$ US en février, pour diminuer par la suite. En effet, la mise en service et l'instauration de projets de construction d'infrastructures de transport de produits pétroliers ont notamment contribué à réduire l'offre excédentaire de pétrole dans certains centres de transit pétroliers en Amérique du Nord et à atténuer cet écart.
- En raison du volume important de pétrole actuellement consommé par le Québec, un écart d'un dollar entraîne des économies d'environ 100 millions de dollars.

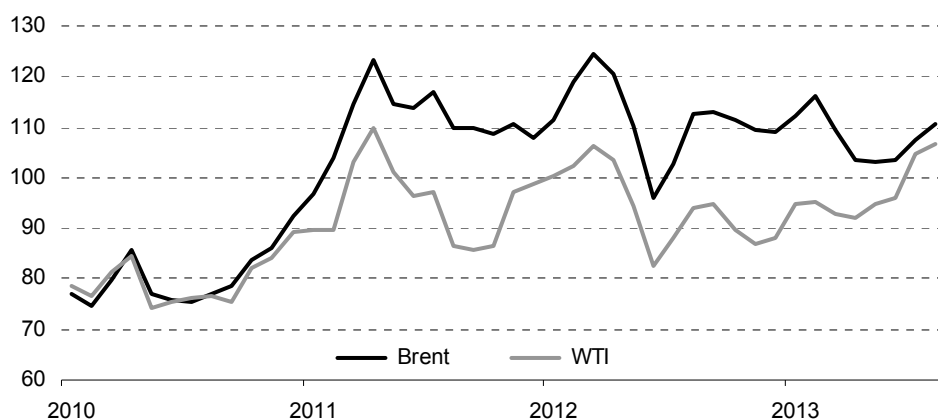
Bien que l'écart entre les prix de ces deux types de pétrole ait diminué, la plupart des analystes anticipent que les prix en Amérique du Nord demeureront inférieurs à ceux sur les marchés internationaux au cours des prochaines années.

- En effet, la production grandissante de pétrole au Canada et aux États-Unis, combinée aux mesures d'efficacité énergétique, a le potentiel de se traduire pour une période prolongée par une croissance de l'offre plus importante que celle de la demande en Amérique du Nord.

GRAPHIQUE 9

Évolution des prix du pétrole de type Brent et WTI

(en dollars américains par baril)



Source : Bloomberg.

❑ La canalisation 9 : une reconnexion au marché d'approvisionnement nord-américain

Le réseau d'oléoducs en Amérique du Nord sert principalement à acheminer le pétrole extrait dans le nord du continent vers le sud des États-Unis, où est localisée près de la moitié de la capacité de raffinage américaine.

- À la suite du choc pétrolier des années 1970, la ligne 9 de la compagnie Enbridge a été construite pour transporter le pétrole de l'Ouest canadien vers le Québec et l'Ontario et assurer ainsi la sécurité de l'approvisionnement des raffineries de l'est du pays.

À la fin des années 1990, alors que le prix du pétrole international était redevenu plus avantageux que celui extrait en Amérique du Nord, le flux a été inversé. Cette inversion a dissocié le Québec du marché nord-américain, l'amenant à s'approvisionner à partir du marché international.

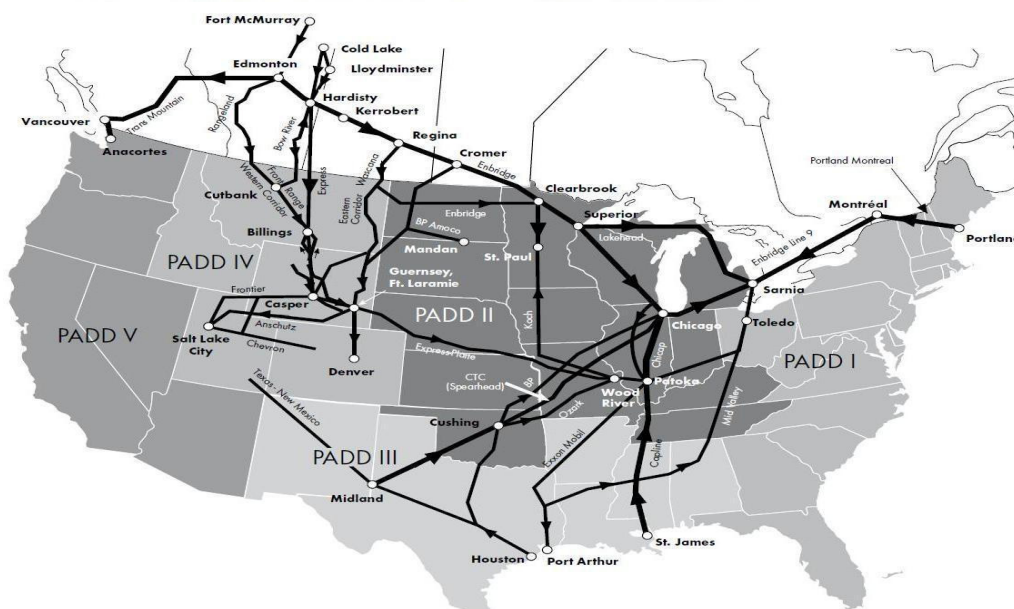
Un retour du flux de pétrole de la ligne 9 dans sa direction originale, soit de l'ouest vers l'est, aurait pour avantage de donner accès à nouveau au Québec à l'abondant marché nord-américain et ainsi assurer aux raffineries du Québec un approvisionnement diversifié, stable et à coût avantageux.

- Le Québec aurait intérêt à bénéficier de cette connexion, afin que les raffineurs et les consommateurs québécois puissent avoir accès au potentiel pétrolier nord-américain.
- Dans ce contexte, d'autres projets permettant de connecter le Québec au réseau de distribution nord-américain pourraient être opportuns et seront étudiés prochainement (voir annexe 6).

Par ailleurs, l'option d'un retour du flux de la canalisation 9 à son sens d'écoulement original, lorsque la situation sur le marché pétrolier redeviendrait favorable, était une demande explicite du gouvernement du Québec lors de la première inversion, qui a eu lieu en 1999.

ILLUSTRATION 2

Principaux oléoducs du Canada et des États-Unis



Source : Office national de l'énergie.

❑ Le Québec : un consommateur marginal de pétrole en Amérique du Nord

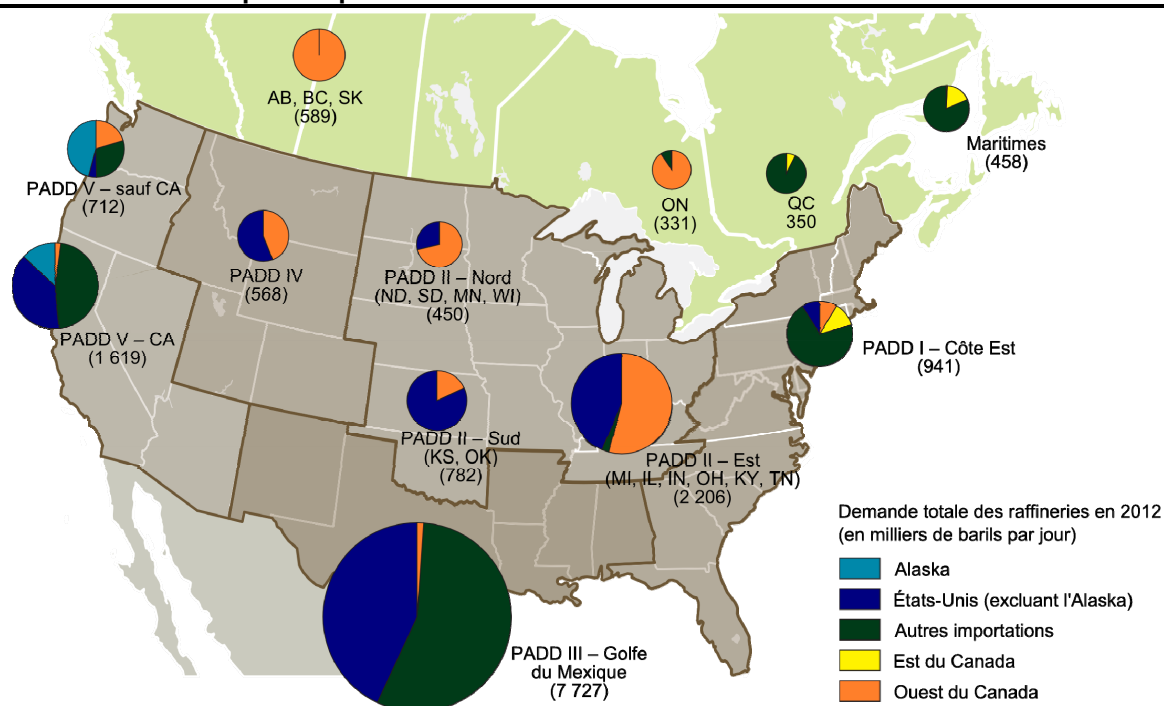
Le Québec est un petit joueur du secteur pétrolier en Amérique du Nord. L'importation de pétrole brut pour raffinage est marginale lorsqu'elle est comparée à celle du reste du Canada et des États-Unis. En outre, sa production de produits raffinés est en majeure partie destinée à une clientèle locale.

- En effet, l'importation de pétrole par les raffineries du Québec, qui était d'environ 350 000 barils par jour² en 2012, représentait seulement 2,1 % de celle combinée du Canada et des États-Unis.
- Ainsi, l'augmentation prévue de la production canadienne d'ici 2030 est environ dix fois supérieure aux niveaux de production actuels des raffineries du Québec.

Étant donné l'évolution de la demande américaine et mondiale de pétrole, l'industrie des sables bitumineux se développera même en l'absence de la demande en provenance du Québec.

ILLUSTRATION 3

Consommation de pétrole par les raffineries du Canada et des États-Unis en 2012



Source : Association canadienne des producteurs pétroliers.

² La consommation de pétrole des raffineries du Québec lors d'une année donnée diffère de leur capacité de raffinage, puisqu'elles opèrent généralement à un niveau inférieur à leurs capacités maximales.

2. ENJEUX ET IMPACTS ÉCONOMIQUES

L'énergie joue un rôle primordial dans l'économie du Québec et a un impact important sur la qualité de vie des citoyens.

- L'hydroélectricité est actuellement la source d'énergie la plus importante utilisée au Québec. Son exploitation a favorisé le développement industriel du Québec et a permis l'émergence de certains secteurs stratégiques, comme celui de l'aluminium.

L'économie du Québec, qui a amélioré substantiellement son efficacité énergétique en termes de consommation d'énergie par unité de PIB, utilise également d'autres sources d'énergie pour combler ses besoins.

- Le pétrole constitue actuellement la deuxième source d'énergie en importance (38,5 % de la consommation finale d'énergie), détenant une part à peu près égale à celle de l'électricité (39,2 %) dans le bilan énergétique du Québec.
- La consommation d'énergie par unité de PIB a baissé de 26,8 % entre 1985 et 2010, alors que celle de pétrole par unité de PIB a diminué de 30,9 % durant la même période.

Le Québec importe la totalité du pétrole qu'il utilise. Il s'agit principalement d'importations à prix plus élevé en provenance d'outre-mer, qui pèsent sur la balance commerciale.

- Les importations internationales de pétrole sont ainsi responsables pour plus de 56,0 % du déficit commercial du Québec, qui s'élevait à 24,4 milliards de dollars en 2012.
- Par exemple, l'accès au pétrole nord-américain bon marché permettrait de réduire ce déficit d'environ cent millions de dollars par année pour chaque dollar d'écart de prix.

À l'heure actuelle, la capacité de raffinage du Québec (402 000 barils par jour) est suffisante pour combler sa consommation (près de 355 000 barils par jour). Cependant, les raffineurs québécois, qui ont difficilement accès au pétrole nord-américain, subissent un désavantage par rapport aux autres raffineurs du continent.

Ce désavantage met en danger la viabilité des raffineries du Québec et pourrait menacer les entreprises de l'industrie pétrochimique québécoise.

- La disparition du secteur du raffinage impliquerait des pertes de près de 7 500 emplois, ainsi qu'une baisse de l'activité économique équivalente à environ 1,0 % du PIB.
- Par ailleurs, la perte de ces activités aurait un effet déstructurant à plus long terme, pouvant entraîner la disparition d'autres industries.

Or, le rôle du pétrole dans l'économie du Québec est multiple et primordial.

- Il est à la base d'une filière industrielle importante pour l'économie québécoise, qui débute avec le raffinage, et dont les produits dérivés constituent des intrants pour plusieurs secteurs stratégiques, dont l'industrie chimique.
 - Les secteurs reliés au pétrole emploient plus de 51 000 travailleurs au Québec, génèrent des exportations de près de 7 milliards de dollars et contribuent pour 8,8 milliards de dollars au PIB du Québec.
- De plus, les dérivés du pétrole sont largement utilisés comme intrants dans des secteurs vitaux de l'économie, tels que les transports et l'agriculture.

- Le secteur des transports est à lui seul responsable pour près des trois quarts (74,9 %) de la consommation finale de produits pétroliers au Québec.

Si les capacités de raffinage du Québec continuent de diminuer, les besoins en pétrole de son économie ne seront pas réduits pour autant. Par contre, le Québec sera obligé d'importer à coût plus élevé les produits raffinés, alors que l'activité économique reliée au raffinage aura lieu ailleurs.

2.1 Le bilan énergétique du Québec

❑ Le pétrole – Une ressource encore indispensable dans le bilan énergétique du Québec

Le Québec a un portefeuille énergétique diversifié. Il est composé d'électricité, de produits pétroliers, de gaz naturel, de biomasse et de charbon.

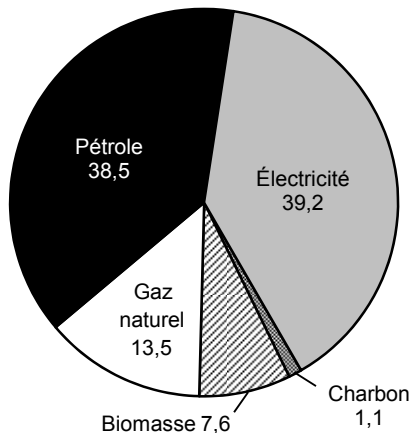
- En 2010, l'électricité était la forme d'énergie la plus utilisée au Québec, comptant pour 39,2 % de la consommation totale d'énergie.
- Le pétrole est la deuxième source d'énergie utilisée au Québec, sa part s'établissant à 38,5 % de son bilan énergétique, soit à peu près la même importance relative que l'électricité.
- Le gaz naturel et la biomasse représentaient quant à eux respectivement 13,5 % et 7,6 % de la consommation énergétique totale. Le charbon assurait 1,1 % des besoins énergétiques du Québec en 2010.

Lors des deux dernières décennies, l'électricité et le pétrole se sont partagé les parts les plus importantes dans le bilan énergétique du Québec. Leur consommation a crû de façon quasiment continue.

GRAPHIQUE 10

Consommation finale d'énergie au Québec – 2010

(en pourcentage de la consommation totale d'énergie)

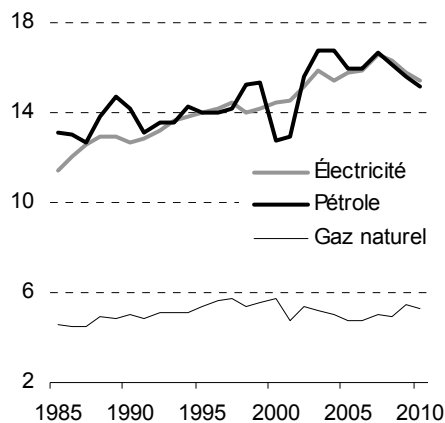


Sources : Ministère des Ressources naturelles du Québec et Statistique Canada.

GRAPHIQUE 11

Évolution des principales composantes de la consommation finale d'énergie

(en millions de tonnes équivalent pétrole – tep⁽¹⁾)



(1) La tonne équivalent pétrole (tep) est une unité de mesure de l'énergie correspondant approximativement à la quantité moyenne d'énergie contenue dans une tonne de pétrole, soit environ 7 barils. Une tonne équivalent pétrole vaut environ 42 gigajoules ou 11,6 mégawattheures.

Sources : Ministère des Ressources naturelles du Québec et Statistique Canada.

❑ L'économie du Québec a amélioré son efficacité énergétique

Une hausse de la consommation d'énergie a eu lieu au Québec en raison de la croissance démographique et de l'amélioration du niveau de vie de la population, malgré une efficacité énergétique accrue de l'économie.

- De 1985 à 2010, la consommation d'énergie a crû en moyenne de 0,8 % annuellement.
- En 2010, la consommation totale d'énergie du Québec a atteint 39,4 millions de tep³.

En dépit de cette hausse, l'économie québécoise est devenue de plus en plus efficace en termes d'utilisation d'énergie, notamment de pétrole.

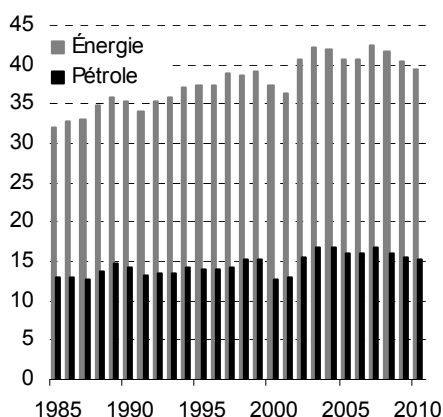
- La consommation d'énergie par unité de PIB⁴ a baissé de 26,8 % entre 1985 et 2010, alors que celle de pétrole par unité de PIB a diminué de 30,9 % durant la même période.

Plusieurs mesures et politiques publiques ont permis à l'économie du Québec de gagner en efficacité et de réduire ses émissions de gaz à effet de serre. C'est notamment le cas des programmes d'efficacité énergétique ainsi que des politiques visant à favoriser l'émergence et le développement des technologies propres.

GRAPHIQUE 12

Consommation totale d'énergie⁽¹⁾ et de pétrole

(en millions de tep)

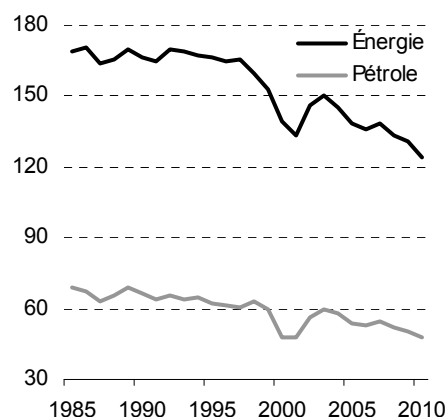


(1) Comprend, par ordre d'importance : l'électricité, le pétrole, le gaz naturel, la biomasse et le charbon.
Sources : Ministère des Ressources naturelles du Québec et Statistique Canada.

GRAPHIQUE 13

Intensité de la consommation d'énergie et de pétrole⁽¹⁾ au Québec

(tep par million de dollars de production, en dollars enchaînés de 2007)



(1) Comprend le pétrole brut et les dérivés suivants : essence et essence pour aviation, carburéacteur, kérosène, carburant diesel, mazout léger, mazout lourd, coke de pétrole, gaz de pétrole liquéfié et gaz de distillation.
Sources : Ministère des Ressources naturelles du Québec, Statistique Canada et ministère des Finances et de l'Économie du Québec.

³ La tonne équivalent pétrole (tep) est une unité de mesure de l'énergie correspondant approximativement à la quantité moyenne d'énergie contenue dans une tonne de pétrole, soit environ 7 barils. Une tonne équivalent pétrole vaut environ 42 gigajoules ou 11,6 mégawattheures.

⁴ Une diminution de l'intensité énergétique traduit généralement une amélioration de l'efficacité énergétique. Cependant, à court terme, l'intensité énergétique peut varier en raison des variations de température ou des changements conjoncturels dans l'économie. Par exemple, la dernière récession peut avoir influencé la consommation énergétique au Québec.

L'engagement du gouvernement du Québec envers l'environnement et les technologies vertes

Afin d'encourager un développement économique dans le respect de l'environnement, le Québec est très actif pour favoriser l'émergence et le développement des technologies propres, l'efficacité énergétique et la réduction de la consommation d'hydrocarbures.

Le Québec est une des juridictions les plus avancées en matière de lutte aux changements climatiques, tant du côté canadien que sur la scène internationale. En effet, avec un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de 25 % en 2020 par rapport au niveau de 1990, le Québec s'est fixé l'un des objectifs les plus ambitieux en Amérique du Nord.

Afin de soutenir l'atteinte de cet objectif, le Québec a notamment mis en place un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES, communément appelé marché du carbone, dont les revenus actuellement estimés à plus de 2,4 milliards de dollars seront entièrement consacrés au Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques. Ce plan prévoit des programmes de soutien et de partenariat avec les entreprises, les municipalités, les institutions de recherche et la société civile, de même que d'importants investissements en innovation.

Système de permis échangeables

La mise en place d'un marché du carbone entre le Québec et la Californie constitue une première étape en vue de la création d'un vaste marché du carbone en Amérique du Nord dans le cadre de la Western Climate Initiative. Le processus de liaison des marchés est en cours.

L'entrée en vigueur du marché du carbone se fera en deux grandes étapes au Québec, soit par la couverture des émissions provenant :

- des grands émetteurs industriels ainsi que celles provenant du secteur de la production d'électricité à compter de 2013;
- de la combustion des carburants et des combustibles fossiles utilisés dans les secteurs des transports et des bâtiments à compter de 2015.

Fonds de 200 millions de dollars pour l'électrification des transports et le développement de technologies propres

Dans son budget de novembre 2012, le gouvernement a annoncé qu'il présentera une stratégie industrielle pour le développement des transports et des technologies propres. Cette stratégie apporte une nouvelle vision pour le secteur manufacturier et mise sur des créneaux d'excellence déjà présents au Québec.

À cet égard, un fonds de 200 millions de dollars a été annoncé afin de soutenir notamment le développement des secteurs des transports et des technologies propres. Ce fonds vise à :

- développer des filières stratégiques québécoises capables d'exploiter les occasions d'affaires relatives à l'adoption de nouvelles pratiques environnementales dans le monde;
- accroître la capacité du Québec à développer des technologies de pointe, particulièrement les technologies vertes, afin d'en faire bénéficier la population et les entreprises.

Les sommes réservées au fonds serviront notamment à :

- soutenir le développement de nouvelles technologies vertes et des énergies propres, dont les bioénergies;
- renforcer les actions pour électrifier les transports de personnes et de marchandises;
- favoriser l'adoption de nouveaux processus et de technologies permettant de réduire l'empreinte carbone des entreprises.

❑ Des secteurs importants de l'économie dépendent du pétrole

Malgré l'utilisation de plus en plus efficace de l'énergie dans l'économie du Québec, le pétrole occupe une place importante en tant que source d'énergie. Certains secteurs stratégiques de l'économie en dépendent fortement.

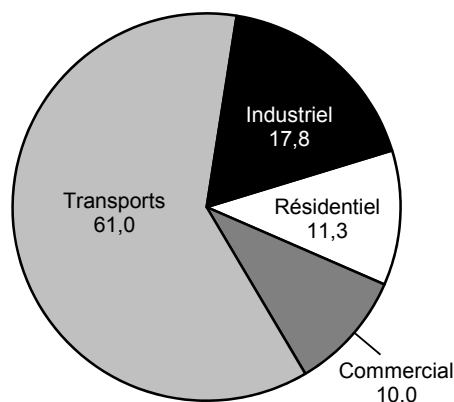
- En effet, le secteur des transports, qui assure la mobilité des personnes et des marchandises, représente le principal consommateur de produits pétroliers.
 - Il était responsable pour 74,9 % de la consommation de produits pétroliers au Québec en 2010.
 - Cette part a progressé depuis 1990, alors qu'elle se situait à 61,0 %.
- L'essence représentait en 2010 plus de 48,6 % de la consommation totale de produits pétroliers énergétiques. Le carburant diesel vient au deuxième rang, avec une part de 27,5 %, suivi par le mazout lourd (8,2 %) et le mazout léger (5,8 %).

Cependant, le secteur des transports n'est pas le seul à utiliser cette source d'énergie.

- Les secteurs industriel (14,8 % de la consommation finale), résidentiel (5,2 %) et commercial (5,1 %) contribuaient également à la consommation de pétrole et de produits dérivés au Québec.

GRAPHIQUE 14

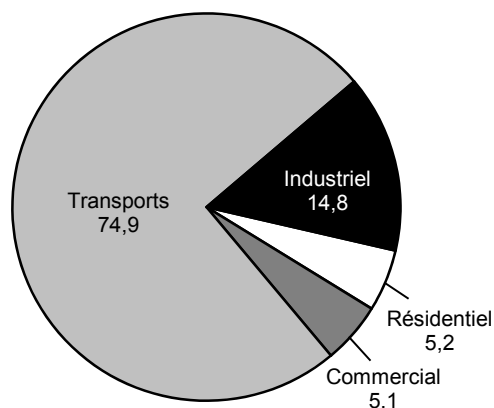
Consommation finale de produits pétroliers par secteur d'activité⁽¹⁾ – 1990 (en pourcentage de la consommation finale)



(1) Le secteur industriel inclut le secteur agricole, alors que le secteur des transports inclut le transport par pipeline.
Sources : Ministère des Ressources naturelles du Québec et Statistique Canada.

GRAPHIQUE 15

Consommation finale de produits pétroliers par secteur d'activité⁽¹⁾ – 2010 (en pourcentage de la consommation finale)



(1) Le secteur industriel inclut le secteur agricole, alors que le secteur des transports inclut le transport par pipeline.
Sources : Ministère des Ressources naturelles du Québec et Statistique Canada.

2.2 Les secteurs liés au pétrole dans l'économie du Québec

□ La filière industrielle du pétrole – Un pilier important de l'économie du Québec

Au Québec, plusieurs industries manufacturières sont liées à l'utilisation du pétrole et de ses dérivés. En 2011, ces industries regroupaient plus de 1 600 établissements⁵ et soutenaient une masse salariale de 2,7 milliards de dollars.

- Il s'agit notamment de l'industrie des produits du pétrole (principalement le raffinage et la fabrication de produits d'asphaltage), mais également des industries des produits chimiques et des produits en plastique et en caoutchouc, dont la survie est étroitement liée aux raffineries⁶.
- Ces industries, concentrées notamment dans l'Est de Montréal, desservent plusieurs secteurs industriels tels que les transports (essence et lubrifiants), la construction (isolants, adhésifs, profilés), l'emballage (pellicules, rembourrage), l'aéronautique (composites, peintures et traitements de surface), les textiles (fibres synthétiques) ou encore la production agricole (carburant et engrais).

L'annexe 1 présente de façon schématique la chaîne de production pétrochimie-chimie-plasturgie ainsi que ses principaux secteurs clients.

■ L'industrie des produits du pétrole – Raffinage

Au Québec, les activités de raffinage du pétrole⁷ sont réalisées par Suncor (Suncor Energy Inc.) à Montréal et Ultramar (Énergie Valero Inc.) à Lévis. Ces deux raffineries possèdent une capacité combinée de raffinage de 402 000 barils par jour, qui couvre les besoins de l'économie du Québec en produits pétroliers.

- Le secteur du raffinage au Québec compte plus de 1 500 employés, dont 900 dans les raffineries. Il génère des emplois hautement qualifiés, alors que le salaire annuel moyen dans ce secteur avoisine les 80 000 \$. Ces emplois disparaîtraient en cas de fermeture des raffineries.

Outre le raffinage, l'industrie des produits du pétrole comprend la fabrication de produits d'asphaltage, de papier-toiture asphalté et de matériaux imprégnés d'asphalte ainsi que d'autres produits.

TABEAU 1

Statistiques des industries manufacturières des produits du pétrole – 2011

	Production ⁽¹⁾ (G\$)	Salaires et traitements ⁽²⁾ (G\$)	Nombre d'employés ⁽²⁾	Nombre d'établissements ⁽³⁾⁽⁴⁾
Produits du pétrole	3,0	0,2	3 165	117

(1) Correspond à la valeur ajoutée manufacturière, soit la valeur des revenus découlant des biens fabriqués, en tenant compte de la variation nette des stocks de produits en cours de fabrication et de produits finis, moins le coût des matières et fournitures utilisées et le coût total en énergie, approvisionnement en eau et carburant pour véhicules ainsi que les montants versés pour du travail à forfait.

(2) Travailleurs de la production et employés non manufacturiers.

(3) Nombre d'emplacements qui réalisent des activités de fabrication et qui correspondent normalement à une usine ou à une manufacture. Sont exclus les bureaux de ventes et les entrepôts qui appuient des activités de fabrication.

(4) Les données du nombre d'établissements correspondent à l'année 2010. Les données pour 2011 ne sont pas disponibles.

Sources : Statistique Canada et ministère des Finances et de l'Économie du Québec.

⁵ Les données du nombre d'établissements correspondent à l'année 2010. Les données pour 2011 ne sont pas disponibles.

⁶ Ces secteurs correspondent aux codes de classification SCIAN 324, 325 et 326 de Statistique Canada.

⁷ À noter que la compagnie Shell a fermé sa raffinerie de Montréal en 2010.

■ Autres secteurs manufacturiers liés à l'utilisation du pétrole

Outre le secteur du raffinage, le Québec détient une importante expertise dans les industries des produits chimiques et des produits en plastique et en caoutchouc, deux autres secteurs manufacturiers liés à la transformation du pétrole et de ses dérivés.

- En 2011, ces deux secteurs employaient plus de 48 000 travailleurs et contribuaient au PIB du Québec avec une valeur ajoutée de 5,8 milliards de dollars.
- Des 48 000 emplois dans les industries manufacturières des produits chimiques et des produits en plastique et en caoutchouc, 6 500 seraient directement menacés.

TABEAU 2

Statistiques des industries manufacturières liées au pétrole – 2011

	Production ⁽¹⁾ (G\$)	Salaires et traitements ⁽²⁾ (G\$)	Nombre d'employés ⁽²⁾	Nombre d'établissements ⁽³⁾⁽⁴⁾
Produits chimiques	3,3	1,3	22 381	766
Produits en plastique et en caoutchouc	2,5	1,2	26 076	737

(1) Correspond à la valeur ajoutée manufacturière, soit la valeur des revenus découlant des biens fabriqués, en tenant compte de la variation nette des stocks de produits en cours de fabrication et de produits finis, moins le coût des matières et fournitures utilisées et le coût total en énergie, approvisionnement en eau et carburant pour véhicules ainsi que les montants versés pour du travail à forfait.

(2) Travailleurs de la production et employés non manufacturiers.

(3) Nombre d'emplacements qui réalisent des activités de fabrication et qui correspondent normalement à une usine ou à une manufacture. Sont exclus les bureaux de ventes et les entrepôts qui appuient des activités de fabrication.

(4) Les données du nombre d'établissements correspondent à l'année 2010. Les données pour 2011 ne sont pas disponibles.

Sources : Statistique Canada et ministère des Finances et de l'Économie du Québec.

■ L'Est de Montréal – Une grappe industrielle de la pétrochimie

L'industrie des produits pétrochimiques se concentre principalement dans l'Est de Montréal. Ce positionnement lui permet de bénéficier d'installations intégrées, soit :

- de la proximité avec la raffinerie Suncor et avec le terminal de stockage des produits pétroliers d'Ultramar;
- du port pétrolier de Montréal, qui facilite les livraisons et les expéditions par voie maritime.

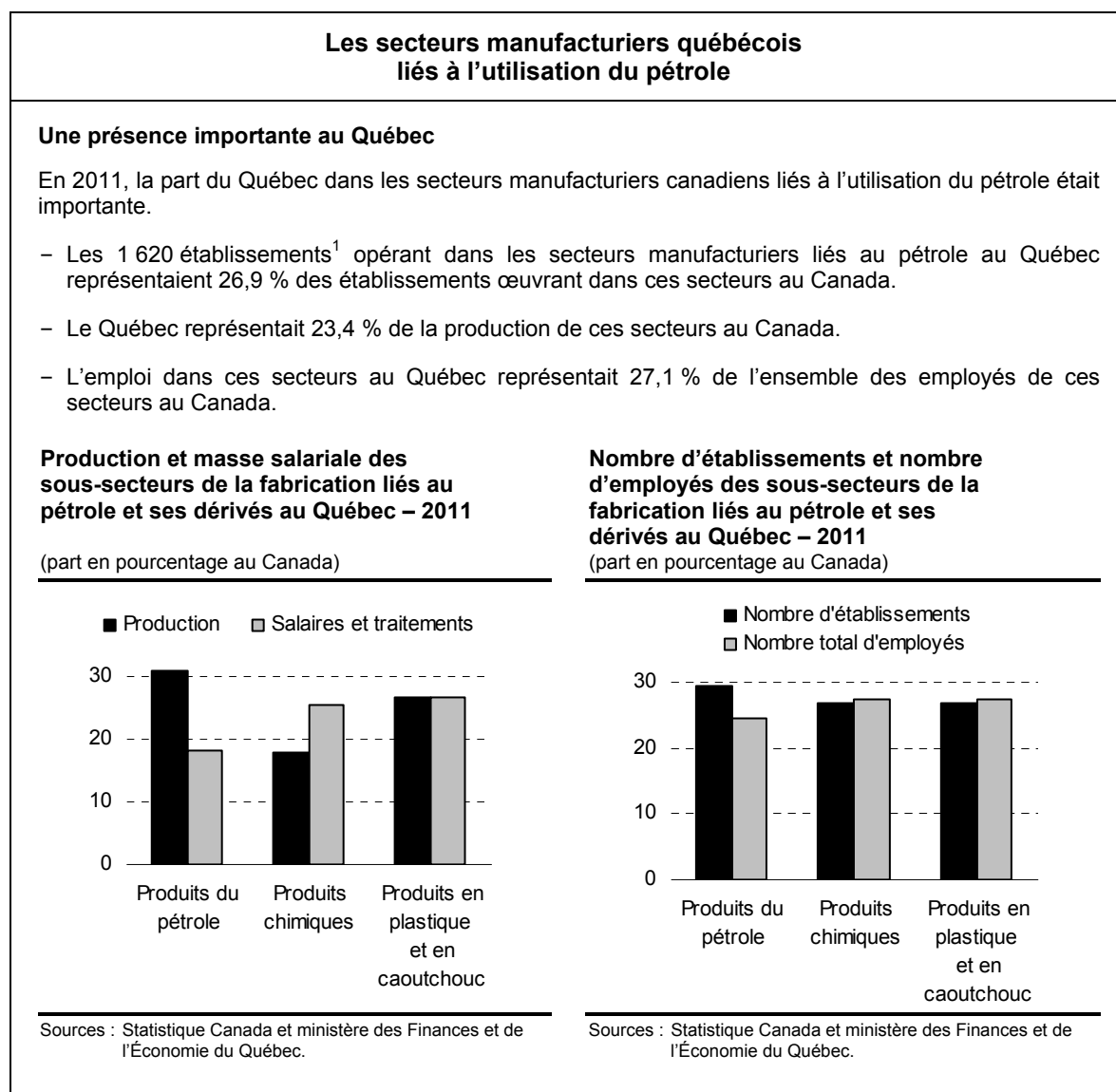
Ce positionnement permet également aux entreprises pétrochimiques de développer des synergies avec les différents acteurs de la grappe industrielle de l'Est de Montréal et de créer des filières de production intégrées.

C'est le cas, par exemple, de la chaîne de production du polyester, composée d'une chaîne d'entreprises des secteurs de la chimie et de la pétrochimie :

- Suncor, qui emploie plus de 600 personnes (dont 450 à sa raffinerie de l'Est de Montréal), produit du xylène, un hydrocarbure aromatique obtenu à partir du pétrole. Il est utilisé dans plusieurs industries et produits : caoutchouc, cuir, peinture, vernis, diluant pour la peinture, pesticides, carburants pour l'aviation, essence, etc.;
- Chimie ParaChem, qui compte 67 employés, produit du paraxylène, un hydrocarbure aromatique liquide, utilisé principalement pour la fabrication de fibres polyester. Ces dernières sont une composante des plastiques recyclables, des pellicules photographiques et des textiles. Chimie ParaChem produit environ 6 % du paraxylène de l'Amérique du Nord;

- CEPSA Chimie Montréal est le seul producteur d'acide téréphtalique purifié (PTA) au Canada, à partir du paraxylène. Cette entreprise, qui fait partie de la grappe industrielle de l'Est de Montréal, emploie 145 personnes et offre des produits destinés entre autres à la fabrication des bouteilles de boissons gazeuses;
- Selenis Canada est l'acteur final de la chaîne de production de polyester à l'Est de Montréal. Elle emploie 70 personnes et produit du polyéthylène téréphtalate (PET). Ce produit a des applications dans la fabrication de bouteilles en plastique recyclable, de fibres textiles, d'emballages alimentaires, de tapis et de films transparents.

Les produits de l'industrie pétrochimique québécoise sont par ailleurs très en demande au Canada et aux États-Unis, les principaux marchés d'exportation de cette industrie.



1 Les données du nombre d'établissements correspondent à l'année 2010. Les données pour 2011 ne sont pas disponibles.

Les secteurs manufacturiers québécois liés à l'utilisation du pétrole (suite)

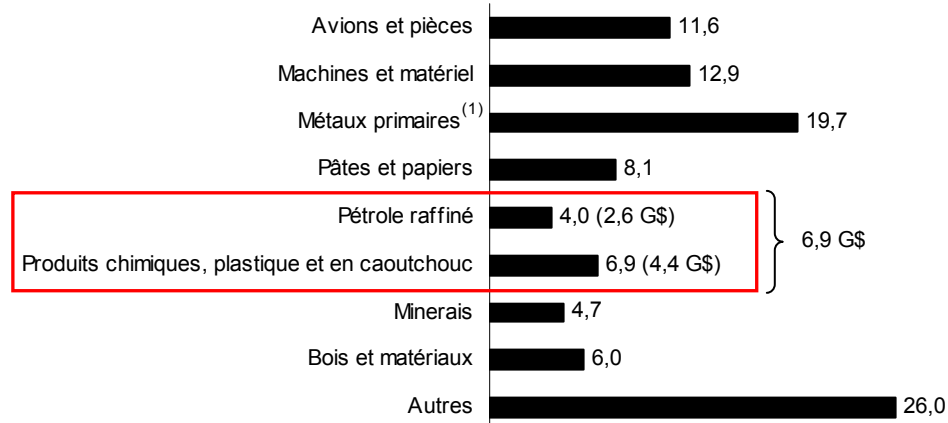
Un apport important aux exportations du Québec

Comme les produits finis d'un secteur représentent souvent des intrants pour les autres, ces secteurs génèrent un volume important d'échanges de produits et de services. Ainsi, malgré l'effet négatif des importations de pétrole brut sur la balance commerciale, la balance des échanges du Québec de produits pétroliers transformés est excédentaire, en raison notamment des exportations de produits raffinés (en particulier essence et carburant diesel) et de produits chimiques dérivés du pétrole vers d'autres provinces et pays.

- Ainsi, les secteurs des dérivés du pétrole et des produits chimiques contribuent pour près de 7 milliards de dollars par année aux exportations du Québec.
- La majorité de ces exportations est destinée au marché nord-américain.

Répartition des exportations par produit – 2012

(en pourcentage des exportations internationales de biens, en termes nominaux)



(1) Cette catégorie comprend les métaux, les produits métalliques et les produits minéraux non métalliques.

Sources : Institut de la statistique du Québec et ministère des Finances et de l'Économie du Québec.

❑ Le secteur du raffinage – Une capacité en diminution au Québec

La capacité actuelle de raffinage du Québec est de 402 000 barils par jour, alors que la consommation québécoise de pétrole brut s'élève à près de 355 000 barils par jour.

Depuis le milieu des années 80, la capacité de raffinage du Québec s'est développée, profitant des conditions de marché favorables au pétrole importé. Ces conditions ont changé récemment et la fin des activités de raffinage de Shell au Québec⁸ en 2010 a marqué un tournant dans cette évolution.

- À la suite de cette fermeture, la capacité de raffinage du Québec a été réduite de 130 000 barils par jour, pour s'établir à 402 000 barils par jour en 2013, soit une baisse de 24,9 %.

Ainsi, depuis la fermeture de la raffinerie Shell à Montréal, deux raffineries sont actuellement en activité au Québec. Il s'agit des raffineries de Suncor à Montréal (137 000 barils par jour) et Ultramar à Lévis (265 000 barils par jour).

- La part du Québec dans la capacité de raffinage du Canada était de 20,0 % à la fin de 2012, soit une part inférieure à celles de l'Ontario (24,1 %) et des provinces de l'Atlantique (24,6 %).

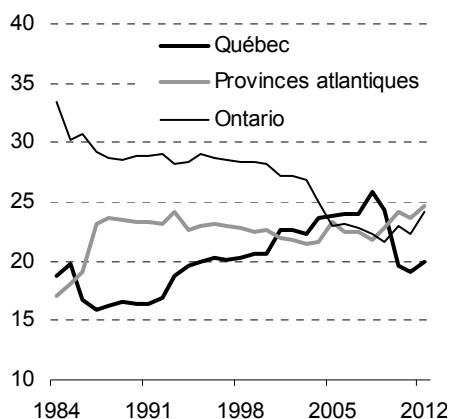
Les raffineurs au Québec font face présentement à un désavantage de taille par rapport à certains de leurs concurrents nord-américains.

- En raison du manque d'accès au pétrole moins cher de l'ouest du continent, ils sont contraints de s'approvisionner sur le marché international, devant assumer un différentiel de coût par rapport à leurs concurrents, qui met à risque leur viabilité.

Rappelons qu'avec l'autorisation d'inverser la ligne 9A en Ontario, toutes les raffineries de l'Ontario auront accès au pétrole nord-américain, mettant ainsi en situation de désavantage les raffineries du Québec.

GRAPHIQUE 16

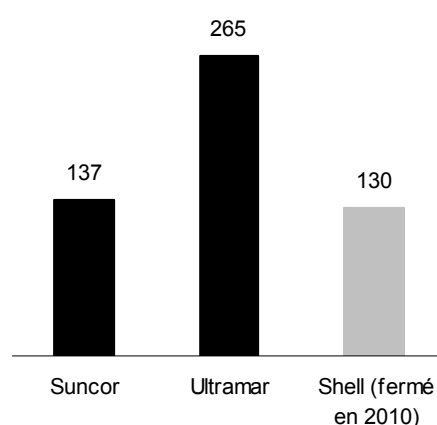
La répartition géographique de la capacité de raffinage dans l'Est du Canada (en pourcentage du total canadien)



Sources : Ministère des Ressources naturelles du Québec et Association canadienne des carburants.

GRAPHIQUE 17

Capacité de raffinage du pétrole au Québec – 2013 (en milliers de barils par jour)



Sources : Ministère des Ressources naturelles du Québec, Suncor Energy Inc. et Énergie Valero Inc.

⁸ La raffinerie Shell a fermé ses portes au Québec le 7 octobre 2010. Elle avait une capacité de raffinage de 130 000 barils par jour.

2.3 Impacts économiques de l'inversion de la ligne 9B d'Enbridge

L'inversion du sens d'écoulement de la ligne 9B de la compagnie Enbridge assurerait une nouvelle source d'approvisionnement en pétrole pour le Québec. Les secteurs industriels liés à l'utilisation du pétrole brut auraient ainsi la possibilité de participer au marché nord-américain, en plus d'avoir l'alternative d'utiliser des sources d'approvisionnement d'outre-mer.

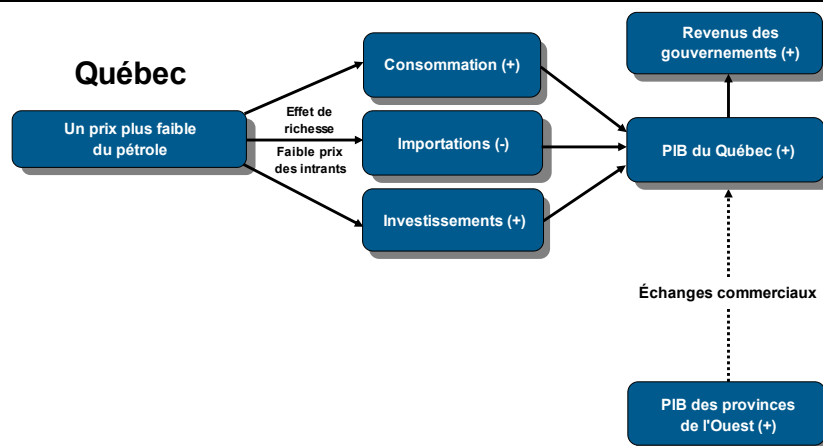
❑ Des impacts macroéconomiques et sectoriels positifs

La réalisation de ce projet aurait des avantages économiques significatifs, qui découlent principalement de l'accès à des importations sécuritaires de pétrole à des prix plus avantageux. Ces gains économiques se feraient sentir à plusieurs niveaux :

- **effets macroéconomiques** : réduction de la facture énergétique du Québec et amélioration du déficit commercial;
 - la baisse du coût des importations libérerait de nouvelles ressources pour l'économie du Québec. Plus spécifiquement, les montants dégagés par la baisse de la facture des importations seraient réutilisés sous forme d'investissements, de salaires et de revenus. Ces éléments se traduiraient ultimement par une hausse des rentrées fiscales du gouvernement, qui servent à financer les programmes publics;
- **effets sectoriels** : un nouveau souffle aux industries du raffinage et des produits chimiques;
 - l'accès au pétrole nord-américain permettrait aux industries québécoises du raffinage, des produits chimiques et des produits en plastique et en caoutchouc d'accéder à des intrants à plus faible coût et à demeurer compétitives. En 2011, ces secteurs employaient plus de 51 000 travailleurs et contribuaient à plus de 16,9 % de la valeur ajoutée du secteur de fabrication au Québec;
- **effets de rétroaction** : la substitution du pétrole importé d'outre-mer par du pétrole canadien permettrait au Québec d'en bénéficier indirectement, par la demande du reste du Canada;
 - près de la moitié des exportations du Québec a comme destination le reste du Canada. Étant donné ces liens, l'achat de pétrole en provenance des provinces canadiennes stimule indirectement la demande pour les produits québécois.

ILLUSTRATION 4

Impacts économiques de l'inversion de la ligne 9B (principaux canaux de transmission)



Source : Ministère des Finances et de l'Économie du Québec.

■ Effets macroéconomiques : une diminution de la facture des importations

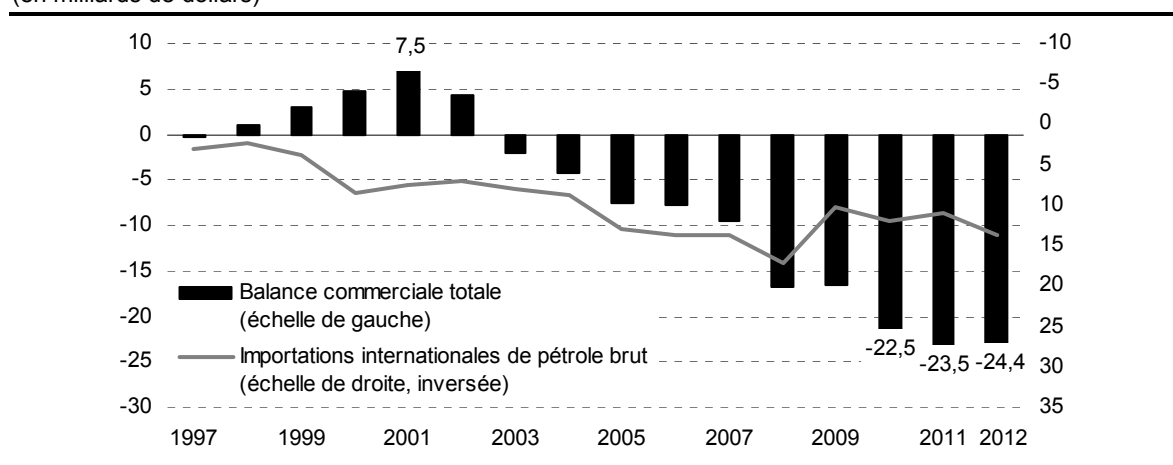
La hausse des prix du pétrole depuis la fin des années 90 pèse lourdement sur le coût des importations du Québec. La balance commerciale interprovinciale et internationale du Québec est déficitaire depuis 2003. Ce déficit est influencé notamment par la hausse des prix du pétrole.

- La balance commerciale du Québec est passée d'un excédent de 7,5 milliards de dollars en 2001 à un déficit de 24,4 milliards de dollars en 2012.
- En 2012, plus de la moitié (56,0 %) du déficit commercial provenait des importations internationales de pétrole brut.

De plus, la volatilité des prix du pétrole se reflète négativement sur la compétitivité des entreprises et sur les consommateurs.

GRAPHIQUE 18

Balance commerciale totale et importations internationales de pétrole brut (en milliards de dollars)



Sources : Institut de la statistique du Québec, Statistique Canada et ministère des Finances et de l'Économie du Québec.

L'inversion du sens d'écoulement du pipeline 9B d'Enbridge permettrait à l'économie québécoise de profiter de la différence de prix qui existe entre les marchés nord-américain et mondial.

- Par exemple, pour 10 \$ d'écart de prix entre les pétroles Brent et WTI, le projet d'Enbridge permettrait de diminuer le déficit commercial du Québec de près de 4,0 %, soit 1,1 milliard de dollars par année⁹.
- Cette baisse du déficit commercial aurait un effet équivalent sur le PIB nominal du Québec (1,1 milliard de dollars, soit une hausse de 0,3 %).

⁹ À titre de comparaison, une estimation d'une économie potentielle de 3 milliards de dollars de la Financière Banque Nationale repose sur un écart de prix de 21 \$ le baril et d'importations de 13 milliards de dollars de pétrole brut du Québec en 2012.

■ Des effets au-delà du déficit commercial

Les montants dégagés par la baisse de la facture des importations bénéficieraient à l'économie du Québec sous forme de rentabilité accrue des secteurs industriels, de nouveaux investissements, de salaires et de revenus.

Par exemple, en tenant compte de ces effets, l'impact sur le PIB réel sera d'environ 600 millions de dollars, soit 0,2 %, pour chaque 10 \$ d'avantage de prix par baril.

TABLEAU 3

Inversion de la ligne 9B d'Enbridge – Impacts macroéconomiques⁽¹⁾

	PIB nominal		PIB réel		Balance commerciale	
	M\$	%	M\$	%	M\$	%
Réduction de 10 \$ du coût d'approvisionnement en pétrole	1 100	0,3	600	0,2	1 100	4,0

(1) L'impact sur le PIB réel a été estimé à l'aide du modèle d'équilibre général dynamique stochastique du ministère des Finances et de l'Économie du Québec.

Source : Ministère des Finances et de l'Économie du Québec.

En outre, l'inversion du sens d'écoulement de la ligne 9B implique de nouveaux investissements et des créations d'emplois dès son approbation :

- des investissements de l'ordre de 55 millions de dollars sont prévus par Suncor et de 200 millions de dollars par Ultramar afin d'assurer le raccordement au pipeline 9B d'Enbridge et adapter des capacités portuaires. Pour sa part, Enbridge prévoit un investissement d'environ 170 millions de dollars pour le renversement du flux de la canalisation 9B entre North Westover et Montréal;
- de plus, les nouvelles possibilités de transport entre Montréal et Lévis, liées au projet d'Enbridge, ont le potentiel de générer des emplois qualifiés dans le domaine du transport maritime.

L'ensemble de ces éléments se traduit ultimement par une hausse des rentrées fiscales du gouvernement, qui servent à financer les dépenses de santé, d'éducation ainsi que l'ensemble des programmes sociaux qui font la fierté des Québécois.

❑ Effets sectoriels : un nouveau souffle pour les industries québécoises du raffinage et des produits chimiques

Les industries québécoises du raffinage et celles liées à l'utilisation du pétrole et des produits dérivés doivent présentement recourir à des intrants plus coûteux provenant de sources éloignées et moins sécuritaires. Cette situation peut entraver leur développement à moyen terme.

- Il s'agit d'industries à haute valeur ajoutée utilisant des technologies de pointe et qui génèrent des emplois à salaires élevés, des investissements et des rentrées fiscales importantes.
- En 2011, ces secteurs employaient plus de 51 000 travailleurs et contribuaient à plus de 16,9 % de la valeur ajoutée du secteur de la fabrication au Québec.

Plus spécifiquement, la compétitivité de l'industrie québécoise du raffinage est actuellement affaiblie par l'absence d'accès au pétrole nord-américain, qui se transige à un prix compétitif. Un tel désavantage concurrentiel affecte négativement le potentiel de cette industrie et met à risque sa pérennité au Québec.

- La fermeture de la raffinerie Shell de Montréal en 2010 montre que, en l'absence de cet accès, le secteur du raffinage au Québec est menacé de déclin.

Le maintien de ses capacités de raffinage permettra au Québec de combler ses besoins en produits pétroliers raffinés et d'en exporter les surplus. Par contre, si les capacités de raffinage du Québec continuaient de baisser, la dépendance aux produits pétroliers ne diminuerait pas pour autant.

- Dans cette éventualité, au lieu de raffiner du pétrole brut pour couvrir ses besoins en produits dérivés, le Québec serait obligé d'importer à coût élevé les produits raffinés dont il a besoin.
- **L'impact d'une telle évolution se matérialiserait par une perte de près de 7 500 emplois** (1 000 emplois directs et 6 500 emplois indirects). L'impact sur le PIB serait une perte équivalente à environ 1,0 %, en comptabilisant les effets directs et indirects.
 - Il s'agit d'une évaluation conservatrice qui tient compte des impacts sur les entreprises à risque à court terme, dont les établissements du secteur pétrochimique, situés généralement à proximité des raffineries.
 - À plus long terme, la perte de ces industries aurait un effet déstructurant sur l'économie, pouvant entraîner la disparition d'autres secteurs d'activité liés au pétrole.

TABLEAU 4

Impacts économiques⁽¹⁾ de la disparition des raffineries québécoises

	Raffineries	Clients des raffineries	Fournisseurs des raffineries	Autres fournisseurs	Effets totaux
Emplois	- 1 000 ⁽²⁾	- 405	- 3 480	- 2 610	-7 495
PIB réel (%)	- 0,84	- 0,02	- 0,09	- 0,08	-1,03

(1) L'impact économique a été calculé sur la base d'un choc négatif de 17,6 milliards de dollars sur la production du secteur des raffineries du pétrole. Ce montant représente approximativement la perte de production annuelle attendue par la fermeture des raffineries Ultramar et Suncor. L'estimation a été faite à l'aide du modèle intersectoriel de l'Institut de la statistique du Québec en utilisant les données les plus récentes disponibles.

(2) Ce nombre comprend les employés permanents et contractuels de l'industrie du raffinage.

Sources : Institut de la statistique du Québec et ministère des Finances et de l'Économie du Québec.

❑ **L’approvisionnement en pétrole du Canada et des États-Unis génère des effets de rétroaction pour l’économie du Québec**

Le Québec a d’importantes relations économiques et commerciales avec les États-Unis et le reste du Canada. En effet, en 2012, les exportations vers ces deux destinations représentaient près de 40 % du PIB québécois.

Ces liens permettent aux entreprises québécoises d’opérer et de conclure des contrats notamment dans les autres provinces canadiennes, ainsi qu’aux entreprises canadiennes d’investir au Québec.

La substitution du pétrole importé d’outre-mer par du pétrole nord-américain permettrait notamment :

- aux entreprises du Québec de profiter des gains économiques provenant de l’industrie du raffinage et indirectement des autres activités économiques;
- à l’économie du Québec de profiter d’une demande accrue pour ses produits d’exportation. En effet, le reste du Canada et les États-Unis sont les partenaires économiques les plus importants du Québec. Près de la moitié du commerce du Québec se fait avec le reste du Canada (45,0 %), près du tiers avec les États-Unis (30,8 %), alors que de nombreuses entreprises canadiennes et américaines œuvrent et investissent au Québec.

Par exemple, le développement de l’expertise des entreprises québécoises dans les domaines de l’exploration et de l’exploitation pétrolière ainsi que dans la maîtrise des technologies permettant de réduire l’impact environnemental de ces activités permet également de mieux aborder l’éventuelle exploitation des ressources pétrolières du Québec, dans le but de renforcer son autonomie énergétique.

CO₂ Solutions, une technologie développée au Québec pour réduire les émissions de GES de la production des sables bitumineux

CO₂ Solutions est une société innovatrice québécoise qui travaille activement au développement d’une technologie de capture du carbone qui pourrait être utilisée pour réduire les émissions de GES liées à la production des sables bitumineux.

La technologie à base d’enzymes développée par CO₂ Solutions présente une alternative à moindre coût que le procédé de capture et de stockage du carbone, dont le coût prohibitif limite le déploiement à grande échelle.

En janvier 2013, l’entreprise a obtenu une contribution financière de 4,7 millions de dollars du gouvernement fédéral pour soutenir un projet pilote de 7,5 millions de dollars afin de valider la technologie qu’elle a développée pour la capture des émissions de carbone provenant de la combustion de gaz naturel dans les sables bitumineux de l’Alberta. Ce projet a également reçu une subvention de 500 000 \$ du gouvernement de l’Alberta.

Le développement énergétique de l'Ouest canadien et les entreprises québécoises

Le Québec, à l'instar de plusieurs provinces canadiennes, bénéficie des retombées positives de l'exploitation des ressources naturelles dans l'Ouest canadien. Cet impact ne touche pas seulement les entreprises québécoises qui opèrent directement dans l'Ouest, mais également celles qui vendent leur savoir-faire aux entreprises albertaines.

- Par exemple, l'expertise que détient le Québec dans certains secteurs, notamment les technologies vertes, est valorisée et exportée.
- Des emplois bien rémunérés sont créés grâce à ces relations d'affaires et des revenus de taxes et d'impôts sont générés au bénéfice du Québec.

Des retombées positives pour le Québec, selon le Conference Board du Canada

En octobre 2012, le Conference Board du Canada a publié une étude¹ portant sur l'impact économique régional des investissements dans les sables bitumineux.

Un modèle entrées-sorties a été utilisé afin d'évaluer les effets directs et indirects associés à des investissements potentiels de 364 milliards de dollars sur 25 ans prévus dans l'Ouest canadien. Les retombées pour le Québec proviennent principalement des effets indirects et induits.

- Selon l'étude, l'équivalent de 4 800 emplois permanents seraient créés ou maintenus au Québec. Les retombées fiscales pour le gouvernement du Québec sont évaluées à 56,5 millions de dollars par année.

Plusieurs entreprises québécoises bénéficient de l'exploitation des ressources naturelles dans l'Ouest canadien

Au-delà des estimations, la participation des entreprises québécoises au développement énergétique de l'Ouest canadien est une réalité palpable. En effet, plusieurs entreprises québécoises sont déjà impliquées dans la chaîne d'approvisionnement de l'industrie du pétrole de l'Ouest canadien.

Exemples d'entreprises québécoises ayant des liens d'affaires avec l'Alberta

Entreprises	Emplacements	Nombre d'employés
Bombardier	Montréal	16 686
Industries de câbles d'acier	Pointe-Claire	200
Canam	Saint-Georges	1 238
Groupe ADF	Terrebonne	253
Genivar	Montréal	2 800
Bell Helicopter	Mirabel	2 000
Prévost	Sainte-Claire	900
Tremcar	Saint-Jean-sur-Richelieu	340

Source : Compilation du ministère des Finances et de l'Économie du Québec.

¹ Fuel for Thought: The Economic Benefits of Oil Sands Investment for Canada's Regions.

3. ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX

Bien qu'il s'agisse d'un oléoduc existant et d'un retour au sens original d'écoulement, le projet d'inversion du pipeline d'Enbridge soulève des questionnements concernant l'environnement et la sécurité.

L'industrie des oléoducs est encadrée par des normes et règlements visant notamment la sécurité des populations, le contrôle de la nature des produits transportés et finalement la préparation et l'intervention en cas d'incident. Les responsabilités de chacune des instances, que ce soit au niveau fédéral, provincial, municipal ou à celui de l'industrie, sont également bien définies. Leurs actions visent à garantir que les compagnies de transport par pipeline ont la capacité d'assurer un haut niveau d'intégrité.

Une première série de questionnements vise la sécurité du transport par pipeline et les risques assumés par les communautés avoisinantes. Des interrogations sont ainsi exprimées sur la possible corrosion des canalisations, selon la nature des produits transportés, la durée de vie du pipeline, les volumes transportés et les risques d'incidents, de déversement et de contamination du milieu ainsi que les conséquences appréhendées dans l'éventualité où un tel événement se produirait.

- Or, les informations disponibles au Canada montrent que le transport par oléoduc constitue un des moyens parmi les plus sécuritaires pour transporter du pétrole.
- Un contrôle des propriétés chimiques et physiques des produits importés permet de réduire au maximum leur incidence sur l'intégrité des conduites.
- Enfin, un programme préventif de maintenance ainsi qu'un plan d'intervention immédiat pour réduire et limiter leurs impacts environnementaux sont mis de l'avant par Enbridge.

Le bilan environnemental de l'extraction du pétrole des sables bitumineux, qui pourrait représenter une certaine proportion de l'approvisionnement en pétrole brut de la ligne 9B, est également questionné. En effet, plusieurs groupes environnementaux et des citoyens sont préoccupés par le fait d'assurer l'approvisionnement pétrolier du Québec à partir d'une industrie soumise à une surveillance croissante en raison de son impact environnemental.

- Il importe de souligner que le pétrole qui sera transporté par la canalisation 9B proviendra d'une variété de sources, non seulement de l'Alberta, mais aussi de la Saskatchewan et des États-Unis.
- Par ailleurs, si l'extraction du pétrole et les activités de raffinage ne sont pas sans conséquences sur l'environnement, le gros de son bilan en termes d'émission de gaz à effet de serre (GES) est associé à son utilisation comme carburant. C'est sur cet élément qu'il faut continuer de concentrer prioritairement les efforts afin de réduire notre dépendance au pétrole, en soutenant notamment le développement de nouvelles technologies permettant de réduire son impact environnemental.

En attendant, le pétrole demeure une nécessité. Pour le Québec, ce projet n'exclut en rien la poursuite des efforts visant à réduire notre dépendance au pétrole.

3.1 Encadrement réglementaire du projet d'Enbridge

Au Canada, les pipelines interprovinciaux et internationaux sont réglementés par l'Office national de l'énergie (ONÉ).

L'ONÉ est un organisme indépendant responsable de l'analyse et de l'autorisation du projet d'inversion de la ligne 9B.

- Le projet d'Enbridge doit donc se soumettre aux normes établies par l'ONÉ en ce qui a trait à l'intégrité du pipeline, son exploitation, la protection de l'environnement, la sécurité publique et tout autre aspect qui relève de cet organisme en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie.
- L'encadrement de l'ONÉ s'applique aux pipelines réglementés sur toute leur durée de vie.

Même si le pipeline 9B n'est pas sous réglementation provinciale, le gouvernement du Québec joue un rôle actif pour s'assurer que les intérêts des Québécois soient défendus. Ainsi, le gouvernement du Québec :

- est en contact avec Enbridge pour s'assurer que les préoccupations du Québec sont bien prises en compte dans l'élaboration de leur projet;
- joue un rôle important dans la gestion des interventions en cas d'incidents, si ceux-ci se produisent, rôle qu'il partage avec les municipalités et l'entreprise.

Enfin, la compagnie Enbridge doit se soumettre aux règles de l'ONÉ en matière de sécurité environnementale, d'intégrité et d'ingénierie.

- En plus de répondre aux exigences de l'ONÉ, la compagnie a instauré des procédures de sécurité qui lui sont propres, dont certaines excèdent le cadre réglementaire.
- Il est important de rappeler qu'en cas d'incident, la compagnie est responsable de tous les frais liés à l'intervention et aux dommages à l'environnement.

❑ L'encadrement au niveau fédéral : l'Office national de l'énergie¹⁰

L'ONÉ est un organisme fédéral indépendant qui réglemente les aspects internationaux et interprovinciaux dans les secteurs du pétrole, du gaz et de l'électricité. L'ONÉ a comme objectif de réglementer, dans l'intérêt public, les pipelines, la mise en valeur des ressources énergétiques et le commerce de l'énergie.

- L'ONÉ a donc la compétence d'autoriser le renversement du flux de la ligne 9B, étant donné qu'il s'agit d'un pipeline interprovincial. En ce sens, l'ONÉ peut exiger des conditions particulières, dans l'intérêt du public, afin d'autoriser le projet.

Les lignes directrices de l'encadrement de l'industrie par l'ONÉ

L'ONÉ réglemente actuellement près de 71 000 km de pipelines interprovinciaux et internationaux dans la portion canadienne et environ 100 sociétés de transport par pipeline au Canada, dont Enbridge.

Il mène des vérifications et des inspections des travaux de construction et des activités d'exploitation des pipelines. Il veille également à la protection de l'environnement durant la planification, la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des ouvrages.

En 2012, le gouvernement du Canada a instauré la Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable, qui prévoit entre autres un financement supplémentaire de 13,5 millions de dollars pour améliorer la sécurité des pipelines au Canada. Ce montant représentait 23 % du budget total de l'ONÉ pour l'année 2011-2012.

- La Loi habilite l'ONÉ à augmenter les inspections sur les pipelines, qui devraient passer de 100 à 150 par année. Le nombre d'audits exhaustifs devrait pour sa part passer de 3 à 6 par année.
- Les sociétés réglementées par l'ONÉ doivent ainsi soumettre un rapport sur les mesures de rendement des pipelines concernant plusieurs systèmes de gestion (annexe 2).
- Dans le cadre de son mandat, l'ONÉ reçoit des demandes pour approuver des projets reliés à ses champs de compétence. Afin de recueillir les renseignements dont il a besoin pour rendre une décision et de permettre aux personnes intéressées de s'exprimer, l'ONÉ tient des audiences publiques concernant les projets d'envergure.

À la suite du dépôt de la demande d'Enbridge concernant l'inversion de la ligne 9B, l'ONÉ a annoncé la tenue d'une audience publique sur le projet. À cette fin, il a été demandé à la compagnie Enbridge de fournir :

- une évaluation des impacts environnementaux et socio-économiques du projet et des mesures d'atténuation s'y rattachant;
- une évaluation technique de la ligne 9B, qui fournit des détails sur l'intégrité et la sécurité de tout le pipeline.

L'annexe 3 présente en détail les principales étapes des audiences publiques de l'ONÉ, le calendrier ainsi que la liste de questions qui seront abordées lors de l'audience publique liée à la demande d'inversion de la ligne 9B de la compagnie Enbridge.

¹⁰ Source : Office national de l'énergie : www.neb-one.gc.ca.

❑ **L'encadrement au niveau provincial et municipal : assurer la sécurité des citoyens**

Tel que déjà mentionné, étant donné que la ligne 9B est un oléoduc interprovincial, son autorisation est sous la responsabilité de l'Office national de l'énergie. Néanmoins, en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement, des certificats d'autorisation du gouvernement du Québec, par le biais du ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP), devront être délivrés pour des travaux connexes.

- Par exemple, des permis de construction, des certificats d'autorisation ou d'autres types de permis concernant les raccords de tuyauterie, des modifications d'usage d'équipements de stockage existants et l'adaptation des capacités portuaires pourraient devoir être délivrés par le MDDEFP, la Régie du bâtiment du Québec et les municipalités visées quant aux travaux qu'Ultramar voudra réaliser, le cas échéant, à sa raffinerie de Lévis et à son terminal de Montréal-Est. Suncor devra également obtenir des permis s'il souhaite entreprendre des travaux à sa raffinerie de Montréal.

Le gouvernement du Québec prend toutes les mesures à sa disposition afin d'encadrer le projet et le rendre acceptable pour l'environnement. Il prend notamment les mesures nécessaires pour assurer une réponse prompte et efficace en cas d'incident. À cet effet, il veille à maintenir à niveau le cadre réglementaire provincial et s'assure que les plans d'intervention en cas d'urgence des municipalités soient à jour.

❑ **Intervention en cas d'incident**

Au niveau de la réponse en cas d'incident, plusieurs instances du Québec sont interpellées par ce projet.

■ **Responsabilité de l'entreprise**

Le plan d'intervention d'urgence d'Enbridge doit être préautorisé par l'ONÉ. Ce plan guide l'intervention initiale et le confinement à faire pour contenir le déversement à l'aide de l'équipement approprié.

- Les sociétés de pipelines doivent disposer de premiers intervenants, liés par contrat, pour agir rapidement en cas de déversement.
- L'une des exigences de l'ONÉ est que les sociétés donnent à tous les premiers intervenants de la formation sur les pratiques et procédures à suivre en cas d'urgence.

■ **Les premiers répondants**

Ce sont souvent la municipalité ou les services d'urgence qui sont les premiers à intervenir, étant donné qu'ils peuvent se rendre plus rapidement au site de l'incident. Ceux-ci s'appuient sur les plans d'urgence déjà élaborés pour encadrer leurs actions.

- Il est du devoir de l'entreprise de s'assurer que les municipalités où passe le pipeline soient équipées et aient une formation adéquate pour répondre à des situations d'urgence.

■ Les ressources du gouvernement du Québec

Lorsque les capacités d'intervention de l'entreprise et de la municipalité doivent être renforcées, les ressources du gouvernement du Québec sont prêtes à intervenir. Ces ressources sont coordonnées par la Sécurité civile du Québec, qui établit une collaboration étroite entre les ministères, les organismes gouvernementaux et la municipalité concernée.

- L'entreprise est, par contre, financièrement responsable de tous les coûts reliés au nettoyage d'un déversement de pétrole transitant par son pipeline.

Intervention du gouvernement du Québec en cas de sinistre

L'efficacité de l'intervention gouvernementale en situation de sinistre repose sur trois mécanismes de coordination :

- l'Organisation régionale de la sécurité civile : regroupe les représentants des ministères et organismes du gouvernement du Québec présents en région. Elle soutient les municipalités pour faire face au sinistre et aider les citoyens éprouvés;
- l'Organisation de la sécurité civile du Québec : planifie les mesures de sécurité civile à l'échelle nationale et, en cas de sinistre majeur, coordonne les opérations menées par chacun des responsables de mission selon le Plan national de sécurité civile;
- le Comité de sécurité civile du Québec : oriente et approuve la planification gouvernementale en sécurité civile. En situation de sinistre majeur, ce comité supervise le déploiement des ressources.

Le Plan national de sécurité civile

Le ministre de la Sécurité publique doit mettre à jour un Plan national de sécurité civile, avec la collaboration des dirigeants des autres ministères et organismes gouvernementaux concernés.

L'organisation des actions en sécurité civile du gouvernement du Québec repose sur la réponse à 15 besoins susceptibles de se manifester lors d'un sinistre, lesquels sont désignés dans le Plan par la notion de « mission ». Chaque mission est sous la responsabilité d'un ministère ou d'un organisme gouvernemental, dont les activités habituelles se rapprochent le plus de celles prévues à la mission ou dont l'expertise lui permet de les prendre en charge.

La mission « eaux, matières dangereuses et résiduelles », sous la responsabilité du ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, est la plus susceptible d'être sollicitée lors d'un incident impliquant un pipeline.

Urgence-Environnement

Par l'entremise d'Urgence-Environnement, le MDDEFP intervient 24 heures par jour, partout au Québec, afin de faire face aux situations d'urgence environnementale.

Au Québec, ce sont en général les municipalités qui effectuent les interventions d'urgence sur leur territoire. Urgence-Environnement intervient à titre de conseiller technique pour s'assurer que les mesures adéquates sont prises promptement pour protéger l'environnement. Toutefois, dans les cas d'urgences environnementales majeures, l'intervention gouvernementale est coordonnée par l'Organisation de la sécurité civile du Québec. Grâce à ses équipes régionales, Urgence-Environnement est prête à intervenir en tout temps, partout au Québec.

Le Ministère possède l'équipement spécialisé nécessaire pour intervenir dans les situations d'urgence qui lui sont rapportées. De plus, chaque direction régionale dispose des équipements les plus fréquemment utilisés.

Trois laboratoires mobiles du MDDEFP, dont le « TAGA », une unité analytique à la fine pointe de la technologie, peuvent être dépêchés sur les lieux d'une urgence majeure. Le Ministère dispose aussi d'un poste de coordination mobile pour accroître l'efficacité de ses interventions sur le terrain.

Sources : Ministère de la Sécurité publique et ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.

❑ Les pratiques d'Enbridge

Les activités d'exploitation d'Enbridge sont également assujetties à la juridiction de l'Office national de l'énergie. L'entreprise doit donc se soumettre aux règles de l'ONÉ en matière de sécurité environnementale, d'intégrité et d'ingénierie.

Par ailleurs, en plus de répondre à ces exigences, la compagnie a instauré des procédures de sécurité qui lui sont propres.

Ainsi, afin de minimiser le risque de fuites, Enbridge a mis de l'avant un programme préventif de maintenance ainsi qu'un plan d'intervention immédiat pour réduire et limiter leurs impacts environnementaux, avant la remise en état des lieux. Il s'agit principalement :

- d'un programme préventif de maintenance qui utilise la fine pointe de la technologie. Il inclut :
 - une surveillance informatique continue (24 heures par jour, 7 jours par semaine);
 - des systèmes de protection cathodique empêchant la corrosion des parois externes;
 - des inspections périodiques et des patrouilles aériennes;
 - des formations aux propriétaires, aux excavateurs et aux autorités locales.
- d'un plan d'intervention pour protéger l'environnement et la population en cas d'urgence :
 - le personnel du centre de contrôle peut fermer ou isoler certaines sections du pipeline;
 - des unités spécialisées peuvent se rendre à l'endroit indiqué pour réparer les bris;
 - Enbridge travaille avec les unités des répondants locaux pour identifier et contenir la situation.

De plus, dans l'éventualité d'un incident, Enbridge s'est engagée à travailler sous la supervision des agences locales environnementales pour décontaminer le sol et remédier aux dégâts qui seraient causés par la fuite.

Plusieurs normes et protocoles sont appliqués pour le contrôle des pipelines, la détection de fuites et la gestion des centres de contrôle (voir annexe 4).

Plan d'intervention en cas d'urgence d'Enbridge

Enbridge dispose d'un plan d'intervention en cas d'urgence. Afin d'intervenir lors d'un incident, la compagnie a séparé le pipeline 9B en plusieurs secteurs et a mis en place des plans d'urgence en cas d'incident pour chacun de ces secteurs, selon ses caractéristiques.

Ces plans incluent, entre autres :

- l'identification des points de contrôle;
- des informations décrivant l'équipement disponible et les moyens d'accès à cet équipement;
- la méthode d'intervention à adopter selon la saison.

Pour les trois principaux cours d'eau traversés par le pipeline (la rivière des Mille Îles, la rivière des Outaouais et la rivière des Prairies), Enbridge a fait appel à Stantec, une entreprise privée spécialisée, pour élaborer des plans d'intervention spécifiques aux milieux aquatiques qui tiennent compte de la température de l'eau, des vents, des zones aquatiques à plus haute sensibilité, de la présence d'une faune particulière, etc.

La compagnie fait également des exercices d'intervention en cas d'urgence à intervalle régulier, auxquels elle invite les parties intéressées à participer.

Dans le cas d'incidents d'envergures, elle fait appel à Urgence-Environnement, à la Sécurité civile ou à d'autres partenaires, dont SIMEC, un organisme d'intervention accrédité spécialiste en intervention d'urgence en cas de déversement pétrolier marin.

Source : Enbridge.

TABEAU 5

Résumé des rôles des différents intervenants dans le projet d'Enbridge

Office national de l'énergie	– La Loi sur l'Office national de l'énergie donne la compétence à celui-ci d'autoriser le projet d'Enbridge, étant donné que le pipeline est interprovincial. – Par le biais d'une audience publique, l'ONÉ évalue si le projet est dans l'intérêt public canadien et s'assure que la compagnie est adéquatement outillée pour intervenir en cas d'incident. – En vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale, l'ONÉ doit faire en sorte que les évaluations environnementales appropriées soient menées pour les projets de son ressort, en respectant les normes prescrites dans la Loi. – L'ONÉ est responsable d'encadrer le pipeline durant toute sa durée de vie.
Gouvernement du Québec	– En vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement, des certificats d'autorisation du MDDEFP concernant certains travaux connexes pourraient être nécessaires. – Le MDDEFP, par l'intermédiaire d'Urgence-Environnement, et le ministère de la Sécurité publique sont également impliqués, étant donné leur rôle dans une intervention en cas de sinistre.
Municipalités	– Des permis peuvent être délivrés par les municipalités pour certains travaux effectués sur leur territoire. – Les municipalités doivent également maintenir à jour leurs plans d'intervention en cas d'urgence.
Enbridge	– L'entreprise doit avoir un plan d'intervention d'urgence préautorisé par l'ONÉ. – Elle doit avoir des premiers intervenants liés par contrat pour l'intervention en cas de déversement. – Elle doit fournir aux intervenants la formation adéquate sur les pratiques et procédures à suivre en cas d'urgence. – En cas d'incident, l'entreprise est responsable de tous les frais liés à l'intervention.

Sources : Office national de l'énergie, ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, ministère de la Sécurité publique et Enbridge.

3.2 La sécurité des pipelines

❑ Les statistiques sur les incidents

Au Canada, on retrouve un réseau d'environ 825 000 km de pipeline de gaz naturel et de pétrole. La construction de pipelines au Canada remonte à 1853, alors qu'un conduit de 25 km a été construit pour faire parvenir du gaz naturel à Trois-Rivières. Rappelons également que le Pipeline Saint-Laurent, reliant la raffinerie Ultramar de Lévis à son terminal de l'Est de Montréal, vient d'être complété et a été mis en fonction à l'automne 2012. Celui-ci avait été soumis à la procédure d'évaluation environnementale québécoise, puisqu'il s'agissait d'un pipeline entièrement situé sur le territoire québécois. Ainsi, le Canada et le Québec profitent de plus de 150 ans d'expérience en matière de construction, de maintenance, d'encadrement et de gestion de fuites liées aux pipelines.

Malgré cette expérience et les avancées technologiques dont a bénéficié cette industrie, ce moyen de transport n'est pas exempt de risques. Les études démontrent néanmoins que les pipelines constituent un moyen sécuritaire comparativement aux alternatives pour transporter du pétrole. En effet :

- l'Office national de l'énergie (ONÉ) indique que, pour les oléoducs qui relèvent de sa compétence, la fréquence moyenne de rejet liquide par 100 km de conduit est de 0,01 par année¹¹;
 - pour les 109 km de la ligne 9B qui sont sur le territoire québécois, cette fréquence représenterait environ une fuite par siècle;
- selon l'Association canadienne de pipelines d'énergie (CEPA), le nombre d'incidents significatifs¹² survenus au Canada sur des pipelines de transport détenus par les membres de la CEPA est en moyenne de 3,5 par année sur les dix dernières années (2002-2011), et ce, pour un réseau de plus de 100 000 km;
 - notons que 97 % de la production quotidienne de gaz naturel et de pétrole brut terrestre du Canada est transportée par des gazoducs ou des pipelines exploités par des membres de la CEPA;
- pour ce qui est du Québec, la proportion de pétrole importée par pipeline a varié entre 37 % à 54 % au cours des années 2010-2012. Le transport d'hydrocarbures par pipeline représente donc une large part du pétrole importé au Québec comparativement aux autres modes de transport (par bateau, par train ou par camion). Ce mode de transport ne constitue donc pas une première au Québec.

¹¹ *Gros plan sur la sécurité et l'environnement – Analyse comparative du rendement des pipelines – 2000-2009*, Office national de l'énergie, 2010.

¹² Les incidents comptabilisés par le Bureau de la sécurité des transports du Canada sont caractérisés par l'occurrence d'une fuite de 50 barils US ou plus, d'un incendie involontaire ou d'une entrave à l'exploitation du pipeline, ou encore de blessures graves ou de décès.

Le cas du pipeline St-Laurent

Plus récemment, le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) a eu à analyser le projet de pipeline St-Laurent. Dans son rapport, il a constaté, en comparant les différents modes de transport sur le plan de la sécurité, la flexibilité opérationnelle, la fiabilité du mode de transport et les émissions de gaz à effet de serre, que :

- le transport des matières dangereuses par oléoduc possède un taux de fuite plus faible à l'échelle canadienne que le transport par train ou par navire;
- il y a des solutions alternatives au transport par oléoduc dans le cadre du projet Ultramar, soit l'utilisation de plus gros navires ou des convois ferroviaires. Ces solutions apparaissent toutefois moins faciles à adapter qu'un oléoduc aux variations à court terme des besoins ou d'un accroissement éventuel des expéditions, compte tenu de la capacité maritime ou des contraintes d'achalandage sur le réseau ferroviaire;
- les conditions climatiques extrêmes, principalement en hiver, sont susceptibles de causer occasionnellement des retards dans le transport des produits pétroliers par train ou par navire, ce qui ne serait pas le cas pour le transport par oléoduc;
- il y aurait une diminution des émissions des gaz à effet de serre avec l'oléoduc projeté par rapport au transport par train et par navire.

L'ensemble de ces constats a amené la commission à conclure : « La commission est d'avis que le transport de 100 000 b/j de produits pétroliers entre Lévis et Montréal-Est par oléoduc est avantageux par rapport au transport par train ou par navire à l'égard de la sécurité publique, de la flexibilité, de la fiabilité et des émissions des gaz à effet de serre ».

Source : Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Rapport 243, Projet de construction de l'oléoduc Pipeline Saint-Laurent entre Lévis et Montréal-Est, juillet 2007.

Par ailleurs, un pipeline n'a pas une durée de vie préétablie. Lorsqu'il est entretenu et que les réparations préventives sont faites, sa durée de vie peut être significativement prolongée. Il existe plusieurs outils sophistiqués permettant d'évaluer l'intégrité des pipelines et les entreprises de transport par pipelines font régulièrement des inspections pour s'assurer qu'ils répondent aux normes.

Le transport pétrolier par pipeline comporte néanmoins un risque de déversement et de contamination du milieu. Ces incidents, fortement médiatisés, peuvent être causés par une défaillance mécanique ou une erreur humaine. L'ampleur des conséquences d'un incident comme un déversement dépend de la vitesse d'intervention et des mesures d'urgence mises en place pour réagir lors d'un tel événement.

Dans le cas de la ligne 9B, la sécurité des installations repose sur un programme de gestion de l'intégrité de la conduite qui comporte des dispositifs d'inspection interne pour recueillir des données sur la condition du pipeline. Si une anomalie était détectée, il y a excavation de la section problématique pour mieux évaluer cette dernière et procéder aux réparations qui s'imposent.

☐ Le risque associé à l'augmentation du volume transporté

Concernant le projet d'augmenter la capacité de la ligne 9B, qui devrait passer de 240 000 à 300 000 barils par jour :

- techniquement, cette augmentation de la capacité de transport se fera par l'ajout d'un agent qui a la propriété de réduire le frottement entre le pétrole brut et les parois internes du pipeline;
- il n'y aurait donc pas d'augmentation de la pression dans le conduit. Ainsi, l'augmentation prévue de la capacité ne constituerait pas un stress additionnel pour l'infrastructure en place et, par conséquent, ne devrait pas avoir d'impact sur la sécurité.

❑ Le transport de différents types de pétrole brut

Les raffineries québécoises, qui sont dotées d'installations permettant essentiellement le raffinage du pétrole léger, demanderont des qualités de pétrole semblables à celles qu'elles utilisent présentement. Le pétrole importé sera, dans ce contexte, essentiellement du brut léger.

Par ailleurs, plusieurs études récentes comparant la corrosivité du bitume dilué (un brut lourd provenant des sables bitumineux) et du pétrole brut conventionnel, plus léger, ont démontré qu'il n'y avait aucune différence physique significative entre les deux substances en ce qui concerne l'intégrité des pipelines¹³.

- En effet, la corrosion due à la teneur plus élevée en acide, en sel ou en soufre dans le pétrole brut n'apparaît qu'à des températures élevées, soit à partir d'environ 200 °C. Dans les oléoducs de transport, les températures sont toujours inférieures à 70 °C.

Le pétrole est ainsi débarrassé de la majeure partie des constituants corrosifs (eau, H₂S et SO₂) et érosifs (boue et sable) avant d'être envoyé dans les oléoducs. L'ONÉ peut régir la qualité du pétrole brut qui entre dans le pipeline.

L'enlèvement des impuretés de ce pétrole, qu'il provienne des sables bitumineux, de sources conventionnelles ou de pétrole de schiste, peut se faire lors d'un premier raffinage à proximité des lieux d'extraction et ce, préalablement à son transport par pipeline.

- La teneur combinée en eau et en sédiments du brut doit être inférieure à 0,5 % du volume pour que le pétrole soit transporté par des canalisations pipelinières, et ce, pour tous les types de pétrole brut.
- À titre comparatif, la teneur combinée en eau et en sédiments du brut est de 1,0 % pour le pétrole transporté par bateau de l'Europe du Nord et de l'Afrique du Nord. Le pétrole transporté dans les pipelines se compare ainsi au pétrole importé d'Europe ou d'Afrique.

¹³ Entre autres, trois études récentes : *Dilbit Corrosivity*, Penspen Integrity-CEPA, Royaume-Uni, 2013; *Conditions de corrosion dans le parcours du bitume, du puits à la route*, Ressources naturelles Canada, octobre 2012; *Comparison of the Corrosivity of Dilbit and Conventional Crude*, Alberta Innovates Energy and Environment Solutions, septembre 2011.

3.3 Le pétrole des sables bitumineux

La population et certains groupes environnementaux critiquent l'extraction du pétrole à partir des sables bitumineux, en raison notamment du bilan GES plus élevé comparativement aux sources conventionnelles.

L'extraction des sables bitumineux
L'extraction des sables bitumineux est considérée plus polluante en raison de ses émissions dans l'eau et dans l'atmosphère, de la consommation nécessaire de gaz naturel, de la grande quantité d'eau requise pour le procédé d'extraction et du dégagement de GES plus important par rapport à l'extraction conventionnelle. Plusieurs solutions sont à l'étude ou sont déjà utilisées et en cours pour atténuer ces impacts environnementaux. Les compagnies d'exploitation des sables bitumineux ont trois objectifs à atteindre, soit l'amélioration de la récupération de l'eau, la réduction de l'utilisation de chaleur et d'eau et, enfin, la diminution et l'élimination des bassins à résidus. Des solutions sont à l'étude, telles que l'extraction du bitume par chauffage, par l'injection de solvants ou de produits chimiques, par boulettage et tamis oléophiles.

Il importe d'analyser tous les facteurs d'émission d'une option avant de la comparer à son alternative :

- le projet d'Enbridge ne peut à lui seul être tenu responsable des problèmes environnementaux découlant de l'exploitation des sables bitumineux;
- le Québec doit combler ses besoins en pétrole, car il demeure pour le moment dépendant de cette ressource énergétique, notamment au niveau des transports, malgré des efforts pour réduire cette dépendance;
- les émissions de GES provenant de l'extraction ne représentent qu'une partie des émissions totales liées à l'utilisation du pétrole;
 - en effet, entre 70 % à 80 % des émissions de GES proviennent des gaz d'échappement des véhicules;
- le pipeline permettra l'apport d'autres pétroles canadiens et américains conventionnels moins émetteurs;
- l'actuel approvisionnement pétrolier du Québec n'est pas exempt d'impacts environnementaux dans les pays producteurs sans compter ceux liés à son transport;
- le Québec poursuivra ses actions pour réduire sa dépendance au pétrole dans le secteur des transports et des bâtiments notamment.

En effet, tant que des secteurs comme le transport continueront de dépendre des combustibles fossiles, ils généreront des quantités similaires de GES, sans égard à l'origine des carburants utilisés. C'est en bonne partie sur ce volet que les efforts doivent se concentrer, afin notamment de permettre l'émergence des technologies qui permettront à terme de réduire la dépendance à cette forme d'énergie.

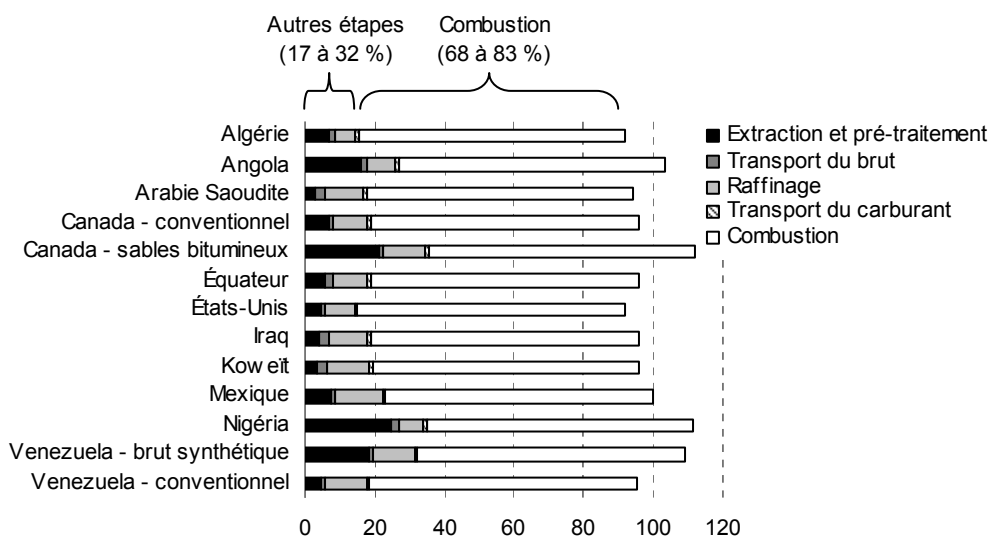
Le bilan GES du pétrole provenant des sables bitumineux – Une mise en perspective

Sur l'ensemble du cycle de vie des produits pétroliers, c'est leur utilisation finale comme combustible qui génère la majeure partie des émissions de GES.

- Selon le Département américain de l'énergie, les émissions de GES reliées au pétrole extrait des sables bitumineux sont de 0,7 % à 22 % supérieures à celles d'autres types de pétrole, lorsqu'on considère l'ensemble du cycle de vie du produit.
- Toutefois, selon l'Agence internationale de l'énergie, 70 % à 80 % des émissions durant le cycle de vie provient des gaz d'échappement des véhicules.
- Ainsi, selon Environnement Canada, l'extraction du pétrole des sables bitumineux était responsable en 2010 de 7 % du total canadien des émissions de GES, alors que le secteur des transports était responsable de 25 % de ces émissions.

Émissions de GES de l'extraction à l'utilisation d'essence raffinée

(en kg d'équivalent CO₂ par million de BTU)



Source : National Energy Technology Laboratory (U.S. Department of Energy).

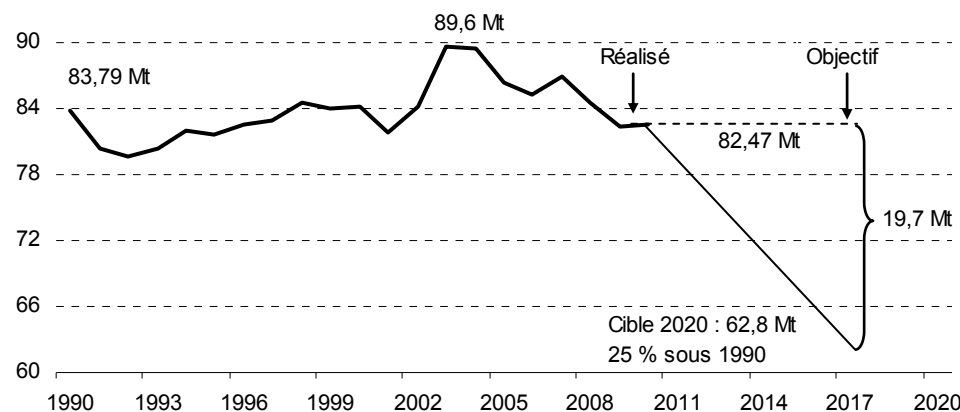
3.4 L'engagement du Québec en matière d'environnement

En 2010, le Québec se situait au deuxième rang pour les plus faibles taux d'émissions de GES par habitant de l'ensemble des provinces et territoires canadiens, avec l'émission de 10,4 tonnes d'équivalent de CO₂ par habitant. En comparaison, la moyenne canadienne est de 20,3 tonnes d'équivalent de CO₂.

Le Québec continuera à déployer les efforts nécessaires pour réduire ses émissions de GES en ciblant notamment la consommation de pétrole. Le marché du carbone, qui s'applique depuis le 1^{er} janvier 2013, est un pas important dans cette direction.

GRAPHIQUE 19

Émissions annuelles de GES au Québec et cible pour 2020 (en millions de tonnes d'équivalents CO₂)



Source : Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2010 et leur évolution depuis 1990, ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, février 2013.

Ce marché permet de soutenir l'atteinte d'objectifs de réduction en fixant un plafond annuel sur les émissions totales de GES. Avec la mise en place de ce marché, les entreprises devront détenir des droits d'émission qui seront distribués sous forme d'attributions gratuites, par ventes aux enchères, ou par une combinaison des deux.

- Les entreprises les plus performantes qui auront réduit leurs émissions en deçà de leurs droits pourront vendre l'excédent sur le marché du carbone, ce qui permettra de récupérer, en tout ou en partie, le coût de leurs investissements.
- Inversement, les entreprises qui émettront plus de GES que les droits qui leur sont alloués devront investir pour réduire leurs émissions. Sinon, elles devront notamment acheter des droits lors des enchères du gouvernement ou sur le marché du carbone.

Les revenus issus de la vente des droits d'émissions lors des enchères du gouvernement seront entièrement réinvestis dans des programmes et mesures favorisant la réduction de la consommation d'hydrocarbures et l'adaptation aux changements climatiques. Par ailleurs, de nombreuses autres politiques ou plans concourent également aux objectifs environnementaux du gouvernement, notamment en matière de transport collectif et d'efficacité énergétique.

3.5 État de l'engagement de l'Alberta en matière d'environnement¹⁴

Les sables bitumineux de l'Alberta sont responsables d'environ 21 % des émissions de GES de l'Alberta. Ces dernières représentent 7 % des émissions canadiennes et près de 0,15 % des émissions mondiales.

La croissance des émissions de GES constitue une préoccupation du gouvernement de l'Alberta, qui a mis de l'avant plusieurs plans pour améliorer l'empreinte carbone de la province. Ces initiatives visent une baisse de 15 % des émissions de GES de l'Alberta en 2050 par rapport à leur niveau de 2005.

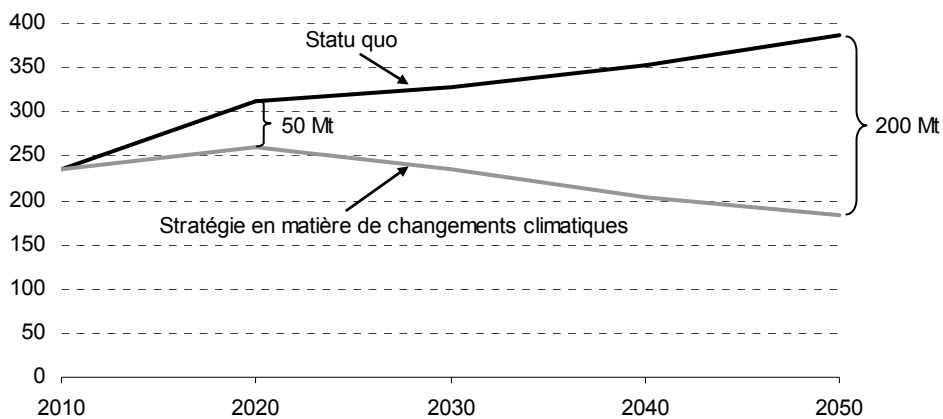
— Selon Environnement Canada, entre 1990 et 2010, l'industrie des sables bitumineux a réduit de 26 % ses émissions de GES par unité de production.

■ La stratégie de l'Alberta en matière de changements climatiques (Climate Change Strategy)

L'Alberta a mis en place un plan pour diminuer ses émissions de GES dans sa stratégie en matière de changements climatiques (Climate Change Strategy). Celui-ci prévoit une réduction des GES résultant de trois sphères d'activités : le captage et le stockage du carbone, la conservation et l'efficacité énergétique ainsi qu'un virage vert dans la production énergétique. Ensemble, ces initiatives visent une baisse de 50 % des émissions de GES en 2050 par rapport à un scénario de statu quo. Les émissions seraient alors inférieures de 15 % à celles de 2005.

GRAPHIQUE 20

Cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre par le gouvernement de l'Alberta
(en mégatonnes d'équivalent de CO₂)



Source : Gouvernement de l'Alberta.

D'autres initiatives albertaines en environnement sont présentées à l'annexe 5.

¹⁴ Les informations dans cette section proviennent du gouvernement de l'Alberta.

CONCLUSION

Le Québec a amorcé depuis plusieurs décennies un virage vert en matière énergétique, et la consommation d'énergie, notamment de pétrole, par unité de PIB est en diminution. Les efforts visant à améliorer les performances du Québec à cet égard se poursuivent et s'intensifieront au cours des prochaines années.

Toutefois, le pétrole continue d'être une matière première essentielle pour l'économie.

- Il est la deuxième source d'énergie en importance (38,5 % de la consommation finale d'énergie) et talonne de près l'hydroélectricité (39,2 %) dans le bilan énergétique du Québec.

Le projet d'Enbridge, visant à relier le Québec au réseau de distribution nord-américain, présente des avantages économiques substantiels. Cette connexion permettrait :

- de mettre en valeur une infrastructure qui existe déjà et qui est présentement sous-utilisée;
- de diversifier les sources d'approvisionnement du Québec, lui assurant un approvisionnement en pétrole à la fois sécuritaire, stable et à prix avantageux;
- de réduire le déficit commercial du Québec. Par exemple, pour chaque dollar d'écart de prix entre les pétroles Brent et WTI, le déficit commercial du Québec serait réduit d'environ 100 millions de dollars par année;
- de préserver la compétitivité des raffineries et d'assurer le maintien de leurs activités au Québec. La disparition de ces activités impliquerait des pertes de près de 7 500 emplois, ainsi qu'une baisse de l'activité économique au Québec équivalente à 1,0 % du PIB;
- d'assurer la viabilité à long terme de la filière industrielle reliée à la pétrochimie et de lui permettre de contribuer ainsi à la prospérité du Québec;
 - il s'agit d'un secteur qui emploie plus de 51 000 travailleurs au Québec, contribuant pour 8,8 milliards de dollars au PIB et générant des exportations de près de 7 milliards de dollars.

Même si de nouvelles technologies réduiront dans l'avenir notre dépendance au pétrole dans le domaine des transports, il demeurera une nécessité pour plusieurs industries, ce qui demande un approvisionnement stable et sécuritaire.

En ce sens, bien que l'activité de transport par pipeline soit encadrée à plusieurs niveaux, certains enjeux environnementaux et sociaux méritent d'être examinés de plus près :

- les risques de déversement et leurs conséquences sur l'environnement immédiat, dont le sol, les eaux de surfaces, les nappes phréatiques, les sources d'eau potable et les milieux sensibles comme les milieux humides;
- le risque associé à l'augmentation du volume transporté;
- les impacts des différents types de pétrole brut qui seront transportés;
- le besoin pour la population de s'exprimer sur le projet;
- l'évaluation des enjeux municipaux, notamment pour la coordination des éventuelles opérations d'urgence.

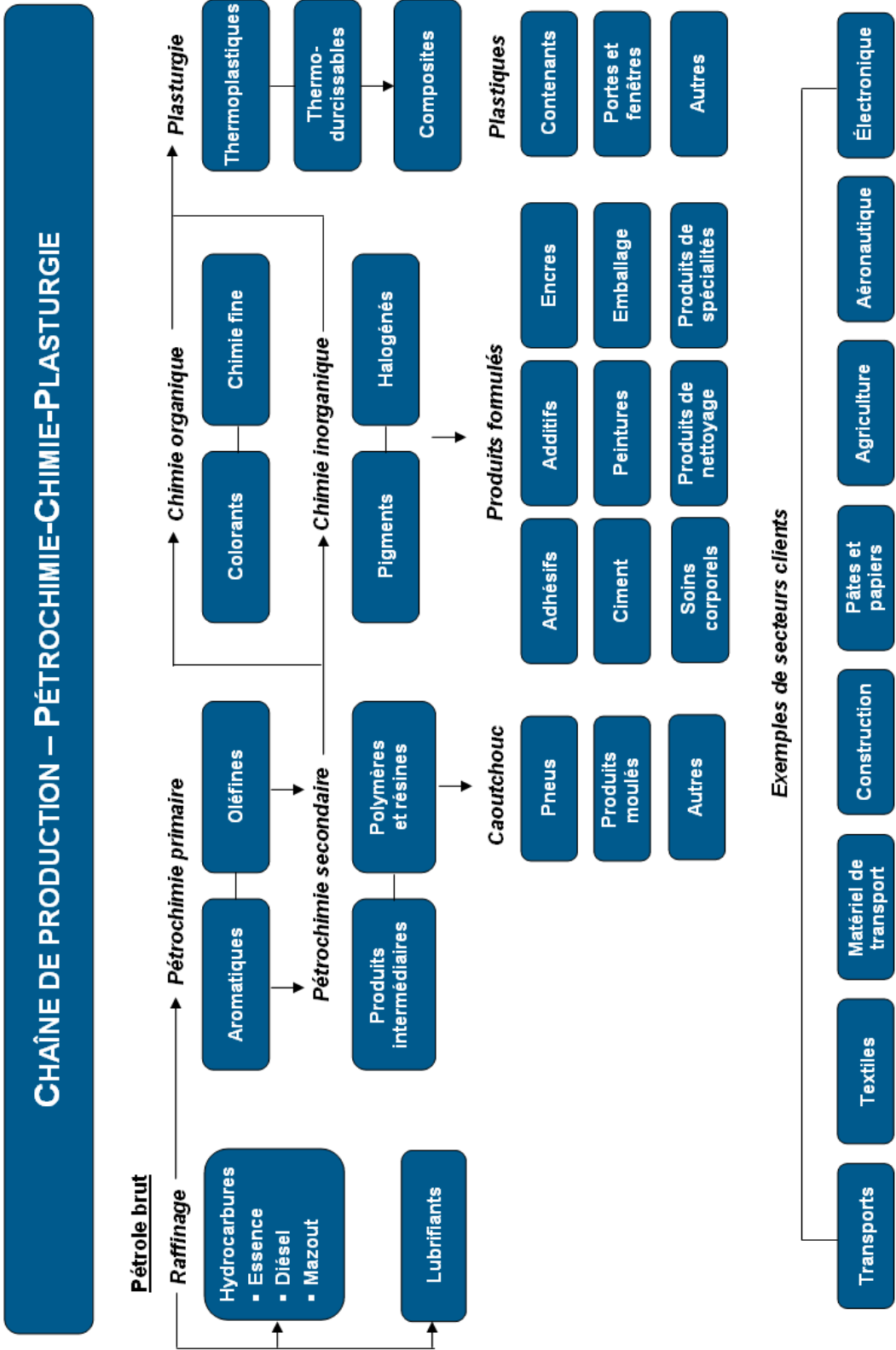
Le gouvernement du Québec prend toutes les mesures à sa disposition afin d'encadrer le projet et le rendre acceptable pour l'environnement. Il prend notamment les mesures nécessaires pour assurer une réponse prompte et efficace en cas d'incident. À cet effet, il veille à maintenir à niveau le cadre réglementaire provincial et s'assure que les plans d'intervention en cas d'urgence des municipalités soient à jour.

De plus, Enbridge a prévu un programme de prévention d'incidents et de gestion d'urgence qui, combiné aux mécanismes de réponse du gouvernement du Québec et des municipalités, contribuent à réduire la portée des risques et à assurer la sécurité des populations.

Parallèlement, le gouvernement du Québec poursuit ses actions en matière de lutte contre les changements climatiques en favorisant le développement de nouvelles technologies et la réduction de la dépendance aux hydrocarbures.

En conclusion, l'analyse détaillée faite par le gouvernement du Québec concernant la proposition de l'entreprise Enbridge d'inverser le sens d'écoulement du conduit 9B montre que ce projet comporte des avantages économiques pour les citoyens du Québec. Toutefois, le projet soulève des enjeux pour l'environnement qui justifient que la population soit bien informée et que des mesures appropriées soient appliquées pour en réduire les impacts. Le gouvernement du Québec souhaite s'assurer, par le biais d'une consultation publique, que la sécurité de la population et de l'environnement soit prise en compte.

ANNEXE 1



Source : Le diagramme est inspiré du document Grappe Pétrochimie – Chimie-Plasturgie, Communauté métropolitaine de Montréal, octobre 2004.

ANNEXE 2

Office national de l'énergie – Exigences en matière de rapport sur les mesures de rendement des pipelines

Système de gestion	Indicateur	Exemple de mesure du rendement
Gestion de la sécurité	Efficacité de la surveillance	Nombre total d'inspections, d'installations et de vérifications
	Systèmes de sécurité adéquats	Nombre total de mesures correctives et préventives en retard par rapport au nombre de mesures cernées
		Nombre total de quasi-incidents examinés et réglés
Sûreté	Formation	Nombre total d'employés ayant une formation à jour
Gestion des urgences	Planification et protection civile	Nombre total d'exercices d'intervention en cas d'urgence effectués
	Formation et compétence	Nombre total d'employés de la société et des entrepreneurs ayant un rôle ou une responsabilité lors d'une urgence
Gestion de l'intégrité	Programme de gestion de l'intégrité des pipelines	Nombre total d'anomalies décelées sur le terrain qui ont révélé des défauts et qui ont été réparées de façon permanente ou temporaire, ou atténuées par une réduction de pression au sens de la norme CSA Z662
	Gestion de l'intégrité de l'installation et des vannes de la canalisation principale	Nombre total de réservoirs inspectés par rapport au nombre total de réservoirs Nombre total de vannes inspectées par rapport au nombre total de vannes de canalisation principale
	Programme de gestion de l'intégrité des installations	Nombre total de stations de pompage et de stations de compression où les conduits ont été inspectés
	Évaluation des dangers pour l'intégrité des pipelines	Nombre de kilomètres de pipeline ayant fait l'objet d'une inspection pour déceler un danger significatif par rapport au nombre de kilomètres de pipeline exposés à ce danger
	Contrôle des dangers	Nombre total d'arrêts d'exploitation d'un tronçon d'un pipeline ou d'une installation pour protéger le public, les biens et l'environnement
Protection de l'environnement	Formation et compétence	Pourcentage des employés ayant reçu une formation sur le programme de protection environnementale (PPE) de la société
	Potentiel des terres	Kilomètres d'emprises réglementées par l'ONÉ se trouvant sur des terres agricoles remises dans un état semblable aux environs dans les cinq ans suivant la mise en service du pipeline
	Détermination et atténuation des enjeux	Nombre total d'enjeux environnementaux liés à l'exploitation relevés dans le programme ou le plan de protection environnementale qui ont été résolus
	Ressources adéquates	Nombre total de journées d'inspection par un inspecteur en environnement qualifié pour les pipelines nouvellement construits
Prévention des dommages	Activités non autorisées à signaler	Nombre total d'activités non autorisées menées

Source : Office national de l'énergie.

ANNEXE 3

❑ Informations sur l'audience publique de l'ONÉ concernant le projet d'Enbridge

Enbridge a soumis sa demande auprès de l'ONÉ le 29 novembre 2012 pour le projet de la ligne 9B. Celle-ci inclut des études environnementales, une évaluation d'ingénierie, une analyse économique et une consultation des parties prenantes.

- Le 19 décembre 2012, l'ONÉ a déterminé que la demande était complète et pouvait être évaluée. Il a décidé de tenir une audience publique qui comprendra un volet consacré à la preuve écrite, une plaidoirie finale orale et une plaidoirie finale écrite.
- Les modalités du processus d'audience ont été définies dans une ordonnance d'audience que l'Office a rendue le 19 février 2013 et dans les mises à jour procédurales.
- À la suite de l'audience, l'ONÉ doit rendre publique sa décision. Selon la loi, l'ONÉ doit rendre une décision au plus tard le 19 mars 2014. Rappelons que la demande affectant le pipeline de la ligne 9A, située en Ontario, a déjà eu l'approbation de l'ONÉ le 27 juillet 2012.

■ Principales étapes des audiences publiques de l'ONÉ

Journées portes ouvertes et séances d'information publiques

- Ces séances se concentrent sur le déroulement du processus d'audience et expliquent comment y participer. Une telle séance d'information a été tenue à Montréal le 21 février 2013.

Liste des questions

- Une liste des questions à examiner a été relevée par l'Office. Les éventuelles suggestions de modification de la liste doit être déposées au plus tard le 21 mars 2013.

Participation à l'audience

- Un formulaire de demande de participation doit être rempli pour toute personne intéressée. La date limite pour les demandes de participation est le 19 avril 2013.

Preuves additionnelles fournies par Enbridge

- Enbridge doit déposer toute preuve additionnelle auprès de l'Office au plus tard le 30 avril 2013.

Liste des parties et lettres de commentaires

- L'Office a publié la liste des parties et la liste des auteurs de commentaires le 22 mai 2013.

Demandes de renseignement à Enbridge

- Toute demande de renseignement à Enbridge doit être signifiée au plus tard le 11 juin 2013.
- Enbridge doit déposer ses réponses au plus tard le 25 juin 2013.
- Des éclaircissements peuvent être demandés avant le 9 juillet 2013.
- Enbridge doit déposer ses réponses aux éclaircissements au plus tard le 23 juillet 2013.

Preuves écrites des intervenants et participants du gouvernement

- Les intervenants et participants du gouvernement autorisés doit déposer leurs preuves au plus tard le 13 août 2013.

Lettres de commentaires

- Les auteurs de commentaires autorisés doivent déposer leurs lettres au plus tard le 13 août 2013.

Demandes de renseignements à toutes les parties sur la liste des parties à propos de leurs preuves

- Toute demande de renseignements au sujet des preuves doit être déposée au plus tard le 22 août 2013.
- Les parties doivent déposer leurs réponses au plus tard le 5 septembre 2013.

Contre-preuve d'Enbridge

- Enbridge peut déposer une contre-preuve au plus tard le 17 septembre 2013.

Plaidoirie finale

- La plaidoirie finale écrite doit être déposée au plus tard le 3 octobre 2013.
- La plaidoirie finale orale a lieu du 8 au 11 octobre à Montréal et du 16 au 19 octobre à Toronto.

■ Liste des questions qui seront examinées par l'ONÉ

L'Office compte examiner les questions suivantes à l'occasion de l'audience pour le projet d'Enbridge :

- la nécessité du projet proposé;
- les retombées commerciales possibles du projet proposé;
- le caractère approprié du tarif des règles et règlements ainsi que de la méthode de tarification proposée;
- les effets environnementaux et socio-économiques potentiels du projet proposé, y compris ceux causés par les incidents ou les défaillances pouvant survenir, et les effets environnementaux cumulatifs éventuels que sa réalisation est susceptible de causer;
- la conception technique et l'intégrité du projet proposé;
- les volets sécurité, sûreté et plans d'urgence associés à la construction et à l'exploitation du projet proposé, notamment la planification des interventions et la prévention des dommages causés par des tiers;
- la consultation des groupes autochtones et les effets potentiels du projet proposé sur les intérêts des populations autochtones;
- les activités de consultation et les effets potentiels du projet proposé sur les propriétaires fonciers qui sont touchés ainsi que sur l'utilisation des terres;
- les conditions dont devrait être assortie toute autorisation que pourrait accorder l'Office à l'égard du projet proposé dans le contexte des questions présentées ci-dessus.

ANNEXE 4

☐ Normes et protocoles suivis par Enbridge

Dans le but de se conformer aux meilleures pratiques présentes dans l'industrie, Enbridge s'est engagée à respecter les normes et les protocoles suivants pour le contrôle des pipelines, la détection de fuites et la gestion du centre de contrôle :

- Norme API¹⁵ RP 755 Système de gestion des risques de fatigue pour le personnel dans les industries du raffinage et pétrochimiques;
- Norme API RP 1165 Pratique recommandée pour l'exposition de pipelines;
- Norme API RP 1168 Gestion du centre de contrôle des pipelines;
- Norme API RP 1130 Surveillance numérique des pipelines de liquides;
- Norme CSA¹⁶ Z662-07 Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz;
- Norme CSA Z662-11 Pratique recommandée pour la détection des fuites dans les réseaux de canalisations d'hydrocarbures liquides;
Annexe E
- Norme CSA Z246 Gestion de la sûreté des installations liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel.

¹⁵ L'Institut Américain du Pétrole (API – American Petroleum Institute) est une association qui représente tous les aspects de l'industrie américaine de pétrole et de gaz naturel. Depuis plus de 85 ans, l'API développe des normes pour l'équipement et les opérations liés au développement du secteur pétrolier et pétrochimique. Ces normes couvrent un large éventail d'enjeux, allant des matériaux à la protection de l'environnement ou des pratiques d'ingénierie et d'opération.

¹⁶ L'Association canadienne de normalisation est un organisme sans but lucratif constitué de membres dont les activités visent à répondre aux besoins du milieu des affaires, de l'industrie, du gouvernement et des consommateurs du Canada et du monde entier. L'organisme élabore des normes qui répondent à des besoins tels que l'amélioration de la santé et de la sécurité publiques.

ANNEXE 5

❑ Initiatives albertaines

■ L'application du principe du « pollueur-payeur »

L'Alberta est la première juridiction en Amérique du Nord à imposer des objectifs de réduction aux grands émetteurs de GES de tous les secteurs.

- Depuis juillet 2007, l'Alberta exige une réduction de 12 % des émissions de GES des installations qui en produisent plus de 100 000 tonnes par année.
- Les entreprises incapables de se conformer à cet objectif peuvent recourir à des mesures compensatoires reconnues ou verser une contribution de 15 dollars la tonne à un fonds de promotion des technologies propres. Plus de 398 millions de dollars ont été collectés dans ce fonds et seront investis dans la recherche de méthodes propres d'exploitation des ressources. Les sommes sont administrées par la Climate Change and Emissions Management Corporation et sont orientées vers le financement de projets dans l'ensemble de la province.

■ Financement des projets visant à diminuer les GES

En juillet 2008, le gouvernement de l'Alberta s'est engagé à verser 2 milliards de dollars dans un fonds pour promouvoir des projets d'envergure pour le captage et le stockage du carbone (CSC). Ce montant représente un des investissements les plus substantiels en Amérique du Nord pour réduire les émissions de GES et vise à démontrer la faisabilité économique du CSC afin de faciliter dans l'avenir des investissements de l'industrie.

■ La gestion des autres impacts environnementaux

L'exploitation des sables bitumineux entraîne également des enjeux environnementaux qui concernent notamment les bassins de décantation, l'utilisation de l'eau douce, la biodiversité, la récupération des sols et la qualité de l'air.

- Au sujet des bassins de décantation, l'Alberta a établi des critères avancés de gestion. Ceux-ci exigent des compagnies de réduire les déchets liquides liés à l'exploitation des sables bitumineux ainsi que de cibler des dates spécifiques pour la fermeture des bassins et pour la récupération des sols concernés.
- En ce qui a trait à l'utilisation de l'eau, 80 % à 95 % de l'eau utilisée pour l'exploitation des sables bitumineux est actuellement recyclée. Par ailleurs, des limites strictes ont été établies pour l'eau douce provenant de la rivière Athabasca.
- Pour la protection de la biodiversité, les projets concernant les sables bitumineux doivent inclure une évaluation et un plan de gestion pour minimiser les effets sur la biodiversité.
- Concernant les sols, l'Alberta exige de tous les promoteurs dans le secteur énergétique que les sols soient remis dans un état équivalent à celui antérieur au projet. Pour s'assurer que les fonds soient disponibles une fois le projet terminé, le gouvernement exige un dépôt avant le début du projet.
- La qualité de l'air dans les secteurs où le développement des sables bitumineux est le plus présent est surveillée en permanence. Depuis 1995, la qualité de l'air mesurée par la présence de polluants précis (par exemple : monoxyde de carbone, particules fines, ozone et dioxyde de soufre) est demeurée constante ou s'est améliorée.

ANNEXE 6

Projet Oléoduc Énergie Est de TransCanada : de nouvelles capacités d'approvisionnement en pétrole brut pour le Québec

Le projet Oléoduc Énergie Est : un projet d'investissement majeur

Ce projet d'investissement de plus de 5,5 milliards de dollars vise à acheminer 1 100 000 barils de pétrole brut par jour de l'Ouest canadien vers Montréal et Québec ainsi que vers Saint-Jean au Nouveau-Brunswick. Il consiste en :

- la conversion pour le transport du pétrole brut d'une section d'environ 3 000 kilomètres du réseau principal canadien de TransCanada, utilisé actuellement pour transporter du gaz naturel;
- la construction d'un nouveau tronçon de pipeline d'une longueur d'environ 1 400 kilomètres, dont 645 kilomètres au Québec et 375 kilomètres au Nouveau-Brunswick;
- la construction de terminaux maritimes et de terminaux de stockage entre autres à Lévis pouvant accueillir des pétroliers Aframax et Suezmax de 800 000 barils de pétrole et à Saint-Jean au Nouveau-Brunswick pouvant accueillir des pétroliers VLCC de 2 000 000 de barils de pétrole.

Ce projet pourrait renforcer la compétitivité des raffineries québécoises et de l'industrie pétrochimique en leur permettant d'accéder au même pétrole que celui utilisé par leurs concurrents nord-américains.

- Il entraînerait d'importantes retombées économiques pour le Québec. La construction du pipeline, la possibilité d'augmenter les capacités de raffinage à moyen terme ainsi que l'activité portuaire qui pourrait en découler devraient se traduire par des gains économiques directs et indirects importants.

Détails du projet Oléoduc Énergie Est de TransCanada

TransCanada a lancé du 15 avril au 17 juin la période de soumissions des engagements fermes de la part des parties intéressées par l'oléoduc Énergie Est. Le processus de demande des approbations réglementaires sera lancé à partir de 2014.

- Au quatrième trimestre de 2014, TransCanada déposera une demande d'approbation à l'Office national de l'énergie pour approuver son projet d'oléoduc.
- Des demandes de certificats d'autorisation et de permis devront également être déposées par TransCanada auprès des gouvernements des provinces traversées par l'oléoduc.

La construction de l'oléoduc débutera en 2016 pour une mise en service au Québec en 2017 et au Nouveau-Brunswick en 2018.

Le projet Oléoduc Énergie Est de TransCanada



Source : TransCanada.

