



Natural Resources  
Canada

Ressources naturelles  
Canada



# **Pétrole brut, gaz naturel et produits pétroliers canadiens :** Revue de 2009 et perspectives jusqu'en 2030

Mai 2011

Direction des ressources pétrolières  
Secteur de l'énergie

Canada

Des exemplaires de la présente publication peuvent être obtenus gratuitement auprès de :  
Division de l'analyse des politiques et des affaires réglementaires du pétrole et du gaz  
Direction des ressources pétrolières  
Ressources naturelles Canada  
580, rue Booth, 17<sup>e</sup> étage  
Ottawa (Ontario) K1A 0E4  
Téléphone : 613-992-0287  
Service ATS : 613-996-4397 (Système de télécommunication pour malentendants)  
Télécopieur : 613-995-1913  
Courriel : [jforan@rncan.gc.ca](mailto:jforan@rncan.gc.ca)

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada, 2010  
ISBN : 978-1-100-16436-6  
N<sup>o</sup> de catalogue : M161-1/2009F-PDF

Also available in English under the title *Canadian Crude Oil, Natural Gas and Petroleum Products: Review of 2009 & Outlook to 2030*

# **Pétrole brut, gaz naturel et produits pétroliers canadiens :** Revue de 2009 et perspectives jusqu'en 2030

## Table des matières

---

---

|  |    |
|--|----|
| Avant-propos .....                                 | i  |
| Sommaire .....                                     | 1  |
| Introduction .....                                 | 5  |
| Revue de 2009                                      |    |
| Marché du pétrole brut .....                       | 6  |
| Marché du gaz naturel .....                        | 14 |
| Marché des produits pétroliers .....               | 24 |
| Perspectives jusqu'en 2030 .....                   | 32 |
| <br>   |    |
| Annexe A – Taxes sur les produits pétroliers ..... | 35 |
| <br>   |    |
| Acronymes .....                                    | 36 |
| Principales sources de données .....               | 37 |

Les documents peuvent, aux fins d'utilisation personnelle et non commerciale, être reproduits en partie ou en entier par n'importe quel moyen, sans frais et sans permission de Ressources naturelles Canada (RNCan) à condition que l'on fasse preuve de diligence raisonnable afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que RNCan soit nommé comme étant la source de l'information et que l'information reproduite ne soit pas présentée comme une version officielle, ni qu'elle ait été produite en affiliation avec RNCan ou avec son consentement.

L'information contenue dans le présent rapport est fournie aux fins d'information seulement. Bien que RNCan estime que l'information est exacte et essaie de la maintenir à jour, il ne peut pas en garantir l'exactitude ou l'intégrité.

# Avant-propos

---

Le document de travail *Pétrole brut, gaz naturel et produits pétroliers canadiens : Revue de 2009 et perspectives jusqu'en 2030* est produit annuellement par la Division de l'analyse des politiques et des affaires réglementaires du pétrole et du gaz (Division du pétrole et du gaz) de Ressources naturelles Canada (RNCAN). Il donne un aperçu des tendances au sein de l'industrie du pétrole brut, du gaz naturel et des produits pétroliers au Canada et aux États-Unis (É.-U.).

Le rapport présente la situation actuelle dans les marchés nord-américains du pétrole, du gaz naturel et des produits pétroliers dans un format qui peut être lu facilement et rapidement.

Les présentes revues et perspectives ont été préparées en vue d'aider la Division à mieux élaborer les politiques. Le document constitue également un outil utile pour obtenir les commentaires des intervenants sur les perceptions de notre division des marchés de l'énergie en évolution rapide.

## O Structure du rapport

Le rapport est divisé en quatre sections :

- 1) *sommaire*;
- 2) *introduction*;
- 3) *revue de 2009* (examen des années civiles 2008 et 2009 et, lorsque les données sont disponibles, depuis le début de l'exercice 2010, procurant un aperçu des forces en jeu récentes dans les marchés du pétrole, du gaz naturel et des produits pétroliers);
- 4) *perspectives jusqu'en 2030* (aperçu de l'incidence à long terme des indicateurs de base des marchés du pétrole et du gaz naturel).

## O Choix du moment pour la préparation du rapport

C'est la première fois que l'analyse du pétrole brut, du gaz naturel et des produits pétroliers fait l'objet d'un même rapport. Ceci est en partie attribuable à la fusion des anciennes Division du pétrole et Division du gaz naturel en mai 2009 pour créer la nouvelle Division du pétrole et du gaz. En outre, cette structure intégrée permet également de mieux comprendre les différences entre les trois marchés et l'incidence qu'ils ont les uns sur les autres.

## O Sources

Diverses sources ont servi à la préparation du rapport, y compris des experts-conseils privés, des associations de l'industrie et des organismes du

gouvernement fédéral du Canada et des É.-U. Nos principales sources de données statistiques provenaient de l'Office national de l'énergie (ONE), de l'Energy Information Administration (EIA) des É.-U. et de Statistique Canada.

Nous nous sommes efforcés de procurer les données les plus récentes. Toutefois, bon nombre de sources mettent continuellement à jour leurs données et, par conséquent, les données des dernières années pourraient être légèrement différentes de celles procurées dans notre dernier rapport.

## O Renseignements généraux sur la Division du pétrole et du gaz

La Division du pétrole et du gaz fait partie de la Direction des ressources pétrolières du Secteur de l'énergie.

Elle fournit au ministre des Ressources naturelles et au gouvernement fédéral une expertise en matière de technologie, de réglementation, de politique et d'économie sur les enjeux touchant les marchés du pétrole brut, du gaz naturel et des produits pétroliers, les pipelines et les règlements.

En outre, la Division conseille le ministre des Ressources naturelles sur les questions liées aux obligations d'origines législatives en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et du *Règlement sur le Bureau de la sécurité des transports*. La Division gère également le Secrétariat d'arbitrage des pipelines.

## O Site Web du Secteur de l'énergie

On peut consulter le présent rapport dans notre site Web à l'adresse <http://www.nrcan.gc.ca/eneene/index-fra.php>.

On peut également consulter d'autres rapports dans le site Web, notamment le rapport bimensuel *Info-Carburant*, la publication *Gaz naturel canadien : le mensuel du marché*, et le rapport *Examen des enjeux qui influencent le prix du pétrole*.

## O Commentaires

Nous apprécions vos commentaires, suggestions et questions. Envoyez vos questions et vos commentaires directement à Dan Cowan au 613-996-5411 ou à l'adresse [DanielJ.Cowan@NRCan-RNCAN.gc.ca](mailto:DanielJ.Cowan@NRCan-RNCAN.gc.ca).







# Sommaire

## La récession à l'échelle mondiale

Les années de croissance économique soutenue ont soudainement pris fin à l'automne 2008 lorsque la crise financière aux É.-U. a entraîné le pire ralentissement économique depuis la Grande Crise des années 1930. Les répercussions ont été lourdes de conséquences et aucun pays n'a été épargné. L'économie canadienne a reculé de 2,6 % en 2009, le plus fort déclin depuis 1982.

| Aperçu des données canadiennes en 2008 et 2009 |              |             |              |              |
|--|--------------|-------------|--------------|--------------|
|  | Pétrole brut |             | Gaz naturel  |              |
| Année  | 2008         | 2009        | 2008         | 2009         |
| <b>Production</b>                              | -1 %         | -1 %        | -4 %         | -7 %         |
| <b>Demande nationale</b>                       | -3 %         | -5 %        | +0,7 %       | -1 %         |
| <b>Prix</b>                                    | 103,5 \$/Gb  | 66,77 \$/Gb | 7,33 \$/MBTU | 3,86 \$/MBTU |
| <b>Importations</b>                            | -2 %         | -5 %        | +21 %        | +25 %        |
| <b>Exportations</b>                            | +1 %         | +1 %        | -4 %         | -11 %        |

\* Prix : \$ CAN – Prix au pair à West Edmonton pour le pétrole, AECO pour le gaz naturel

L'offre et la demande d'énergie sont les piliers des économies modernes. La récession mondiale a eu une incidence réelle et tangible sur les industries canadiennes du pétrole et du gaz, lesquelles font l'objet du présent rapport. Bon nombre des développements clés présentés dans la section sont le reflet d'une plus grande récession touchant tous les secteurs de l'économie.

C'est vers la fin de 2008 que la récession mondiale a commencé à toucher la demande industrielle de gaz naturel et de produits pétroliers; toutefois, les données annuelles masquent cette incidence. La récession s'est davantage fait sentir en 2009, alors que la demande de gaz naturel a chuté de 8 % aux É.-U. Au Canada, les répercussions ont été moins marquées avec une baisse de seulement 1 %.

## Revue des prix du pétrole et du gaz naturel

Le prix du pétrole brut canadien est établi dans un marché mondial. Par ailleurs, les prix des produits pétroliers canadiens reflètent les prix du pétrole brut internationaux et d'autres facteurs comme la demande saisonnière et les niveaux de stocks. Toutefois, les prix du gaz naturel sont davantage établis à l'échelle continentale et sont donc sensibles aux marchés canadiens et américains.

En juillet 2008, les prix du pétrole brut et du gaz naturel ont atteint des niveaux records, à savoir 133 \$ US le baril et plus de 13 \$ US/MBTU, respectivement. Avant la récession à la fin de 2008, les prix du pétrole brut augmentaient sans cesse en raison des préoccupations croissantes relativement à l'approvisionnement, aux arrêts de production de l'OPEP et aux incertitudes géopolitiques dans certaines régions productrices clés<sup>1</sup>. La demande croissante, en particulier dans les pays asiatiques non membres de l'OPEP comme la Chine, ainsi que la dévaluation du dollar américain par rapport à certaines monnaies clés, notamment l'euro, ont entraîné une hausse des prix du pétrole. Outre ces facteurs « fondamentaux », une forte augmentation dans les investissements institutionnels importants (p. ex., banques, fonds spéculatifs et compagnies d'assurances) et des spéculateurs a probablement appuyé ces montées des prix. Le prix à la hausse du pétrole a fait grimper encore davantage les prix des produits pétroliers et du gaz naturel.

Signalons que le prix du pétrole brut est le composant le plus déterminant dans la formation des prix des produits raffinés. Ainsi toute hausse dans les cours du brut sera éventuellement transmise aux produits du pétrole. Le gaz naturel est un produit qui peut parfois substituer certains produits pétroliers, comme le pétrole lourd, et ses prix sont sensiblement moins influencés par les fluctuations du prix du pétrole brut.

Un an après avoir atteint un prix record à l'été et à l'automne 2008, le pétrole brut et le gaz naturel ont perdu 80 % de leur valeur sur le marché. Le prix du pétrole a atteint un creux de 30 \$ le baril à la fin de

<sup>1</sup> Pour obtenir des renseignements supplémentaires, voir notre rapport intitulé *Examen des enjeux qui influencent le prix du pétrole*, octobre 2010.

décembre 2008, tandis que celui du gaz naturel était en moyenne de seulement 2,84 \$ US en septembre 2009.

La plongée des prix de l'énergie est attribuable à :

- la crise financière aux É.-U.;
- la chute des marchés des actions;
- une baisse de production industrielle et de la demande d'énergie.

Les recettes d'exportation et les flux de trésorerie des producteurs ont décliné de même que les activités de forage et les investissements dans l'industrie du pétrole et du gaz.

En 2009, les activités canadiennes de forage du pétrole et du gaz avaient diminué de moitié par rapport aux niveaux de 2008, et les investissements à l'échelle mondiale dans l'industrie pétrolière avaient chuté de 19 %.

À mesure que les économies sortaient de la récession, les prix du pétrole brut se rétablissaient peu à peu pour atteindre de 70 à 80 \$ US au cours du dernier trimestre de 2009. Ils ont augmenté avec l'espoir que la reprise économique à l'échelle mondiale stimulerait la demande de pétrole. À la fin de 2010, les prix du pétrole brut étaient demeurés relativement stables et s'élevaient de 80 à 90 \$ US.

## **Gaz naturel**

Les prix du gaz naturel se sont redressés dans une moindre mesure. Des améliorations de la technologie de forage horizontal et de la stimulation de la production à l'aide de fractures à plusieurs étapes contribuent à exploiter d'énormes gisements de gaz naturel en Amérique du Nord. Le gaz de schiste est devenu la nouvelle source d'énergie pour assurer un approvisionnement à faible coût et pourrait changer les règles du jeu. Malgré une baisse de la production au cours de chacune des trois dernières années, le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien n'est plus considéré comme étant en déclin permanent. De vastes ressources de schiste, en particulier dans la région nord-est de la Colombie-Britannique, permettront d'accroître la production nationale à long terme.

La valorisation du gaz de schiste est bien établie aux É.-U. et croît rapidement au Canada. Ce gaz donne un regain d'optimisme à l'effet que l'Amérique du Nord possède désormais une source abondante et sûre de gaz naturel pour les décennies à venir. Les activités de valorisation florissantes du gaz de schiste viennent peu après l'injection d'importants investissements dans des terminaux d'importation de gaz naturel liquéfié (GNL).

L'abondance du gaz de schiste et la forte capacité d'importation et de regazéification du GNL pourraient créer un plafond pour les prix du gaz naturel et contribuer à une dissociation durable des prix du pétrole et du gaz. Les prix relativement faibles du gaz naturel motivent les efforts pour accroître la part de marché de cette source d'énergie, y compris de nouvelles utilisations, notamment dans le secteur des transports.

### ***La nouvelle réalité du gaz naturel***

Pendant des années, l'industrie menait frénétiquement de plus en plus d'activités de forage et de valorisation pour maintenir la production. Entre 2001 et 2006, la production en Amérique du Nord stagnait et les prix fluctuaient en fonction de la demande, ce que nous avons décrit comme étant un « marché limité par l'approvisionnement ». La production non classique vient tout changer. La situation aux É.-U. en 2009 l'exprime un peu plus clairement alors que la production globale a augmenté de 3 % en dépit d'une baisse marquée des activités de forage du gaz naturel (44 %). La vigueur de la production de gaz naturel est attribuable à un virage vers les puits horizontaux de gaz de schiste, lesquels sont habituellement plus rentables que les puits verticaux de production classique. On pourrait observer des tendances similaires au Canada alors que la valorisation du gaz non classique continuera de croître dans l'avenir. Il est évident que le marché nord-américain du gaz naturel n'est plus restreint par l'approvisionnement, et qu'il est dans une période d'abondance relative.

## **Pétrole brut**

On constate également un virage vers la production non classique du côté du pétrole. De nouvelles technologies utilisées avec succès pour valoriser le gaz de schiste (y compris le forage horizontal et la stimulation de la production à l'aide de fractures à plusieurs étapes) ont été utilisées dans la formation de Bakken en Saskatchewan et, plus récemment, dans le champ de pétrole de Pembina en Alberta. Par ailleurs, il est désormais évident que les champs de pétrole parvenus à maturité du Canada pourraient être revitalisés à l'aide de techniques de production non classique.

### ***Sables bitumineux***

Au début de 2009, 100 milliards de dollars en projets de sables bitumineux ont été suspendus en raison de la chute des prix du pétrole causée par la récession. Toutefois, après la récession, les prix du pétrole se sont rétablis, et les investissements et les activités de valorisation des sables bitumineux sont de nouveau en croissance rapide. Au cours de la dernière année, l'augmentation des prix du pétrole a incité le relancement de divers projets d'extraction à ciel ouvert et de projets in situ des sables bitumineux, notamment, l'expansion du projet Firebag de Suncor Energy, le projet Kearl d'Imperial Oil, le projet à Narrows Lake de Cenovus, l'expansion du projet Jackfish de Devon Energy, et le projet Surmont de ConocoPhillips et Total.

En 2030, les sables bitumineux devraient représenter jusqu'à 90 % de la production canadienne. Le virage vers la production non classique est depuis longtemps prévu puisque 97 % des réserves de pétrole prouvées du Canada sont sous la forme de sables bitumineux. De nouveaux procédés et des améliorations du rendement contribuent également à freiner la demande prévue de gaz naturel par baril de sables bitumineux produit.

### ***Produits pétroliers raffinés***

Dans l'ensemble, la demande de produits raffinés au Canada a fléchi en 2008 en raison du ralentissement économique mondial, et a continué de reculer en 2009. En fait, en 2009, on constatait une baisse de 6 % de la demande par rapport à 2008, avec 96,5 milliards de litres, soit la valeur la moins élevée depuis 2002.

En 2009, les Canadiens ont consommé 42,3 milliards de litres d'essence, soit une hausse de 0,6 milliard de litres par rapport à 2008, année au cours de laquelle la consommation d'essence avait chuté de 0,5 milliard de litres.

Les ventes nationales de carburant diesel en 2009 s'élevaient à 26 milliards de litres, soit 8 % de moins que l'année précédente. En 2007 et en 2008, la demande de diesel a augmenté, ce qui reflète la forte croissance de l'économie canadienne et la hausse du nombre de véhicules au diesel.

La demande de mazout de chauffage, ou de mazout léger, s'élevait au total à 3,4 milliards de litres en 2009, soit 0,4 milliard de litres ou 10 % en dessous des niveaux enregistrés en 2008. Ceci est principalement attribuable à une baisse de la part du gaz naturel et de l'électricité dans les marchés du chauffage des pièces en Ontario et au Québec.

La capacité de raffinage au Canada a légèrement augmenté au cours des dix dernières années, en dépit de la fermeture de la raffinerie de Petro-Canada en Ontario en 2005. Les taux d'utilisation des raffineries ont diminué constamment depuis 2004, avec une baisse plus marquée en 2009 attribuable à la plus faible demande de produits pétroliers, à un contexte financier peu favorable au raffinage en raison du ralentissement économique et à la fermeture non prévue de raffineries.

Les prix de l'essence au Canada en 2009 et 2010 étaient moins volatiles qu'en 2008, s'établissant en moyenne à 0,95 \$ et à 1,04 \$ le litre, respectivement, soit une baisse par rapport au prix de 1,14 \$ enregistré en 2008. Les prix du carburant diesel s'établissaient en moyenne à 0,90 \$ le litre en 2009 et à 1,01 \$ en 2010, comparativement à 1,25 \$ le litre en 2008.

## **Quantité et suffisance des ressources**

Les ressources non classiques contribuent également à atténuer les préoccupations concernant la capacité à long terme du Canada de répondre à ses besoins énergétiques. Les réserves prouvées de pétrole du Canada se classent au troisième rang mondial, avec 174,2 milliards de baril (Gb). En ce qui a trait aux sables bitumineux de l'Alberta, le Canada jouira, au taux actuel de production, des réserves de pétrole brut pendant au moins 175 ans.

On établit actuellement de nouvelles estimations des ressources de gaz naturel afin de tenir compte du gaz de schiste. On estime qu'aux taux de production actuel, l'Amérique du Nord aura accès à un approvisionnement en gaz naturel, principalement du gaz de schiste, pendant plus de 100 ans. Il est évident que le Canada possède une quantité abondante de pétrole et de gaz naturel pour répondre à ses besoins énergétiques dans l'avenir.

## **Perspectives jusqu'en 2030**

### ***Pétrole brut***

Les perspectives sur le prix du pétrole brut jusqu'en 2030 (obtenues d'experts-conseils et de spécialistes des prévisions du secteur de l'énergie) montrent une tendance à la hausse. Cependant, il n'y a pas de consensus, ce qui n'est pas surprenant compte tenu des divers facteurs pouvant influencer sur le prix du pétrole.

Une enquête menée sur les prévisions de production du pétrole brut canadien montre de grandes variations, en particulier à long terme. Cependant, toutes les prévisions montrent un virage évident vers les sables bitumineux et un déclin de la production de pétrole classique au Canada. Tous les spécialistes des prévisions prévoient que le déclin de la production de pétrole classique sera plus que compensé par la hausse de production des sables bitumineux.

Dans l'ensemble, la production de sables bitumineux au Canada pourrait plus que tripler d'ici 2030. Le Canada possède un excédent net abondant et croissant de pétrole brut. Le marché national pour la production des sables bitumineux pourrait s'accroître avec la hausse de la production. La production excédentaire de pétrole brut canadien contribuera à répondre à la demande du marché américain et pourrait éventuellement être exportée à de nouveaux marchés en Asie.

### ***Gaz naturel***

Selon une enquête menée auprès d'experts-conseils et de spécialistes des prévisions du secteur de l'énergie, on peut s'attendre à une hausse annuelle d'environ 1 % de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord jusqu'en 2030. La production de gaz naturel au Canada devrait vraisemblablement diminuer lentement ou se stabiliser à son niveau actuel jusqu'en 2013 ou 2014, pour ensuite augmenter lentement en raison de la valorisation de gaz non classique. Compte tenu de la croissance de la demande de gaz naturel au Canada, les exportations aux É.-U. du gaz canadien diminueront. On s'attend à ce que cette tendance à la baisse se maintienne.

Il est difficile de prédire les prix du gaz naturel, d'autant plus que de grandes quantités de gaz sont sur le point d'être mises sur le marché. Toutefois, selon les spécialistes consultés, les prix du gaz naturel augmenteront graduellement au cours de la période des perspectives jusqu'en 2030. Les prix du gaz naturel devraient continuer d'être beaucoup moins élevés que ceux du pétrole brut, en fonction de la valeur en énergie, tout au long de la période des prévisions. Les spécialistes s'attendent à ce que les prix du pétrole brut et du gaz naturel demeurent dissociés, en fonction de la valeur en énergie, et que cette différence de prix s'intensifiera quelque peu.

# Introduction

## Importance de l'industrie du pétrole et du gaz pour l'économie canadienne

Le pétrole et le gaz naturel sont des sources d'énergie essentielles dans le monde entier et continueront de l'être pendant les prochaines années. L'agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit que, en 2035, le pétrole et le gaz naturel représenteront 50 % des sources d'énergie à l'échelle mondiale.

Le pétrole est un produit clé pour l'industrie agricole à l'échelle mondiale. Dans un article publié le 28 juin 2008 dans le *New Scientist*, on indique que l'énergie produite par un baril de pétrole équivaut à l'énergie déployée par cinq ouvriers travaillant sans arrêt pendant une année. Le pétrole est réellement une source d'énergie clé qui a contribué à l'avancement de la civilisation au cours des XX<sup>e</sup> et XXI<sup>e</sup> siècles.

En Amérique du Nord, les deux tiers du pétrole sont utilisés dans le secteur des transports. Le Canada est un vaste pays, et le pétrole nous procure l'essence, le diesel et le carburant pour l'aviation dont nous avons besoin pour nous déplacer. Nous pouvons tirer du pétrole des milliers de produits, depuis les produits pétrochimiques jusqu'aux matériaux de construction et les matières plastiques. Le pétrole et le gaz naturel servent tous les deux à produire de l'énergie et de la chaleur.

À l'instar du pétrole, le gaz naturel est une source d'énergie très importante pour les particuliers et les entreprises. Il est utilisé dans la production d'engrais et joue donc un rôle de premier plan dans la production des aliments. Au Canada, le gaz naturel sert également à extraire le pétrole des sables bitumineux.

Les industries du pétrole et du gaz naturel sont d'importants intervenants de l'économie canadienne :

- Selon un rapport de la société ARC Financial, le pétrole et le gaz en amont procureraient chaque

année au Canada des recettes de l'ordre de 100 milliards de dollars, ce qui est considérablement plus élevé que le deuxième plus important groupe de produits (automobiles), dont les recettes s'élèvent à 65 milliards de dollars.

- Le Canadian Energy Research Institute (CERI) prévoit que, au cours des 25 prochaines années, l'industrie canadienne du pétrole et du gaz continuera d'offrir près de 25 millions d'années-personnes en emplois, soit près d'un million d'emplois chaque année<sup>2</sup>, et d'avoir une incidence de 3,6 Milliards de dollars (dollars de 2008) sur l'économie canadienne.

- Les entreprises pétrolières représentent de 20 à 30 % de la valeur de la Bourse de Toronto et constituent directement environ 5 % du PIB du Canada.

- En 2008, les dépenses en immobilisations dans le secteur canadien du pétrole et du gaz s'élevaient à 54 milliards de dollars<sup>3</sup>.

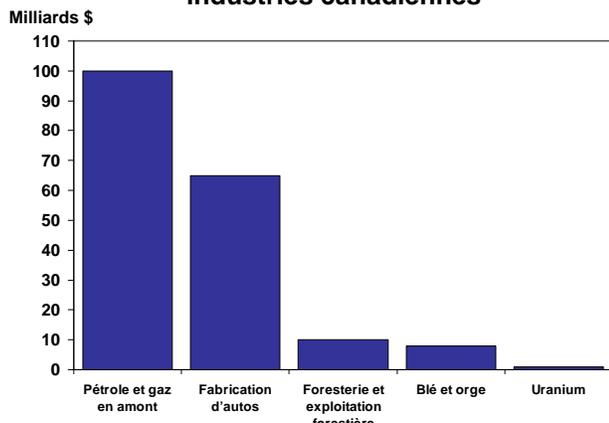
- En 2009, les exportations de pétrole du Canada (pétrole brut, produits pétroliers et gaz naturel) représentaient 21 p. 100 de l'ensemble des exportations canadiennes. Les exportations de pétrole et de gaz naturel sont un élément clé de l'excédent de la balance des paiements du Canada. Cet excédent profite à tous les Canadiens<sup>4</sup>.

- Des millions de Canadiens sont touchés par l'industrie pétrolière, soit qu'ils y travaillent ou qu'ils détiennent des actions de sociétés, des régimes enregistrés d'épargne-retraite ou des fonds communs de placement.

- La valeur élevée du dollar canadien est en grande partie attribuable à la valeur du pétrole et du gaz produits au Canada.

L'industrie canadienne du pétrole et du gaz est une grande source de recettes pour les gouvernements fédéral et provinciaux. En 2008, l'industrie a versé 26 milliards de dollars en impôts et en redevances aux gouvernements<sup>5</sup>. Au cours des 25 prochaines années, le gouvernement fédéral pourrait recevoir 409 milliards de dollars en recettes fiscales, tandis que les provinces pourraient obtenir 282 milliards de dollars de plus<sup>6</sup>.

**Recettes annuelles des principales industries canadiennes**



Source: ARC Financial

<sup>2</sup> Cette donnée inclut les emplois indirects, comme les services stimulés par les emplois dans les secteurs du pétrole et du gaz, et ne signifie pas qu'un million de personnes travaillent directement dans le secteur.

<sup>3</sup> Site Web de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP)

<sup>4</sup> Statistique Canada, CANSIM Tableau 228-0003, 2008.

<sup>5</sup> Site Web de la CAPP

<sup>6</sup> Rapport du CERI sur l'incidence économique de l'industrie du pétrole au Canada, juillet 2009.

# Revue de 2009 – Marché du pétrole brut

## Structure du marché

Le Canada est le sixième plus grand producteur de pétrole au monde et un preneur en matière de prix à l'échelle mondiale. Le pétrole brut canadien est vendu au pays et aux É.-U. au prix mondial. En dépit de l'importance du pays à titre d'exportateur net, les raffineries des régions de l'Atlantique et du centre du Canada importent encore leur pétrole brut de producteurs étrangers en raison du coût moins élevé du transport par bateau que par pipeline au pays. Une partie du pétrole brut importé est ensuite exporté aux É.-U. sous la forme de produits pétroliers raffinés.

## Demande de pétrole brut

Les raffineries transforment le pétrole brut en produits raffinés, qui sont destinés à l'industrie et aux particuliers. La figure suivante montre la quantité totale de pétrole brut consommée par les raffineries (pétrole brut importé et produit au pays) pour répondre à la demande de produits raffinés au Canada.

Entre 2000 et 2009, la demande de pétrole brut au Canada variait de 1,75 à 1,85 million de barils par jour (Mb/j), pour atteindre un sommet à 1,85 Mb/j en 2007.

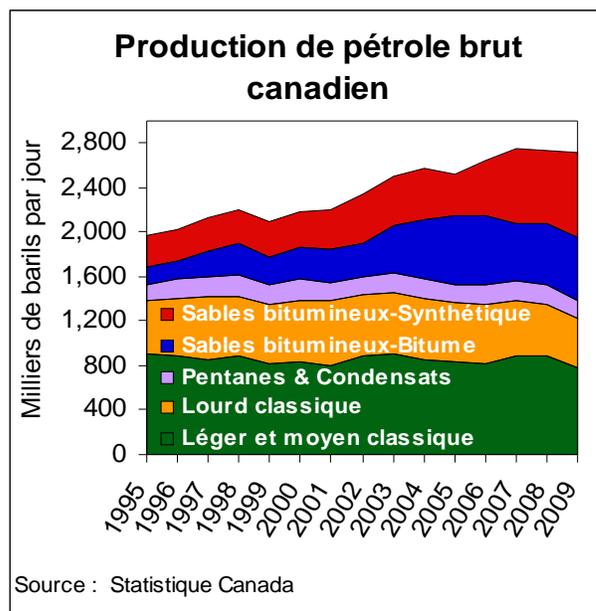
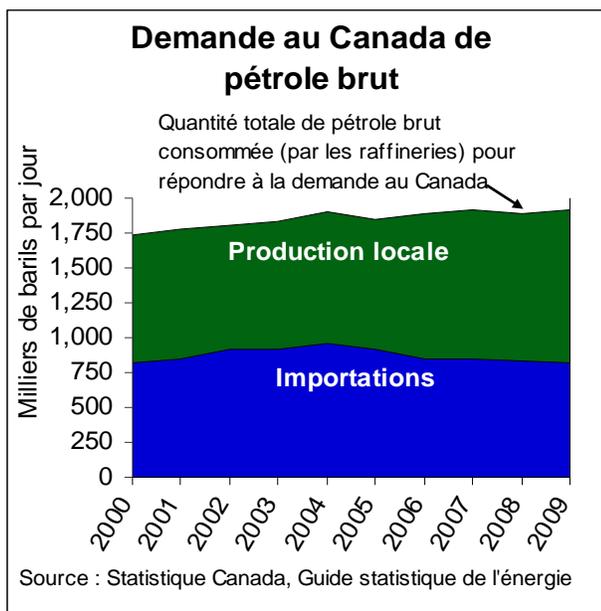
En 2008 et 2009, la demande a diminué en raison du ralentissement économique mondial.

Toutefois, on constate aujourd'hui des signes de reprise économique à l'échelle mondiale et, comme dans les autres pays, la demande de pétrole brut pourrait se rétablir quelque peu au Canada.

Le Canada consomme beaucoup moins de pétrole brut qu'il n'en produit, et il est probable que cette situation perdurera dans un avenir prévisible. En 2009, le Canada a produit un excédent net de plus de 840 milliers de barils par jour (kb/j). Presque tout le pétrole brut exporté du Canada était destiné aux É.-U.

## Production de pétrole brut

La figure suivante montre la production totale de pétrole brut au Canada entre 1995 et 2009. La production augmente rapidement passant de 1,97 Mb/j en 1995 à 2,72 Mb/j en 2009. Cette hausse est entièrement attribuable aux sables bitumineux, dont la production est passée de 430 kb/j en 1995 à 1,34 Mb/j en 2009. En dépit d'une baisse considérable du prix du brut et des activités de forage classique en 2009, la production canadienne du brut (2,72 Mb/j) était très près du taux de production en 2008 (2,74 Mb/j). En fait, la production du brut canadien a reculé de moins de 1%. La valorisation croissante des sables bitumineux a presque complètement compensé la chute de la production de pétrole brut classique.



| Production de pétrole brut canadien par province et territoire<br>(kb/j) |           |           |              |              |            |            |           |           |            |            |                 |           |              |              |
|--|-----------|-----------|--------------|--------------|------------|------------|-----------|-----------|------------|------------|-----------------|-----------|--------------|--------------|
| Production nationale   | C.-B.     |           | Alberta      |              | Sask.      |            | Manitoba  |           | Côte Est   |            | Reste du Canada |           | Canada       |              |
|  | 2008      | 2009      | 2008         | 2009         | 2008       | 2009       | 2008      | 2009      | 2008       | 2009       | 2008            | 2009      | 2008         | 2009         |
| Lourd  |           |           | 156          | 145          | 309        | 289        |           |           |            |            |                 |           | 465          | 434          |
| Léger/Moyen  | 23        | 22        | 347          | 316          | 130        | 134        | 23        | 26        | 342        | 268        | 18              | 17        | 883          | 782          |
| Condensats   | 4         | 4         | 15           | 14           |            |            |           |           | 11         | 8          |                 |           | 31           | 27           |
| Pentanes   | 6         | 7         | 141          | 132          | 1          | 1          |           |           |            |            | 2               | 2         | 149          | 142          |
| Bitume   |           |           | 549          | 575          |            |            |           |           |            |            |                 |           | 549          | 575          |
| Synthétique  |           |           | 653          | 764          |            |            |           |           |            |            |                 |           | 653          | 764          |
| <b>Production totale</b>   | <b>33</b> | <b>33</b> | <b>1 861</b> | <b>1 946</b> | <b>440</b> | <b>424</b> | <b>23</b> | <b>26</b> | <b>353</b> | <b>276</b> | <b>20</b>       | <b>19</b> | <b>2 731</b> | <b>2 724</b> |
| <b>Pourcentage</b>   | <b>1</b>  | <b>1</b>  | <b>68</b>    | <b>71</b>    | <b>16</b>  | <b>16</b>  | <b>1</b>  | <b>1</b>  | <b>13</b>  | <b>10</b>  | <b>1</b>        | <b>1</b>  | <b>100%</b>  | <b>100%</b>  |

Source : Statistique Canada, *Guide statistique de l'énergie*. Les données sont arrondies.

Le tableau ci-dessus montre la production de pétrole brut au Canada par province et territoire. La production est répartie dans toutes les régions du pays; toutefois, elle est principalement concentrée dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. En 2009, c'est en Alberta que l'on enregistrait la plus grande production au pays, avec 71 % de la production totale. Les provinces de l'Alberta, de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan et du Manitoba représentaient 89 % de la production. La production extracôtière à Terre-Neuve-et-Labrador représentait presque 10 % de la production totale. Enfin, l'Ontario, la Nouvelle-Écosse et les Territoires du Nord-Ouest occupaient le dernier rang avec 1 %.

Au Canada, une portion élevée de la production de pétrole est assurée par un petit nombre

| Dix plus grands producteurs de pétrole au Canada en 2009 |                           |              |              |
|--|---------------------------|--------------|--------------|
| Rang   | Entreprise                | kb/j         | Pourcentage  |
| 1  | Suncor Energy*            | 393,5        | 14,4 %       |
| 2  | Canadian Natural*         | 284,8        | 10,5 %       |
| 3  | Imperial Oil*             | 244,0        | 9,0 %        |
| 4  | Husky Energy*             | 205,1        | 7,5 %        |
| 5  | Shell Canada              | 119,0        | 4,4 %        |
| 6  | Encana <sup>1</sup>       | 115,8        | 4,3 %        |
| 7  | Conoco Phillips           | 113,0        | 4,1 %        |
| 8  | Penn West*                | 104,0        | 3,8 %        |
| 9  | Canadian Oil Sands Trust* | 103,1        | 3,8 %        |
| 10   | Devon Canada              | 94,6         | 3,5 %        |
| <b>Production canadienne totale</b>                      |                           | <b>2 724</b> | <b>100 %</b> |

Source : *Oilweek Magazine*, juillet 2010.

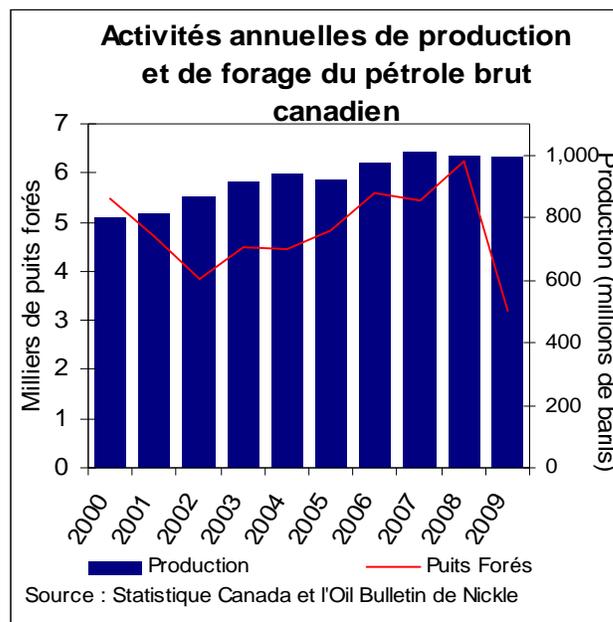
\* désigne la production brute.

<sup>1</sup> Encana a été divisée en deux sociétés d'énergie le 1<sup>er</sup> décembre 2010.

d'entreprises. En 2009, les dix plus grands producteurs de pétrole au Canada contrôlaient 65 % de la production totale. La fusion en août 2009 de Suncor Energy et de Petro-Canada a mené à la création de la plus grande entreprise d'énergie canadienne, produisant 393 kb/j de pétrole brut en 2009.

### Puits de pétrole forés

En 2009, le nombre total de puits de pétrole forés au Canada était inférieur aux années précédentes, soit 3 197 puits comparativement à 6 223 en 2008 (une baisse de 49 %). Signalons que le nombre de puits forés est une mesure imparfaite de la valorisation du pétrole non classique, puisque les sables bitumineux sont extraits non seulement par des procédés in situ (forage), mais aussi par extraction à ciel ouvert (sans forage). On constate dans le graphique de suivante qu'en 2009 le nombre de puits forés



était le moins élevé de la décennie. Cette situation est en grande partie attribuable au faible cours des produits de base pendant le premier semestre de 2009.

En 2009, en dépit d'une chute marquée des activités de forage classique, la production de pétrole brut canadien est demeurée pratiquement la même qu'en 2008, la valorisation accrue des sables bitumineux ayant compensé cette baisse.

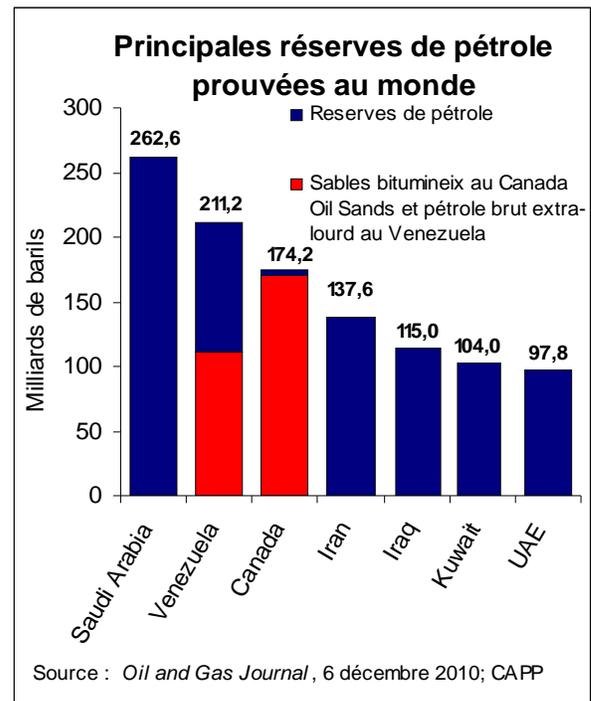
## Ressources et réserves de pétrole du Canada

Les sables bitumineux consistent en un mélange naturel de sable ou d'argile, d'eau et de bitume<sup>7</sup>. Au Canada, on les trouve dans trois grandes régions : Athabasca, Peace River et Cold Lake. Ces sables bitumineux sont valorisés à l'aide de techniques d'extraction à ciel ouvert et de forage in situ. Au Canada, environ 20 % des gisements sont situés suffisamment près de la surface pour être exploités à ciel ouvert (jusqu'à 75 mètres). Les autres sont trop profonds (plus de 75 mètres), et il faut recourir à des techniques de forage in situ. Ces dernières consistent à injecter de la vapeur dans un gisement pour chauffer les sables bitumineux et ainsi réduire la viscosité du bitume. Le bitume chaud se déplace vers les puits, amenant le pétrole à la surface, alors que le sable est laissé sur place.

La valorisation des sables bitumineux est encore à ses débuts. Depuis 1967, seulement 7 milliards de barils (Gb) de pétrole brut ont été extraits des sables bitumineux. En 2009, ce volume passait à 544 Mb (approximativement 1,5 Mb/j). Tout le bitume brut extrait à ciel ouvert ainsi qu'une petite portion (environ 12 %) de la production in situ proviennent de l'Alberta, pour un total de 279 Mb de pétrole synthétique.

Au Canada, on estime que la quantité de bitume (sables bitumineux) découvert sur place s'élève à 1,8 billion de barils (il n'est pas toujours rentable de récupérer tout le bitume trouvé sur place). Cette ressource est si vaste que, jusqu'à présent, elle excède le volume total de pétrole déjà produit à l'échelle mondiale. En comparaison, le total cumulatif de 150 ans de la production mondiale à ce jour est d'environ un billion de barils.

<sup>7</sup> Le pétrole extrêmement visqueux contenu dans les dépôts de sables bitumineux est couramment appelé bitume. Il s'agit d'un pétrole très lourd.



Grâce à la technologie actuelle, les réserves de pétrole prouvées sont exploitables avec un degré élevé de certitude. Dix pour cent des sources de bitume découvertes au Canada sont maintenant considérées comme étant prouvées. Les réserves de sables bitumineux prouvées du pays sont estimées à 169,9 Gb.

Comme le montre le graphique ci-dessus, les réserves de pétrole prouvées du Canada (174,2 Gb) sont les troisièmes plus grandes au monde. Seule l'Arabie saoudite, avec 262,6 Gb de pétrole, et le Venezuela, avec 211,2 Gb, possèdent des réserves prouvées plus abondantes. Les sept pays montrés possèdent ensemble près de 75 % des réserves prouvées de pétrole dans le monde. Six de ces pays sont membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), le Canada n'étant pas de ce nombre. À l'heure actuelle, l'OPEP contrôle 72 % des gisements de pétrole au monde et produit environ 40 % du pétrole.

Le Canada possède environ 12 % des réserves de pétrole prouvées dans le monde, et 97 % de ces dernières sont des sables bitumineux. Au taux de production actuel, le Canada possèdera des réserves de pétrole brut pendant au moins 175 années.

Grâce aux améliorations technologiques, le volume des réserves prouvées de sables bitumineux du Canada pourrait augmenter considérablement dans l'avenir. Le gouvernement albertain estime que les

| Réserves de pétrole brut classique au Canada |              |                |
|--|--------------|----------------|
| Endroit                                      | Mb           | Pourcentage    |
| Colombie-Britannique                         | 113          | 2,6 %          |
| Alberta                                      | 1 495        | 34,6 %         |
| Saskatchewan                                 | 959          | 22,2 %         |
| Manitoba                                     | 53           | 1,2 %          |
| Ontario                                      | 10           | 0,2 %          |
| Territoires continentaux                     | 12           | 0,3 %          |
| Mackenzie Beaufort                           | 339          | 7,8 %          |
| Large de la côte est                         | 1 344        | 31,1 %         |
| <b>Total</b>                                 | <b>4 325</b> | <b>100,0 %</b> |

Source : CAPP

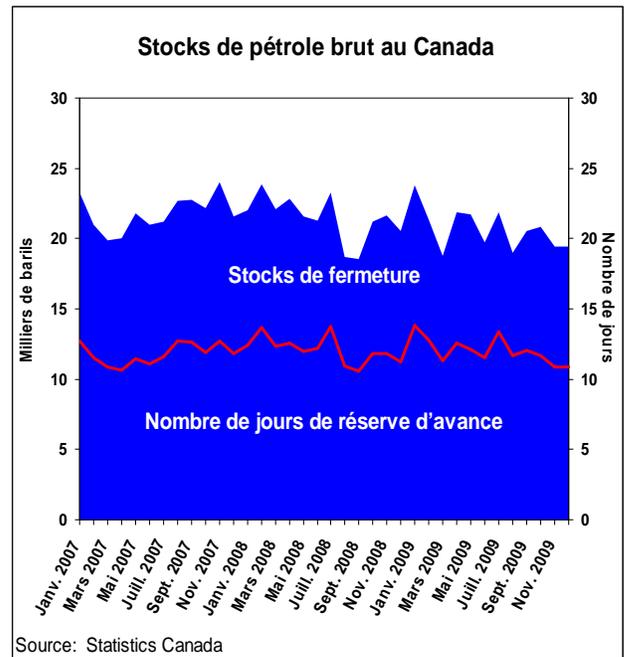
nouvelles technologies pourraient faire passer ces réserves de 169,9 Gb à 315 Gb, sans compter les sables bitumineux qui pourraient un jour être valorisés en Saskatchewan.

Contrairement aux sables bitumineux, on trouve des réserves de pétrole classique dans la plupart des provinces et des territoires du Canada. On estime que les réserves prouvées de pétrole classique du pays s'élèvent actuellement à 4,3 Gb. Le tableau ci-dessus montre les provinces et les territoires où l'on trouve les réserves. C'est dans les provinces de l'Ouest, à savoir en Alberta, en Colombie-Britannique, en Saskatchewan et au Manitoba, que l'on trouve près de 61 % des réserves de pétrole classique, et 35 % de ces dernières se trouvent en Alberta.

Les régions au large de la côte Est représentent environ 31 % des réserves. Les autres réserves prouvées de pétrole classique se trouvent en Ontario, dans le bassin de Mackenzie/Beaufort et dans les territoires continentaux.

### Stocks de pétrole brut

Le pétrole brut est principalement stocké aux raffineries et près des principaux pipelines. Le graphique de la colonne suivante montre les niveaux des stocks mensuels des raffineries canadiennes entre janvier 2007 et décembre 2009. Ces niveaux variaient d'un peu moins de 18 518 kb à près de 23 827 kb. On peut également constater des variations saisonnières. En effet, au cours des mois d'hiver, les stocks étaient élevés afin de permettre aux raffineries de produire du mazout de chauffage. Au cours de la période à l'étude,



les stocks de pétrole brut des raffineries variaient de 11 à 14 jours d'approvisionnement de réserve.

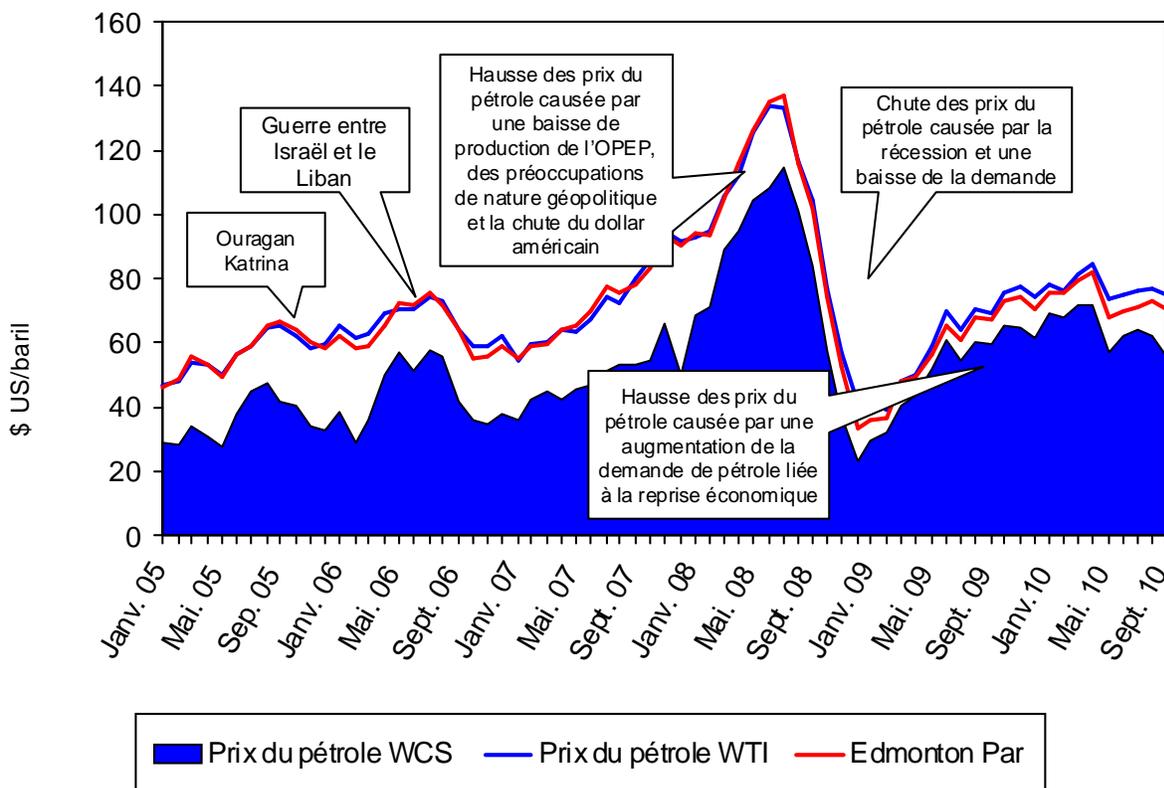
Les raffineries canadiennes se réapprovisionnent constamment en pétrole brut par le truchement de pipelines et de camions-citernes afin de maintenir un approvisionnement adéquat pour les Canadiens. Ce sont les raffineries de l'Atlantique du Canada qui possèdent les plus gros stocks de réserve puisqu'elles utilisent presque exclusivement du pétrole importé.

### Prix du pétrole brut

Le pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) est un pétrole brut de référence pour le marché nord-américain, alors que l'Edmonton Par et le Western Canadian Select (WCS) sont des pétroles bruts de référence pour le marché canadien. L'Edmonton Par et le WTI sont tous les deux des pétroles bruts à faible teneur en soufre de qualité supérieure ayant des niveaux de densité API d'environ 40°. Par contre, le WCS est un pétrole brut lourd ayant un niveau de densité API de 20,5°.

Le pétrole brut tiré des sables bitumineux est très dense et ne circule pas naturellement dans les pipelines. Un diluant est habituellement mélangé au bitume pour remédier à ce problème. Ainsi, afin de répondre aux exigences en matière de viscosité et de densité des pipelines, le bitume est mélangé à du pétrole

## Prix du pétrole brut



brut synthétique (synbit) ou du condensat (dilbit).

Le WCS est un mélange dilsynbit (diluant – synthétique – bitume) ayant un degré de densité API de 20,5°. Le WCS satisfait aux critères pour devenir une référence avec des volumes de production d'environ 250 000 barils par jour qui pourraient encore augmenter, tandis que le WTI diminue de ses volumes actuels de 300 000 à 400 000 barils par jour.

Le graphique ci-dessus montre les prix mensuels du WTI, de l'Edmonton Par et du WCS entre janvier 2005 et décembre 2010. Les pétroles bruts WTI et Edmonton Par sont vendus à des prix très proches parce qu'ils ont une qualité similaire.

Le WCS étant un pétrole acide lourd, son raffinage requiert plus de temps et d'énergie. Par conséquent, il est vendu à un prix moins élevé que le WTI. Entre 2006 et 2008, la différence annuelle moyenne entre le WTI et le WCS était de 20 à 24 \$ le baril. Depuis l'automne 2008, cette différence diminue en raison de la demande croissante de pétrole brut

canadien plus lourd des raffineries américaines. En 2009, cette différence n'était que de 9,67 \$ le baril.

Le prix plus élevé des pétroles bruts plus lourds améliore la rentabilité des projets de valorisation comme ceux de sables bitumineux. Au début de 2009, en raison de la baisse des prix du brut causé par la récession, 100 milliards de dollars en projets de sables bitumineux ont été suspendus. Toutefois, avec le rétablissement des prix du pétrole, la valorisation des sables bitumineux est de nouveau en croissance rapide. Au cours de la dernière année, la hausse des prix du pétrole a incité la relance de divers projets d'extraction à ciel ouvert et de forage in situ des sables bitumineux, y compris : le projet d'expansion Firebag de Suncor Energy, le projet Kearsy d'Imperial Oil, le projet Narrows Lake de Cenovus, le projet d'expansion Jackfish d'Energy et le projet Surmont de ConocoPhillips et Total.

### Volatilité des prix du pétrole brut

Comme le montre le graphique ci-dessus, entre janvier 2007 et septembre 2010, les prix étaient

très instables (en particulier en 2007-2008). Le prix du WTI est passé d'une moyenne mensuelle de 54,50 \$ US le baril en janvier 2007 à plus de 133 \$ US le baril en juin 2008.

Certains facteurs habituels ont contribué à la hausse du prix du pétrole brut :

- réduction de production de l'OPEP;
- forte demande de pétrole (en particulier de la Chine);
- réduction de l'excédent de capacité et des stocks;
- subventions du prix du pétrole;
- préoccupations de nature géopolitique.

De nouveaux facteurs ont également eu une incidence :

- déclin du dollar américain;
- utilisation du pétrole comme nouvelle catégorie d'investissement;
- hausse des flux monétaires dans les marchés à terme du pétrole brut (banques, fonds spéculatifs et compagnies d'assurances).

La baisse marquée du prix du pétrole à l'automne 2008 a été principalement causée par une diminution de la demande de pétrole au cours de la récession et de la crise financière. Le prix quotidien du pétrole avait chuté à 30 \$ US le baril en décembre 2008. Les prix ont augmenté considérablement à l'été et à l'automne 2009, dans l'espoir que la reprise de l'économie stimulera la demande de pétrole brut. À la fin de 2009, les prix du pétrole se transigeaient à environ 75 \$ US le baril et, au cours du mois de novembre, ils se sont maintenus aux environs de 80 \$ le baril. En 2009, le prix du pétrole brut s'élevait en moyenne à 62 % du prix en 2008.

La Division du pétrole et du gaz naturel a préparé un rapport détaillé sur les facteurs causant la grande instabilité des prix du pétrole. On peut le consulter dans le site Web sur les rapports et les publications de RNCan<sup>8</sup>.

### **Importations, exportations et revenus du pétrole brut**

Pour des raisons géographiques et économiques, le pétrole provenant de l'Ouest et des activités extracôtières de l'Atlantique est

<sup>8</sup> On peut télécharger le rapport intitulé *Examen des enjeux qui influencent le prix du pétrole* à l'adresse <http://rncan.gc.ca/eneene/sources/crubru/pcopdp/index-fra.php>.

| <b>Importations canadiennes de pétrole brut par pays (kb/j)</b> |                 |            |            |
|---|-----------------|------------|------------|
| Rang  | Pays            | 2008       | 2009       |
| 1   | Algérie         | 196        | 149        |
| 2   | Norvège         | 143        | 122        |
| 3   | Royaume-Uni     | 120        | 93         |
| 4   | Arabie saoudite | 66         | 71         |
| 5   | Angola          | 82         | 43         |
| 6   | Nigeria         | 29         | 34         |
| 7   | Venezuela       | 25         | 33         |
| 8   | Iraq            | 60         | 26         |
| 9   | Mexique         | 21         | 22         |
| 10  | Russie          | 26         | 18         |
|   | Tous les autres | 78         | 196        |
| <b>Importations canadiennes totales</b>                         |                 | <b>846</b> | <b>807</b> |

Source : Statistique Canada, *Guide statistique de l'énergie*

exporté, tandis les régions de l'Est et du Centre assurent une grande partie de leurs besoins par les importations. En termes de balance de paiement, le Canada est un important pays exportateur net de pétrole et l'excédent est en croissance. Le pétrole brut produit au pays répond à tous les besoins des provinces de l'Ouest et approximativement aux trois quarts de la demande en Ontario. Les importations répondent à une grande partie de la demande au Québec (365 kb/j en 2009) et des provinces de l'Atlantique (372 kb/j en 2009).

Le tableau au haut de la page présente les importations de pétrole au Canada selon la source pour 2008 et 2009. En 2008, le Canada a importé 846 kb/b de pétrole brut. En raison de la récession, les importations ont chuté de 5 %, passant à 807 kb/b en 2009. Au cours de cette même année, 360 kb/b ou 45 % des importations de pétrole brut du Canada

| <b>Exportations du pétrole brut canadien selon la destination (kb/j)</b> |              |              |
|--|--------------|--------------|
| Régions aux États-Unis   | 2008         | 2009         |
| Côte est   | 249          | 225          |
| Mid-West   | 1 118        | 1 158        |
| Côte du golfe du Mexique   | 9            | 14           |
| Montagnes Rocheuses  | 318          | 313          |
| Côte ouest   | 153          | 158          |
| Exportations totales aux É.-U.   | 1 846        | 1 868        |
| Exportations à d'autres pays   | 8            | 14           |
| <b>Exportations totales</b>  | <b>1 856</b> | <b>1 882</b> |

Source : Statistique Canada, *Guide statistique de l'énergie*

provenaient de pays membres de l'OPEP; 27 % de ces importations provenaient de la mer du Nord et le reste, d'autres pays.

Dans le tableau à la page précédente, on compare les exportations de pétrole brut du Canada dans différentes régions américaines du Petroleum Administration for Defence districts (PADD). Les exportations de pétrole brut du Canada s'élevaient à 1,86 Mb/j en 2008 et à 1,88 Mb/j en 2009.

Dans le tableau à la page précédente, on compare également les exportations aux É.-U. avec celles à d'autres pays. Plus de 99 % de l'ensemble des exportations de pétrole brut canadien étaient destinées aux É.-U. Plus des trois quarts de ces exportations étaient pour les États du Mid-West et des montagnes Rocheuses.

En 2009, les recettes d'exportation du pétrole brut s'élevaient à 43 milliards de dollars, soit 36 % de moins qu'en 2008 (67 milliards de dollars). Cependant, contrairement au gaz naturel, cette baisse des recettes d'exportation n'était pas liée à une diminution des volumes d'exportation. En 2009, les exportations de pétrole brut (687 Mb/an) étaient de 1 % plus élevées qu'en 2008 (679 Mb).

Les recettes moins élevées ne sont pas par conséquent le reflet d'une diminution des exportations, mais du plus faible prix du pétrole brut canadien en 2009 comparativement à 2008. En 2009, le prix moyen des exportations de

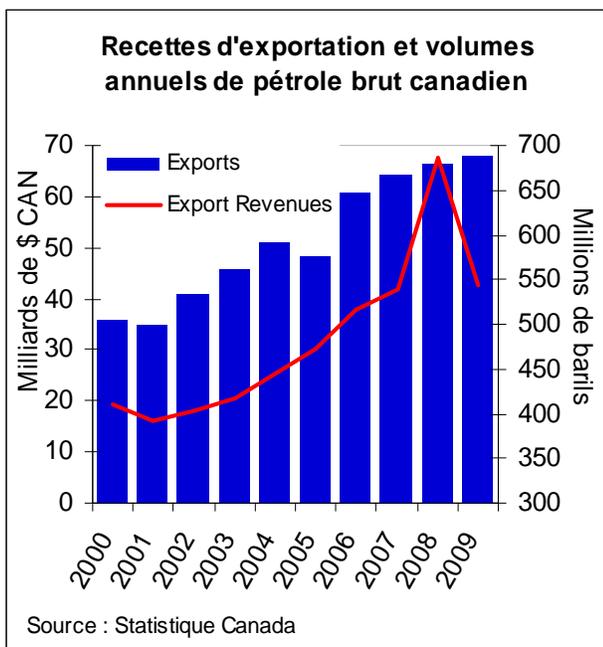
| Exportations et importations de pétrole brut     |           |          |           |
|--|-----------|----------|-----------|
|  | 2008      | 2009     | Évolution |
| <b>Exportations (brutes)</b>                     |           |          |           |
| <b>Volume (Mb)</b>                               | 679       | 687      | +1 %      |
| <b>Prix moyen des exportations (\$ CAN/b)</b>    | 99,25 \$  | 66,35 \$ | -33 %     |
| <b>Recettes d'exportation (milliards)</b>        | 67,4 \$   | 42,8 \$  | -36 %     |
| <b>Importations (brutes)</b>                     |           |          |           |
| <b>Volume (Mb)</b>                               | 310       | 295      | -5 %      |
| <b>Prix moyen des importations (\$ CAN/b)</b>    | 109,65 \$ | 72,05 \$ | -34 %     |
| <b>Dépenses d'importation (milliards)</b>        | 34,0 \$   | 21,2 \$  | -38 %     |
| <b>Exportations nettes</b>                       |           |          |           |
| <b>Volume (Mb)</b>                               | 369       | 392      | +6 %      |
| <b>Recettes d'exportation nettes (milliards)</b> | 33,4 \$   | 21,6 \$  | -35 %     |

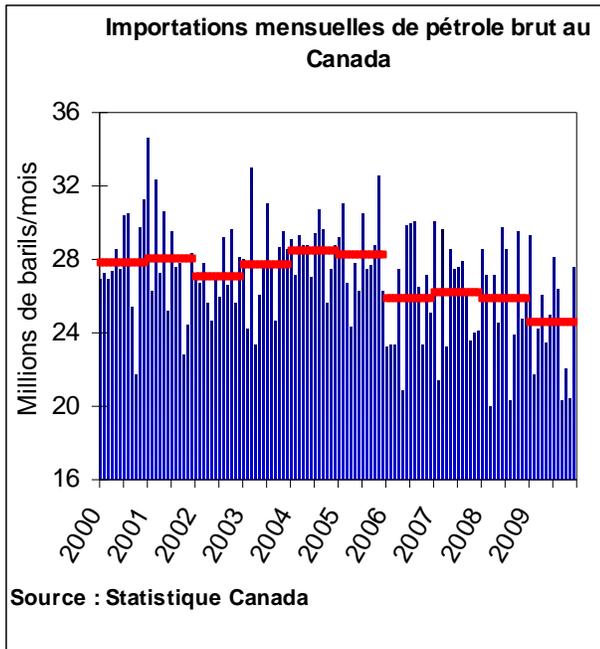
Source : Statistique Canada, *Guide statistique de l'énergie*

pétrole brut canadien (66,35 \$ CAN/b) était le tiers de la moyenne en 2008 (99,25 \$ CAN/b). Ce plus faible prix a eu une grande incidence sur la balance commerciale annuelle du Canada. En 2009, cette dernière enregistrait un déficit pour la première fois depuis 1975. Le cours moins élevé des produits de base a entraîné des déficits commerciaux au cours des deuxième et troisième trimestres de 2010.

La valeur à la baisse du pétrole brut a également eu une grande incidence sur le dollar canadien, lequel a chuté à 0,81 \$ par rapport au dollar américain en décembre 2008. Alors que les prix du pétrole brut se sont rétablis en 2009, la valeur du huard canadien s'est rapprochée de celle du dollar américain. C'est pour cette raison que le dollar canadien est désormais couramment appelé le « pétrodollar ».

Les raffineries canadiennes importent un pétrole brut léger moins acide (faible teneur en soufre) qui se vend à un prix plus élevé que les pétroles bruts lourds que le Canada exporte aux É.-U. Ceci explique la différence entre le prix moyen des importations de pétrole brut et le prix moyen des exportations de pétrole brut canadien.





La figure à gauche montre l'instabilité mensuelle des importations canadiennes ainsi que les importations saisonnières. Les importations canadiennes de pétrole brut augmentent habituellement pour répondre à la demande de pointe de mazout de chauffage en hiver et d'essence pendant la saison estivale.

Au cours des dernières années, la demande globale pour les importations de pétrole brut dans l'est du Canada a diminué en raison de l'utilisation accrue du pétrole brut national, la fermeture de la raffinerie de Petro-Canada en Ontario, la baisse des taux d'utilisation et l'incidence de la récession en 2008-2009.

# Revue de 2009 – Marché du gaz naturel

## Structure du marché

Le marché canadien du gaz naturel fait partie d'un marché continental et est donc sensible aux conditions du marché aux États-Unis et au Canada. Le gaz naturel circule librement à la frontière par le truchement d'un vaste réseau de gazoducs reliant les bassins d'approvisionnement aux centres de demande. Les prix régionaux, qui reflètent les coûts de transport par gazoduc, sont établis dans ce marché. Contrairement au pétrole brut, il n'y a pas de prix mondial pour le gaz naturel.

## Demande de gaz naturel

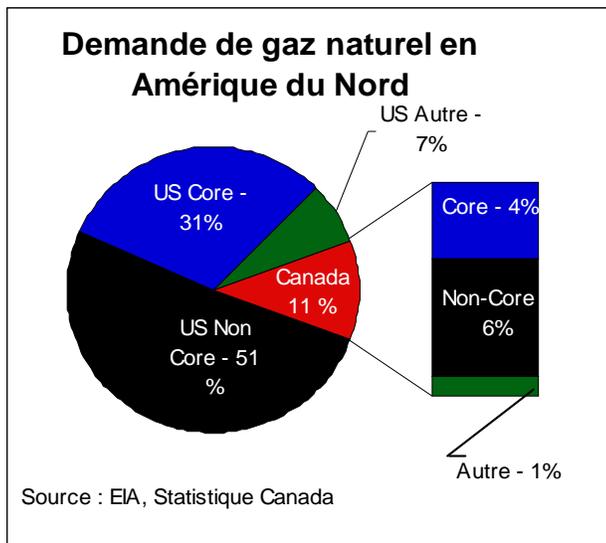
En 2009, la demande totale de gaz naturel en Amérique du Nord s'élevait à environ 25,5 billions de pieds cubes (Tpi<sup>3</sup>) ou environ 70 milliards de pieds cubes par jour (Gpi<sup>3</sup>/j). La demande du Canada représentait environ 11 % de la demande combinée du Canada et des É.-U. Le gaz naturel est principalement utilisé dans les secteurs résidentiel et commercial pour le chauffage et, dans une moindre mesure, dans le secteur industriel et celui de la production d'électricité. Le graphique ci-dessous montre les composants de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord en 2009.

Le tableau à droite présente la demande de gaz naturel en Amérique du Nord en 2008 et 2009. La demande aux É.-U. a diminué en

| Demande de gaz naturel en Amérique du Nord |                  |              |                  |              |
|--|------------------|--------------|------------------|--------------|
|  | 2008             |              | 2009             |              |
|  | Gpi <sup>3</sup> | Év. annuelle | Gpi <sup>3</sup> | Év. annuelle |
| Résidentiel - É.-U.                        | 4 872            | 3,2 %        | 4 739            | -2,7%        |
| Commercial - É.-U.                         | 3 136            | 4,1 %        | 3 095            | -1,3%        |
| Industriel - É.-U.                         | 6 650            | 0,0 %        | 6 090            | -8,4%        |
| Électricité - É.-U.                        | 6 668            | -2,5 %       | 6 888            | 3,3%         |
| Autre - É.-U. <sup>(1)</sup>               | 1 900            | 1,5 %        | 1 928            | 1,5%         |
| <b>Demande totale aux É.-U.</b>            | <b>23 227</b>    | <b>0,6 %</b> | <b>22 739</b>    | <b>-2,1%</b> |
| Exportations américaines de GNL            | 39               | -19 %        | 33               | -15%         |
| Exportations américaines au Mexique        | 365              | 25 %         | 338              | -7%          |
| <b>Disposition totale aux É.-U.</b>        | <b>23 631</b>    | <b>0,8 %</b> | <b>23 111</b>    | <b>-2,2%</b> |
| Résidentiel - Canada                       | 627              | 1,5 %        | 626              | -0,2%        |
| Commercial - Canada                        | 457              | 2,5 %        | 468              | 2,4%         |
| Industriel et électricité - Canada         | 1 549            | 1,8 %        | 1 534            | -1,0%        |
| Autre - Canada <sup>(2)</sup>              | 136              | -16,6 %      | 115              | -15,4%       |
| <b>Ventes de gaz totales du Canada</b>     | <b>2 719</b>     | <b>0,7 %</b> | <b>2 743</b>     | <b>-0,9%</b> |
| <b>Demande totale - A.-N.</b>              | <b>25 996</b>    | <b>0,6 %</b> | <b>25 482</b>    | <b>-2,0%</b> |
| <b>Disposition totale - A.-N.</b>          | <b>26 400</b>    | <b>0,8 %</b> | <b>25 854</b>    | <b>-2,1%</b> |

Sources : Statistique Canada, EIA

Remarques : (1) Autre – É.-U. inclut les gazoducs et l'utilisation du réseau de distribution, la location et le combustible utilisé à l'usine, et l'utilisation de véhicules. (2) Autre – Canada désigne principalement le combustible des compresseurs des gazoducs.

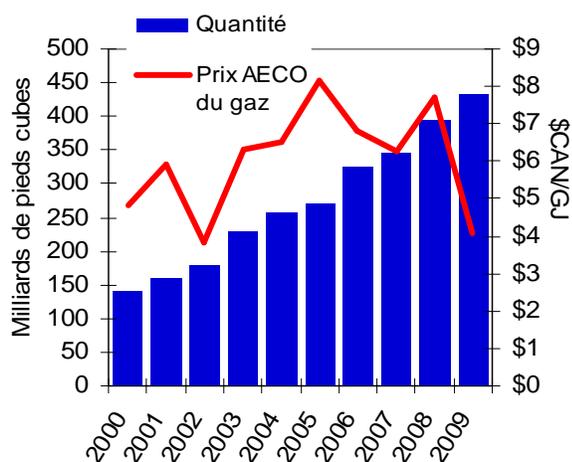


2009 (2.1%), en raison du ralentissement économique. La demande au Canada était également à la baisse, mais dans une moindre mesure (moins de 1 %). Dans l'ensemble, la demande totale en Amérique du Nord avait chuté de 2 % en 2009.

La demande de gaz naturel dans le secteur industriel est principalement dérivée. Par exemple, elle peut être liée à la demande d'un autre bien ou service.

Comme le montre la figure de la page suivante, les activités à la hausse de valorisation des sables bitumineux continuent d'augmenter la demande de gaz naturel. La quantité de gaz acheté pour valoriser les sables bitumineux

### Gaz naturel acheté pour les activités de valorisation des sables bitumineux



Source : ERCB et GLJ

s'élève maintenant à 432 Gpi<sup>3</sup>/an ou 1 Gpi<sup>3</sup>/j. Selon l'Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta, cette demande devrait encore doubler d'ici 2020. En raison de son faible prix, le gaz naturel continue d'être une source d'énergie privilégiée pour ce type d'activités.

Les activités de valorisation des sables bitumineux requièrent une quantité de gaz supérieure à celle du gaz acheté. Elles produisent également du gaz naturel qui est utilisé sur place. Les activités in situ produisent aussi du gaz naturel dissous des puits de bitume. Par conséquent, la quantité totale de gaz consommé par cette industrie est la somme du gaz acheté, du gaz de procédé et du gaz naturel dissous produit au puits de bitume. La consommation totale de gaz du secteur des sables bitumineux, y compris celle du gaz utilisé par les appareils de cogénération d'électricité sur place, s'élevait à 681 Gpi<sup>3</sup> en 2009.

L'utilisation du gaz naturel pour produire de l'électricité continue d'être le principal facteur de la croissance de la demande en Amérique du Nord depuis 2000. Aux É.-U., la demande de gaz naturel utilisé pour produire l'électricité a augmenté de 32 % depuis 2000 et représente maintenant 26 % de la demande totale en Amérique du Nord. En dépit de l'instabilité des prix du gaz naturel, le secteur de la production d'électricité a accru sa consommation de gaz

naturel en raison du fait que les pressions touchant l'environnement et les coûts font des groupes électrogènes au gaz naturel une solution intéressante pour produire l'électricité.

Les températures plus clémentes, en particulier aux É.-U., ont contribué à la hausse de la demande de gaz naturel dans le secteur de la production d'électricité au cours des dernières années. En effet, la plus grande utilisation des climatiseurs accroît la consommation de gaz naturel pour produire l'électricité.

### Approvisionnement en gaz naturel

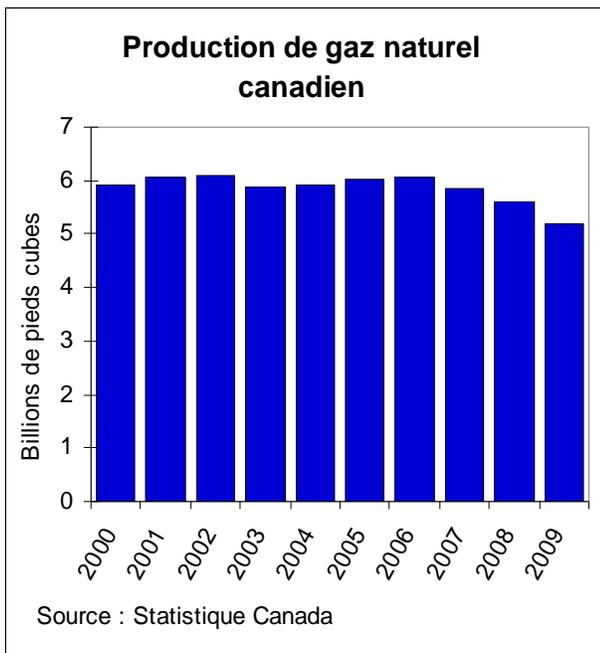
2008 a été une année intéressante pour la production nord-américain du gaz naturel. Aux É.-U., la production a augmenté de 5 % principalement en raison de la hausse de la production du gaz de schiste. Par contre, au Canada, elle a diminué de 4 % en raison de la maturation du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Cette tendance s'est poursuivie en 2009 alors que la production a augmenté de 3 % aux É.-U. et a reculé d'un autre 7 % au Canada. Le tableau ci-dessous présente une ventilation par région.

| Approvisionnement en gaz naturel en Amérique du Nord |                  |                  |                  |            |
|--|------------------|------------------|------------------|------------|
|  | 2008             | 2009             | 2009 c. 2008     |            |
|  | Gpi <sup>3</sup> | Gpi <sup>3</sup> | Gpi <sup>3</sup> | %          |
| Alaska   | 398              | 397              | -2               | 0%         |
| Golfe du Mexique zone extracôtière                   | 2 327            | 2 433            | 106              | 5%         |
| Louisiane  | 1 377            | 1 532            | 154              | 11%        |
| Nouveau-Mexique                                      | 1 446            | 1 404            | -42              | -3%        |
| Oklahoma   | 1 913            | 1 858            | -55              | -3%        |
| Texas  | 6 921            | 6 851            | -70              | -1%        |
| Wyoming  | 2 275            | 2 359            | 84               | 4%         |
| Autres États   | 4 582            | 5 059            | 478              | 10%        |
| <b>Prod. totale aux É.-U.</b>                        | <b>21 240</b>    | <b>21 893</b>    | <b>653</b>       | <b>3%</b>  |
| Ouest du Canada                                      | 5 459            | 5 082            | -377             | -7%        |
| Plateau néo-écossais                                 | 161              | 124              | -37              | -23%       |
| <b>Prod. au Canada</b>                               | <b>5 620</b>     | <b>5 206</b>     | <b>-414</b>      | <b>-7%</b> |
| <b>Prod. totale en A.-N.</b>                         | <b>26 860</b>    | <b>27 099</b>    | <b>239</b>       | <b>1%</b>  |
| Importations de GNL – É.-U.                          | 352              | 452              | 100              | 29%        |
| Importation du gaz américain au Mexique              | 43               | 28               | -15              | -35%       |
| <b>Appr. total A.-N.</b>                             | <b>27 255</b>    | <b>27 579</b>    | <b>324</b>       | <b>1%</b>  |

Source : EIA, Statistique Canada

En 2009, la production combinée de gaz naturel en Amérique du Nord a augmenté de 239 Gpi<sup>3</sup> (1 %) pour atteindre 27 Tpi<sup>3</sup>. C'est la quatrième année consécutive que l'on observe un accroissement de la production, ce qui confirme la tendance à la hausse.

Le faible prix du gaz naturel ne nuit pas à la production, puisque les entreprises continuent activement de produire le gaz de schiste, une activité qui semble encore rentable. La production de gaz naturel au Canada a atteint un sommet en 2002. Elle a ensuite varié au fil des ans pour enfin diminuer au cours des dernières années.



Comme l'illustre le graphique ci-dessus, la production de gaz naturel au Canada a ralenti de près de 6 % en 2008 et d'un autre 7 % en 2009.

La situation au Canada est fort différente de celle aux É.-U. où l'on continue d'enregistrer une forte croissance de la production de gaz naturel. Depuis 2006, la production aux É.-U. connaît, année après année, une excellente croissance, y compris une hausse de 5 % en 2008 et une autre de 3 % en 2009.

La hausse de production est principalement attribuable à une meilleure économie et à la technologie de valorisation du gaz non classique, en particulier le gaz de schiste.

Le tableau de la colonne suivante présente les dix plus importants producteurs de gaz naturel au Canada. Bien qu'il existe des centaines de

| 10 plus importants producteurs de gaz naturel au Canada en 2009 |                            |                     |              |
|---|----------------------------|---------------------|--------------|
| Rang  | Entreprise                 | Gpi <sup>3</sup> /j | Pourcentage  |
| 1   | EnCana Corporation         | 1,99                | 13 %         |
| 2   | Canadian Natural Resources | 1,29                | 8 %          |
| 3   | ConocoPhillips Canada      | 1,06                | 7 %          |
| 4   | Talisman Energy Inc.       | 0,72                | 5 %          |
| 5   | Devon Energy Corp.         | 0,67                | 4 %          |
| 6   | Husky Energy Inc.          | 0,54                | 4 %          |
| 7   | Shell Canada               | 0,53                | 3 %          |
| 8   | Penn West Energy Trust     | 0,44                | 3 %          |
| 9   | Suncor Energy              | 0,37                | 2 %          |
| 10  | Apache Canada              | 0,36                | 2 %          |
| <b>Production totale au Canada</b>                              |                            | <b>15,28</b>        | <b>100 %</b> |

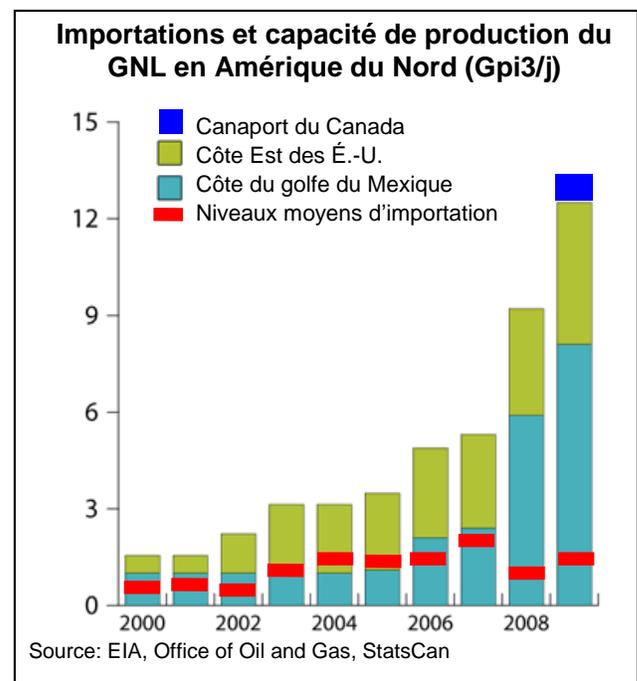
Source : Oilweek Magazine, juillet 2010.

producteurs au pays, ces dix entreprises contrôlent 52 % de la production.

### Gaz naturel liquéfié (GNL)

Une des conséquences de la production croissante du gaz naturel et de la baisse des prix dans l'ensemble de l'Amérique du Nord est la diminution des importations de gaz naturel liquéfié (GNL). Ces dernières avaient chuté de moitié aux É.-U. en 2008, pour se rétablir très modestement en 2009.

Le graphique sur les importations et la capacité de production du GNL en Amérique du Nord montre le grand excédent de la capacité de regazéification des installations d'importation du



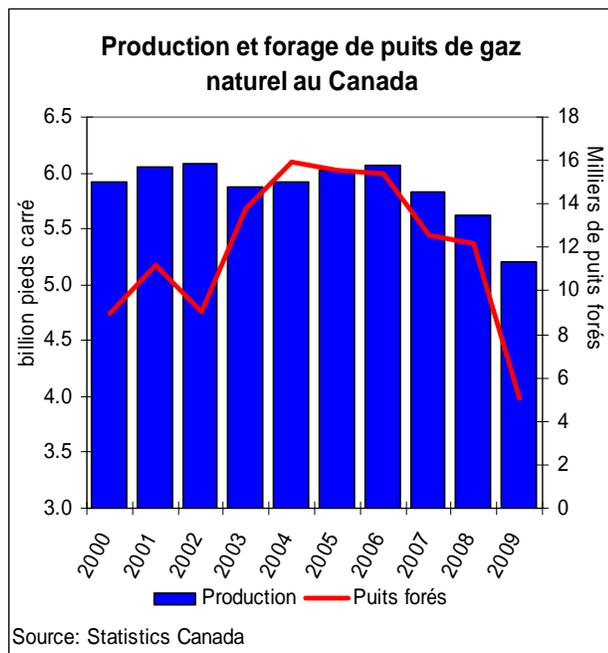
GNL. Certains intervenants du marché estiment également que la production de gaz de schiste canadien augmentera éventuellement. Ces intervenants appuient un projet d'exportation du gaz de schiste liquéfié canadien en Asie (Kitimat LNG).

Le terminal de GNL Canaport, d'une capacité de 1,2 Gpi<sup>3</sup>/j, est actuellement la seule installation d'importation du GNL en opération. Toutes les autres propositions d'importation et d'exportation du GNL ont été annulées ou retardées en raison de :

- 1) difficultés à obtenir des engagements à long terme en matière d'approvisionnement;
- 2) préoccupations concernant l'excédent de la capacité actuelle de regazéification en Amérique du Nord;
- 3) prévisions voulant que le gaz de schiste canadien représente une nouvelle source à long terme de gaz naturel.

### Puits de gaz naturel

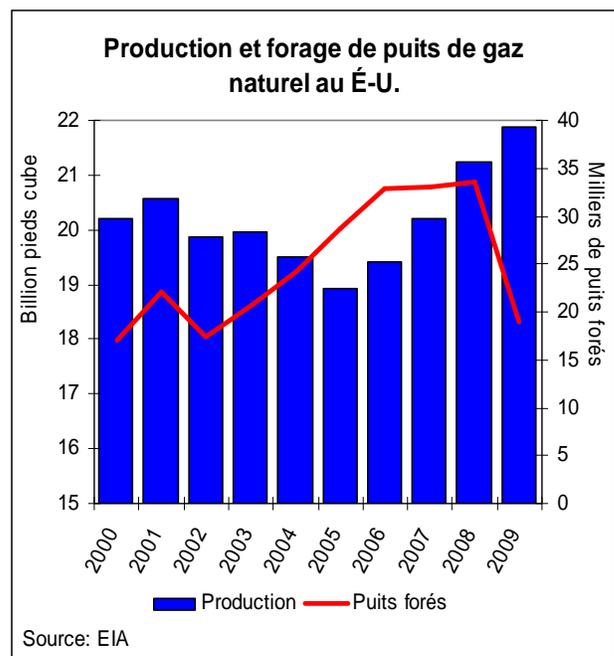
En 2009, le nombre total de parachèvements de puits de gaz naturel dans l'ouest du Canada a chuté par rapport aux années précédentes. À l'année précédente, comme le montre le graphique ci-dessous. Ce déclin est principalement attribuable au prix en baisse du gaz naturel.



Pendant la majorité de la dernière décennie, un nombre accru d'activités de forage étaient nécessaires au Canada et aux É.-U. pour maintenir les niveaux de production. La

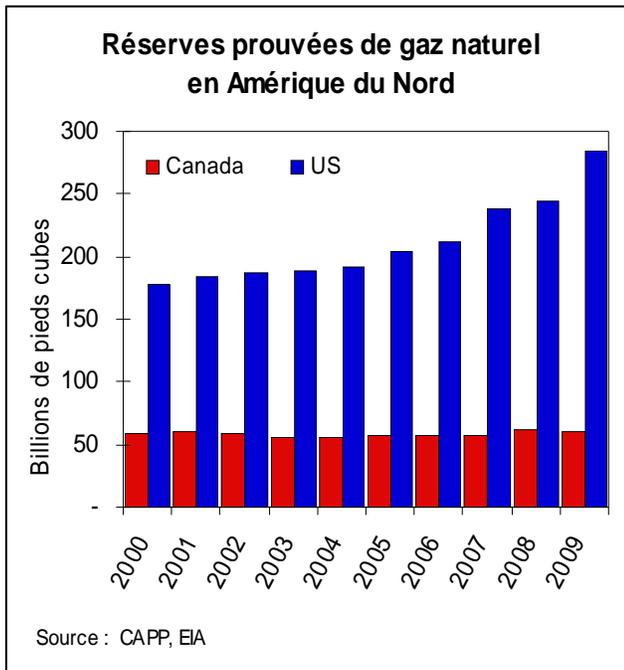
situation a changé à la fin de 2009 aux É.-U. lorsque la production a augmenté en dépit d'une baisse marquée du nombre de puits forés (de 44 % par rapport aux niveaux de 2008). Le graphique ci-dessous illustre clairement ce changement.

Ce résultat contradictoire peut en partie être expliqué par le virage de la valorisation de sources classiques vers des sources non classiques, comme le gaz de schiste. Le forage de puits de gaz de schiste est habituellement très productif, en particulier au cours de la première année. En outre, les techniques de forage horizontal utilisées procurent un rendement plus élevé. Au Canada, où la valorisation du gaz de schiste est encore à ses débuts, le déclin marqué des activités de forage a entraîné une baisse tout aussi importante de la production.



### Réserves de gaz naturel

Les réserves prouvées de gaz naturel sont une estimation de la quantité de gaz restant dans les gisements déjà forés qui peuvent être valorisés de façon rentable et qui sont déjà reliés ou peuvent être facilement reliés aux gazoducs et aux marchés. À la fin de 2009, les réserves combinées du Canada et des É.-U. s'élevaient à près de 345 Tpi<sup>3</sup>, dont 61 Tpi<sup>3</sup> au Canada et 284 Tpi<sup>3</sup> aux É.U. Le graphique à la page suivante montre les réserves de gaz naturel depuis 2000. Les réserves américaines



ont augmenté chaque année depuis 1999, renversant la tendance à la baisse précédente.

Compte tenu d'un taux de production en Amérique du Nord d'environ 26 Tpi<sup>3</sup> par année, le rapport entre les réserves et la production est de plus de 13 ans. En d'autres mots, advenant le cas où aucun nouveau gisement de gaz n'est découvert, les réserves américaines et canadiennes existantes dureraient presque 13 ans au taux actuel de production<sup>9</sup>.

En 2008, le Canada affichait le plus grand ajout aux réserves nettes en 25 ans. En effet, les réserves canadiennes atteignaient 4,3 Tpi<sup>3</sup> (ou plus de 7 %). La plupart des ajouts aux réserves nettes étaient attribuables à la Colombie-Britannique et à l'optimisme croissant concernant le gaz de schiste. Ceci est un exemple concret de faits qui appuient la théorie voulant que la production de gaz canadien augmentera dans l'avenir. Les réserves canadiennes ont diminué d'environ 1,5 % en 2009, principalement en raison des très faibles prix.

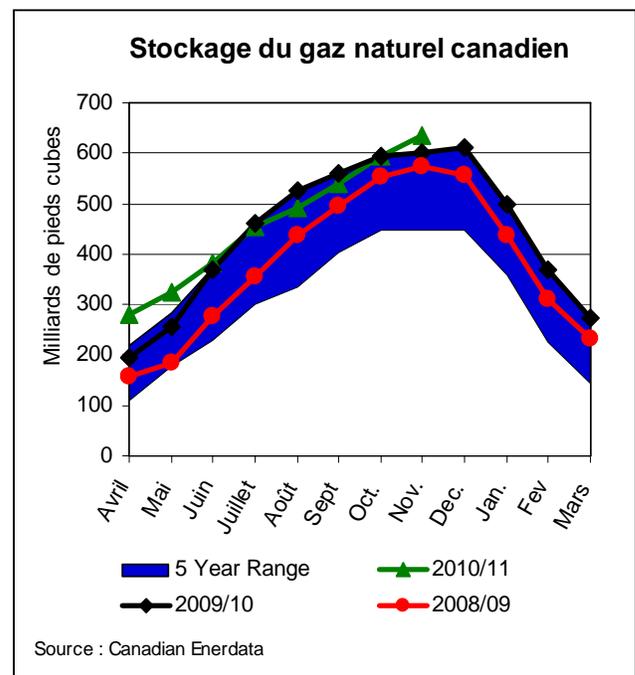
La croissance des réserves de gaz naturel aux É.-U. est principalement attribuable au gaz

<sup>9</sup> De nouvelles réserves sont découvertes chaque année. Les réserves connues changent selon la formule suivante : réserves connues au début de l'année + ajouts aux réserves (y compris révisions, négatives ou positives, aux estimations précédentes) durant l'année - production durant l'année = réserves connues à la fin de l'année.

naturel non classique. Au cours des deux années pendant lesquelles l'AIE a recueilli des données sur les réserves de gaz de schiste, ces dernières ont augmenté de 50 % et représentent maintenant 9 % des réserves totales estimatives des É.-U.

### Stockage du gaz naturel

Le stockage du gaz naturel permet d'équilibrer les variations saisonnières dans la demande avec un approvisionnement relativement constant. Au printemps, à l'été et à l'automne, lorsque la demande est peu élevée, le gaz est stocké. Les volumes stockés sont habituellement à leur maximum à l'automne. En hiver, les volumes peuvent diminuer, pour atteindre leur minimum au printemps.



Les sociétés de distribution locales stockent le gaz et le retirent en hiver afin de répondre à la demande élevée dans les marchés résidentiel et commercial. Le stockage permet également aux sociétés de distribution locales d'utiliser la capacité de transport sur longue distance des gazoducs à des prix relativement stables tout au long de l'année.

Le stockage et le retrait du gaz permettent aux producteurs d'équilibrer les niveaux changeants de production avec les obligations contractuelles d'approvisionnement. Le stockage est également utilisé par les acheteurs et les vendeurs de gaz naturel pour saisir les occasions d'arbitrage des prix (p. ex.,

stockage du gaz naturel lorsque les prix sont bas et retrait et vente lorsque les prix sont plus élevés).

Le gaz naturel est habituellement stocké dans des gisements épuisés de pétrole et de gaz naturel ainsi que dans des cavernes de sel. Au Canada, la capacité de stockage du gaz naturel est répartie dans cinq provinces, mais elle est principalement concentrée en Alberta et en Ontario. Le gaz stocké dans l'Ouest canadien sert principalement à gérer l'approvisionnement alors que le gaz stocké dans la région de l'Est sert surtout à équilibrer les variations de la demande saisonnière en Ontario.

Le graphique à la page précédente illustre les saisons de stockage de 2008-2009, 2009-2010 et le début de 2010-2011, ainsi que les niveaux maximaux et minimaux sur cinq ans au Canada. La récente surabondance de gaz naturel dans le marché a poussé les niveaux de stockage bien au-dessus des maximums de 5 ans. La hausse des volumes de stockage était attribuable aux faibles prix du gaz naturel, à une moins grande demande de l'industrie et à une hausse de la production aux É.-U.

Les niveaux de stockage ont une grande incidence sur les prix du gaz naturel. Il y a habituellement une relation inverse entre les niveaux de stockage et les prix du gaz naturel. Des niveaux de stockage élevés favorisent la baisse des prix et vice-versa. Il n'est pas étonnant que les faibles prix records enregistrés au cours des 24 derniers mois correspondent à des volumes de gaz stockés élevés sans précédent.

### **Prix du gaz naturel**

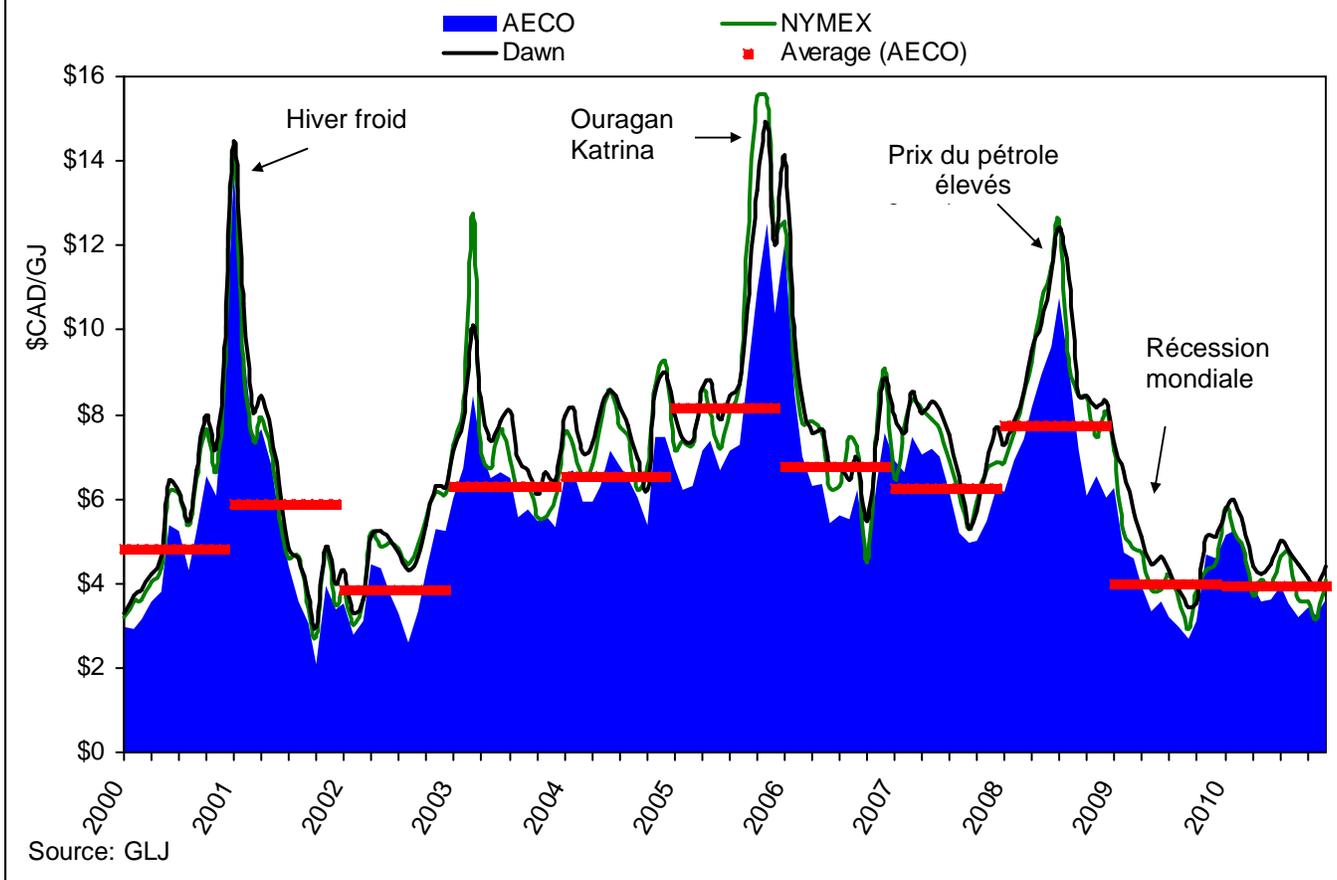
Les prix du gaz naturel ne sont pas réglementés et fluctuent selon les perceptions

qu'ont les acheteurs et les vendeurs des facteurs qui influent sur l'offre et la demande. Ces facteurs peuvent avoir une incidence à court ou à long terme (p. ex., le coût prévu pour trouver de nouvelles sources de gaz naturel au cours des cinq prochaines années).

Comme l'illustre la figure de la page suivante, les prix du gaz naturel sont habituellement très instables et ont tendance à augmenter soudainement. Bon nombre de facteurs sont tenus en compte dans le prix d'équilibre du marché, y compris les attentes, l'offre et la demande. À court terme, il y a également d'importants phénomènes qui peuvent entraîner soudainement une hausse des prix du gaz naturel, comme les hivers froids, des ouragans perturbant l'approvisionnement (p. ex., l'ouragan Katrina), des prix du pétrole exceptionnellement hauts (p. ex., le gaz est un substitut), ou, plus récemment, la récession à l'échelle mondiale.

En raison de la baisse de la demande de gaz naturel (attribuable à la récession), de la chute des prix du pétrole et de la hausse de la production du gaz de schiste, les prix du gaz naturel ont diminué à l'été 2009. En effet, les prix ont atteint leur cours le plus bas à 3 \$ CAN/GJ à l'automne 2009, ce qui est une baisse considérable par rapport au prix de 11 \$ CAN/GJ à l'été 2008. Les prix du gaz naturel en 2010 sont demeurés bas et variaient de 3 à 6 \$/GJ. On constate également dans le graphique que les prix régionaux se suivent, les différences étant principalement attribuables aux coûts de transport et à la région, c'est-à-dire s'il s'agit d'une région productrice qui « exporte » du gaz (faibles prix) ou d'une région non productrice qui doit « importer » le gaz (prix élevés).

## Prix régionaux du gaz naturel



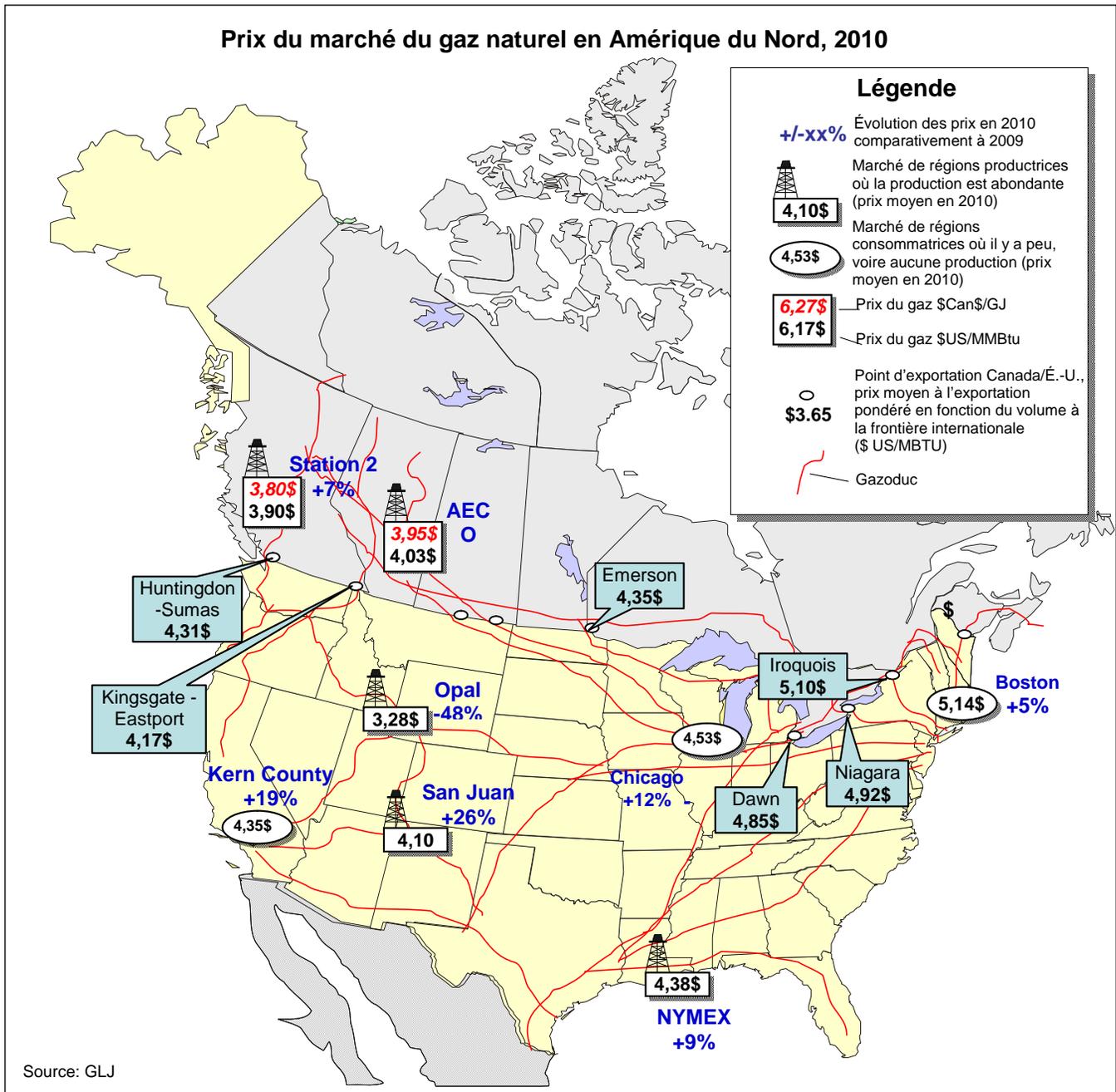
Dans la carte de la page suivante, on trouve les prix annuels moyens du gaz naturel à différents bassins producteurs, centres d'échanges, marchés de consommation et points d'exportation en Amérique du Nord. Les prix reflètent les moyennes sur 12 mois. Les prix annuels moyens de l'indice AECO n'ont pratiquement pas changé entre 2009 et 2010, et s'élevaient à 3,95 \$/GJ.

En 2009 et 2010, les prix étaient faibles en termes absolus ainsi que par rapport aux prix du pétrole brut. Ceci peut être attribuable au ralentissement économique à l'échelle mondiale (demande moins élevée) ainsi qu'à l'effet décalé de la hausse des activités de

forage et de production de l'année précédente aux É.-U. (approvisionnement plus élevé).

Les prix mondiaux du pétrole brut et le prix nord-américains des produits pétroliers ont par le passé eu une forte incidence sur les prix du gaz naturel en Amérique du Nord. Pendant des années, les prix nord-américains du gaz naturel (p. ex., le prix du Henry Hub au NYMEX) ont fluctué dans une tranche de prix dont la valeur la moins élevée était le prix par MBTU du mazout de chauffage résiduel et la valeur la plus élevée était le prix par MBTU du distillat. Ce lien tient compte du fait que les grands consommateurs de l'industrie étaient en mesure de changer de source d'énergie dans une période de temps relativement brève.

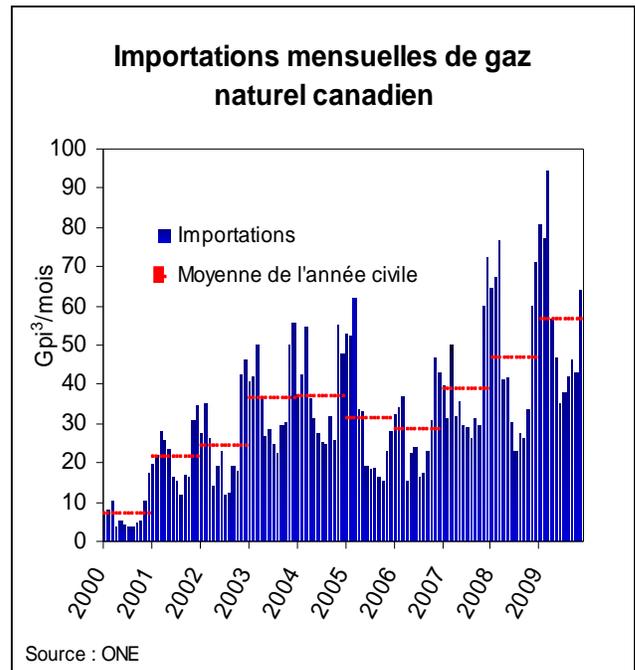
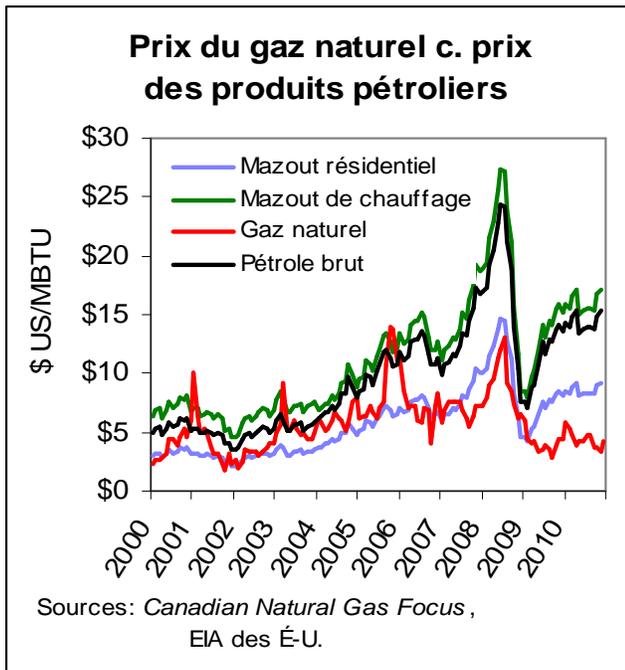
## Prix du marché du gaz naturel en Amérique du Nord, 2010



Ce lien entre les prix était relativement fort jusqu'en 2006 environ. Toutefois, les prix du gaz naturel et du pétrole se sont dissociés. La hausse des prix du pétrole, combinée à l'abondance des approvisionnements en gaz naturel en Amérique du Nord et aux prix faibles qui en découlent, a maintenu les prix du gaz naturel bien en dessous des prix du mazout destiné au marché résidentiel au cours des dernières années. La dissociation des prix des produits pétroliers et du gaz naturel laisse supposer que tous les consommateurs du

secteur industriel qui étaient en mesure de passer au gaz naturel l'avaient déjà fait. Par ailleurs, alors que les prix des produits pétroliers sont établis dans un marché mondial, ceux du gaz naturel sont encore principalement établis dans le continent.

Les prévisions à l'effet que les prix du pétrole et du gaz naturel demeureront dissociés incitent l'industrie à promouvoir l'utilisation du gaz naturel comme source de carburant moins coûteuse et plus environnementale.



## Importations, exportations et recettes de gaz naturel

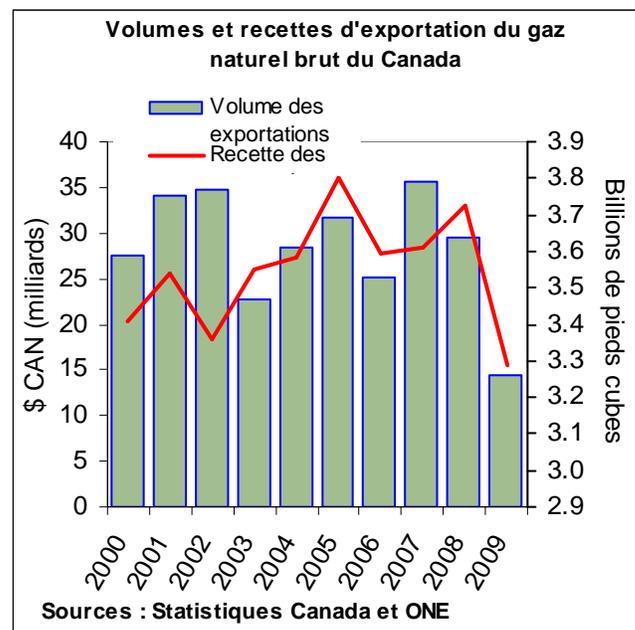
Le Canada répond à ses besoins en gaz naturel avec ses propres sources et exporte l'excédent. Il exporte aux É.-U. environ 63 % de sa production de gaz. En 2009, 87 % des importations de gaz naturel aux É.-U. provenaient du Canada.

Le tableau ci-dessous présente les importations et les exportations de gaz naturel canadien en 2008 et 2009. Le volume des exportations de gaz canadien avait diminué de 11 % en 2009. Les prix et les recettes d'exportation ont chuté encore plus, à savoir de 47 % et 53 %, respectivement. Ce déclin est directement attribuable à un recul de la production de gaz naturel. En effet, une diminution de la

| Importations et exportations de gaz naturel |         |         |           |
|---|---------|---------|-----------|
|   | 2008    | 2009    | Évolution |
| <b>Exportations (brutes)</b>                |         |         |           |
| Volume (Tpi <sup>3</sup> )                  | 3,6     | 3,3     | -11 %     |
| Prix d'exportation moy. (\$ CAN/GJ)         | 8,41 \$ | 4,42 \$ | -47 %     |
| Recettes d'exportation (milliards)          | 33,1 \$ | 15,5 \$ | -53 %     |
| <b>Importations (brutes)</b>                |         |         |           |
| Volume (Tpi <sup>3</sup> )                  | 562     | 702     | 25 %      |
| Prix d'importation moy. (\$ CAN/GJ)         | 8,59 \$ | 4,85 \$ | -44 %     |
| Dépenses d'importation (milliards)          | 5,17 \$ | 3,63 \$ | -30 %     |
| <b>Exportations nettes</b>                  |         |         |           |
| Volume (Tpi <sup>3</sup> )                  | 3 083   | 2 554   | -17 %     |
| Recettes d'exportation nettes (milliards)   | 27,9 \$ | 11,9 \$ | -57 %     |

Sources : ONE, Statistique Canada

production entraîne habituellement une baisse des exportations plutôt que de la consommation au pays. La baisse correspondante des recettes d'exportation a causé un important déficit de la balance commerciale du Canada, comme on peut le constater dans le graphique de la page suivante.

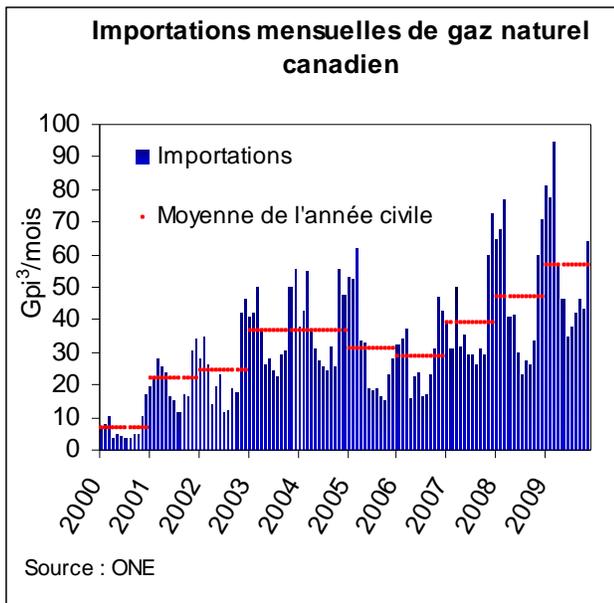


La majorité des importations de gaz naturel proviennent des É.-U. Toutefois, en juin 2009, le Canada a accueilli son premier porteur de GNL au terminal Canaport à Saint John, au Nouveau-Brunswick.

En 2009, les importations ont atteint un niveau record de 702 Gpi<sup>3</sup>, soit une hausse de 25 %

par rapport à 2008. Une partie du gaz exporté du Canada est importé de nouveau. Les importations de gaz naturel ont augmenté au fil du temps parce que les acheteurs du sud de l'Ontario trouvent que le gaz importé des É.-U. est moins cher.

Le graphique ci-dessous montre l'instabilité et les fluctuations saisonnières des importations de gaz naturel. Ces dernières doublent habituellement au cours des mois d'hiver afin de répondre à la demande de l'Ontario et du Québec pour assurer le chauffage. On constate également que le Canada importe de plus en plus de gaz des É.-U.



# Revue 2009 – Marchés des produits pétrolier

## Structure du marché

Les prix des produits pétroliers canadiens sont essentiellement établis dans un marché mondial. Par exemple, les prix de gros de l'essence canadienne sont fonction des prix de référence aux É.-U., comme le prix dans le port de New York. Ces prix de référence reflètent le prix international du brut et d'autres facteurs tels que la demande saisonnière et les niveaux de stocks. Les prix canadiens de gros doivent demeurer concurrentiels aux prix de référence aux É.-U. parce que si les prix des produits des raffineries canadiennes étaient moins élevés, les produits sortiraient du pays. Par ailleurs, des prix plus élevés inciteraient les mercaticiens à importer des produits à coût moins élevé. Le prix du pétrole brut influe habituellement sur celui des produits pétroliers raffinés. Toutefois, il arrive que les prix du pétrole brut et des produits pétroliers aillent à l'opposé.

## Demande de produits pétroliers

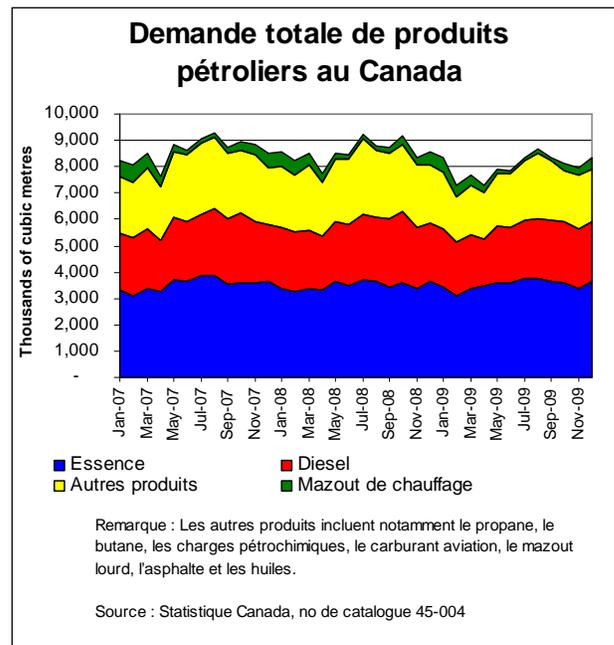
La demande de produits pétroliers raffinés (essence, diesel, mazout de chauffage et autres produits) au Canada varie en fonction des saisons (p. ex., demande accrue de l'essence au cours de l'été et de mazout de chauffage en hiver).

La demande de produits raffinés au Canada a chuté en 2008 et en 2009 en raison du ralentissement économique à l'échelle mondiale. En 2009, les ventes totales ont diminué de 6,5 milliards de litres (40,6 millions de barils) par rapport à l'année précédente, pour s'établir à 96,6 milliards de litres (607,2 millions de barils).

### Essence

En 2009, les Canadiens ont consommé 42,3 milliards de litres (266 millions de barils) d'essence, soit une hausse de 0,6 milliard de litres (3,5 millions de barils) par rapport à 2008. La consommation avait reculé de plus de 0,5 milliard de litres en 2008.

Au cours de la dernière partie de 2008 et du premier trimestre de 2009, la demande d'essence a diminué en raison du



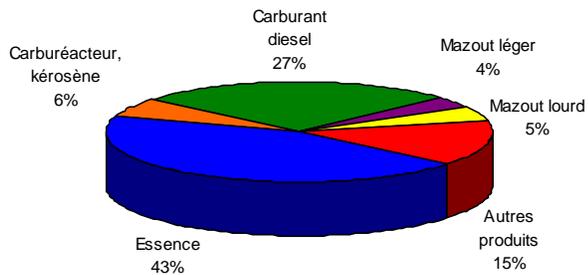
ralentissement économique. Elle a ensuite graduellement augmenté, avec la hausse habituelle au cours de la saison estivale. À la fin de l'année, les ventes annuelles d'essence avaient augmenté aux niveaux de 2008.

C'est dans le marché de l'Ontario que l'on enregistre 39 % des ventes d'essence au Canada, suivi de celui du Québec (21 %), de l'Alberta (13 %), de la Colombie-Britannique (11 %) et de l'Atlantique (7 %).

### Diesel

En 2009, les ventes de carburant diesel au pays s'élevaient à 26 milliards de litres (163,5 millions de barils), soit 8 % de moins que l'année précédente. La demande à la hausse du diesel en 2007 et 2008 reflète une forte croissance de l'économie canadienne et le nombre de plus en plus élevé des véhicules au diesel. Elle était en grande partie attribuable à la consommation accrue de diesel dans les secteurs de l'agriculture, de l'exploitation minière et de l'énergie dans l'ouest du pays. Toutefois, en 2009, la récession a mis fin à cette tendance à la hausse depuis 7 ans.

## Ventes nationales de produits pétroliers raffinés, 2009



Source: Statistics Canada, 57-601

En 2009, c'est dans les provinces de l'Ouest et les territoires que l'on enregistrait environ 49 % des ventes de diesel, suivi de l'Ontario (25 %), du Québec (18 %) et des provinces de l'Atlantique (8 %).

### Mazout léger

Le mazout léger, aussi appelé mazout de chauffage, représente moins de 4 % de la demande totale de produits pétroliers au Canada. La demande totale de mazout léger s'élevait à 3,4 milliards de litres en 2009, soit 0,4 milliard de litres ou 10 % de moins qu'en 2008. Cette baisse reflète principalement un gain de la part de marché du gaz naturel et de l'électricité pour le chauffage en Ontario et au Québec. Depuis 2003, la demande de mazout léger a diminué de plus de 35 %.

Environ 10 % des habitations canadiennes sont chauffées au mazout. Les ventes de mazout de chauffage sont concentrées dans l'est du Canada. En 2008, les provinces de l'Atlantique représentaient environ 39 % des ventes au pays, le Québec, 32 %, l'Ontario, 24 % et le reste du Canada, 5 %.

On enregistre une forte consommation de mazout de chauffage dans les provinces de l'Atlantique, avec plus de la moitié des ménages utilisant cette source d'énergie pour combler au moins une partie de leurs besoins. C'est à l'Île-du-Prince-Édouard que l'utilisation du mazout est de loin la plus élevée, avec près de 85 p. 100 de tous les ménages chauffant au mazout. Malgré le faible pourcentage de

ménages au Québec et en Ontario se chauffant avec ce combustible, les ventes de mazout de chauffage dans ces provinces représentent plus de la moitié de la consommation totale au Canada en raison de la taille des marchés.

Dans l'Ouest canadien, le gaz naturel est le combustible de choix pour chauffer les habitations. Une quantité minimale de mazout de chauffage est utilisée dans les Prairies, et ce combustible ne représente que 3 % environ du marché du chauffage des habitations en Colombie-Britannique.

### Autres produits pétroliers raffinés

Sont au nombre des autres produits pétroliers raffinés les mazouts lourds, le carburant pour l'aviation, l'asphalte, les charges pétrochimiques, le coke, le gaz de pétrole liquéfié (GPL), l'huile de graissage et la graisse. En 2009, ces produits représentaient environ 36 % des ventes de produits pétroliers au Canada.

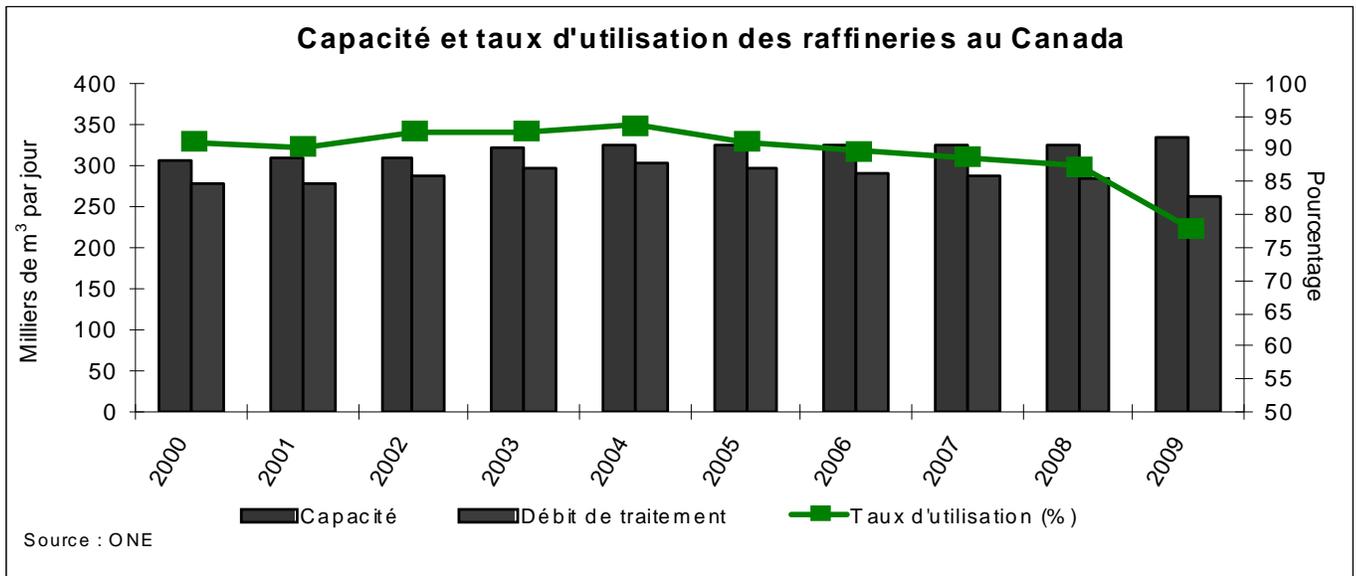
En 2009, la demande de mazout lourd a chuté de 23 % (1,5 milliard de litres), passant à 4,9 milliards de litres. Ceci représente 6 % de la demande totale de produits pétroliers au pays. Le mazout lourd est utilisé dans le secteur industriel, pour le transport maritime et la production d'électricité.

Au cours de la même année, la demande de mazout lourd s'élevait à 41 % au Québec et à 27 % dans les provinces de l'Atlantique. Seulement 32 % environ de la demande de mazout lourd provenait de l'Ontario et de l'Ouest canadien, les industries dans ces régions ayant un plus grand accès au gaz naturel produit dans les provinces de l'Ouest.

Étant donné que les autres produits raffinés désignent habituellement un faible volume de produits de spécialité ayant peu de substituts, leur demande est quelque peu insensible au prix du pétrole brut. Toutefois, la consommation n'est pas sans lien avec la santé de l'économie, et la demande de ces produits a chuté au cours de la dernière récession.

### Aperçu de l'approvisionnement

Les produits pétroliers sont fabriqués en raffinant le pétrole brut. En 2009, 11 entreprises exploitaient des raffineries au Canada. Seules les sociétés Imperial Oil, Shell et Suncor



Energy (Suncor et Petro-Canada ont été fusionnés en 2009) exploitent plus d'une raffinerie et commercialisent des produits à l'échelle nationale. Les autres entreprises exploitent habituellement une seule raffinerie et commercialisent leurs produits dans une région donnée.

Sont au nombre des raffineries régionales, Irving Oil (Nouveau-Brunswick), North Atlantic Refining (Terre-Neuve-et-Labrador) et Ultramar (Québec) dans l'est du pays, et Federated Co-op (Saskatchewan), Husky et Chevron (Colombie-Britannique) dans l'ouest.

Des 19 raffineries œuvrant au Canada, 16 produisent une vaste gamme de produits pétroliers. L'installation de Husky, à Lloydminster, en Alberta, et l'usine de Moose Jaw Asphalt à Moose Jaw, en Saskatchewan, sont principalement des usines d'asphalte produisant un petit nombre d'autres produits. L'installation de Nova Chemicals à Sarnia, en Ontario, est une usine de produits pétrochimiques qui fabrique également certains produits distillés.

Il y a trois principaux centres de raffinage au Canada (Edmonton, Sarnia et Montréal), mais on trouve au moins une raffinerie dans la plupart des provinces. Toutefois, les provinces du Manitoba et de l'Île-du-Prince-Édouard ainsi que les territoires n'ont aucune capacité de raffinage.

Il importe d'examiner la capacité et les taux d'utilisation des raffineries afin de comprendre les facteurs financiers liés à la construction de

nouvelles raffineries et à la concurrence pour les produits pétroliers. Dans l'ensemble, bien que la capacité de raffinage au Canada ait légèrement augmenté au cours des dix dernières années (en dépit de la fermeture de la raffinerie de Petro-Canada en Ontario en 2005), les taux d'utilisation ont diminué régulièrement depuis 2004. Ils ont diminué de façon plus marquée en 2009 en raison d'une moins grande demande de produits pétroliers, du ralentissement économique peu favorable aux activités de raffinage et de fermetures non prévues.

### **Taux d'utilisation des raffineries selon les régions**

La figure ci-dessus montre la capacité et le taux d'utilisation des raffineries canadiennes. Selon les rapports de l'Office national de l'énergie sur le volume hebdomadaire de pétrole brut, l'industrie canadienne du raffinage produit habituellement à plus de 90 % de sa capacité. Toutefois, en 2008, l'industrie fonctionnait à une capacité moyenne de 87 %. Cette baisse a atteint 78 % en 2009 – le taux le moins élevé en dix ans. Essentiellement, la faible demande de produits pétroliers causée par le ralentissement économique et les piètres conditions financières pour le raffinage ont entraîné une baisse de l'utilisation.

En 2009, les taux d'utilisation dans les provinces de l'Atlantique sont demeurés au-dessus de la moyenne canadienne, en partie en raison des exportations continues aux É.-U. et dans d'autres provinces canadiennes.

Toutefois, les taux d'utilisation des raffineries dans l'ouest du pays ont chuté en dessous de 65 % en 2009 en raison de l'interruption de la production dans certaines raffineries attribuable à des travaux d'entretien prévus et des arrêts non prévus ainsi qu'à des problèmes aux installations de valorisation qui ont perturbé l'approvisionnement aux raffineries de pétrole.

Les raffineries étant de plus en plus complexes, les arrêts non prévus sont devenus plus courants au cours des dernières années, en particulier dans l'ouest du Canada. En raison de la géographie du pays et du petit nombre de raffineries dans certaines régions, un arrêt de production dans une seule raffinerie peut réduire considérablement l'approvisionnement local en produits pétroliers.

### **Niveaux de stocks des produits pétroliers**

Au cours de la dernière décennie, les raffineurs ont rationalisé leurs activités afin de réduire les coûts et d'améliorer les taux de rendement. Un des éléments clés de cette démarche est la réduction au minimum des stocks requis pour mener les activités normales.

Afin d'assurer l'approvisionnement et la distribution des produits pétroliers, les raffineurs et les détaillants conservent des stocks de divers produits à des endroits stratégiques de la chaîne de distribution. Si l'approvisionnement en pétrole brut importé ou canadien était interrompu pour une raison ou une autre, ou si le réseau de distribution tombait en panne, les entreprises pourraient se rabattre sur leurs stocks pour répondre aux besoins à court terme pendant qu'elles cherchent des solutions.

Pour certains produits, comme l'essence et le mazout léger, le niveau des stocks varie considérablement au cours de l'année. La demande de ces produits est très saisonnière et durant la période de consommation de pointe, elle peut dépasser la capacité de production des raffineries. Les raffineurs doivent donc parer aux pointes en se constituant des réserves. Les stocks d'essence s'accumulent durant le premier trimestre de l'année et sont écoulés durant les mois d'été pour suppléer à la production des raffineries. Les stocks de mazout léger augmentent à l'automne, et les distributeurs y font des

prélèvements durant les mois les plus froids de l'hiver lorsque la demande est à son maximum.

Les raffineurs constituent également des stocks de tous les produits en prévision des arrêts d'entretien réguliers des raffineries (remises en état). La fréquence des remises en état peut varier d'une par année à une tous les deux ou trois ans, et la remise en état d'une raffinerie exige parfois la fermeture complète de l'usine pendant plusieurs semaines. Les raffineurs parent à cette éventualité en constituant des stocks de produits qui pourront être utilisés pendant les périodes d'arrêt. Les raffineurs canadiens maintiennent habituellement des stocks d'essence et de diesel de 21 à 26 jours.

### **Commerce de produits pétroliers**

La production et les ventes au Canada d'essence, de diesel et d'autres produits pétroliers varient selon les saisons. La production canadienne était par le passé nettement supérieure à la consommation. Toutefois, les importations, en particulier d'essence, sont requises à l'occasion lorsqu'il y a des arrêts de production et que la demande est élevée.

### **Régions fabricant des produits pétroliers au Canada**

Le Canada a quatre régions distinctes d'offre et de demande pour les produits pétroliers :

- 1) provinces de l'Atlantique;
- 2) Québec;
- 3) Ontario;
- 4) Ouest canadien.

Parfois, les importations, les exportations et les transferts interrégionaux jouent un rôle important dans l'établissement d'un équilibre entre l'offre et la demande dans chacune de ces régions.

Le Canada importe et exporte des produits pétroliers. Bien que la production ait par le passé été nettement plus élevée que la consommation, la hausse de la demande au pays signifie désormais que des importations sont plus souvent requises afin d'établir un équilibre dans les marchés nationaux.

| <b>Importations et exportations régionales<br/>(milliers de mètres cubes)</b> |                |                    |
|---|----------------|--------------------|
| <b>2009</b>   | <b>Essence</b> | <b>Distillats*</b> |
| <b>Ouest du Canada</b>  |                |                    |
| Production nette  | 12 580         | 13 196             |
| Ventes nationales   | 14 141         | 12 862             |
| Importations nettes   | 1 185          | - 587**            |
| Transferts interrégionaux nets  | - 57**         | - 316**            |
| <b>Ontario</b>  |                |                    |
| Production nette  | 10 182         | 5 666              |
| Ventes nationales   | 16 354         | 7 343              |
| Importations nettes   | 478            | - 564**            |
| Transferts interrégionaux nets  | 4 987          | 2 097              |
| <b>Est du Canada</b>  |                |                    |
| Production nette  | 20 618         | 17 009             |
| Ventes nationales   | 11 824         | 9 220              |
| Importations nettes   | - 4 244**      | - 5 908**          |
| Transferts interrégionaux nets  | - 4 929**      | - 1 782**          |
| <b>Canada</b>   |                |                    |
| Production nette  | 43 379         | 35 871             |
| Ventes nationales   | 42 319         | 29 425             |
| Importations nettes   | - 2 582**      | - 7 059**          |

Remarques : \* Inclut le diesel et le mazout léger.

\*\*Ces données indiquent le mouvement des produits pétroliers quittant la province/région.

Source : Statistique Canada

## Provinces de l'Atlantique

Les raffineries canadiennes de l'Atlantique exportent de grandes quantités d'essence, principalement vers les ports d'embarquement de l'Est américain. En effet, en 2008, 65 % des produits fabriqués dans les provinces de l'Atlantique étaient exportés, ce qui représente plus de 77 % des exportations totales du Canada de produits pétroliers raffinés. Les raffineurs de cette région ont très bien réussi à commercialiser aux É.-U. leurs produits à faible teneur en soufre. En 2008, la société Irving Oil a annoncé ses plans de construction d'une nouvelle raffinerie de pétrole, le projet Eider Rock, qui pourrait traiter jusqu'à 300 000 barils de pétrole brut par jour. Toutefois, en juillet 2009, la société et son partenaire BP ont annoncé que le projet proposé était reporté.

En plus d'être un grand exportateur de produits pétroliers aux É.-U., le Canada atlantique a aussi un bon accès aux importations. Les raffineurs de cette région doivent concurrencer

avec l'offre provenant du nord-est des États-Unis et de l'Europe.

## Région du Québec et de l'Ontario

Les marchés du Québec et de l'Ontario sont de plus en plus intégrés, une portion importante de la production du Québec étant transportée à Toronto par le pipeline Trans-Nord. Le Québec sert aussi de passerelle à l'Ontario pour l'importation de produits.

### Ouest du Canada

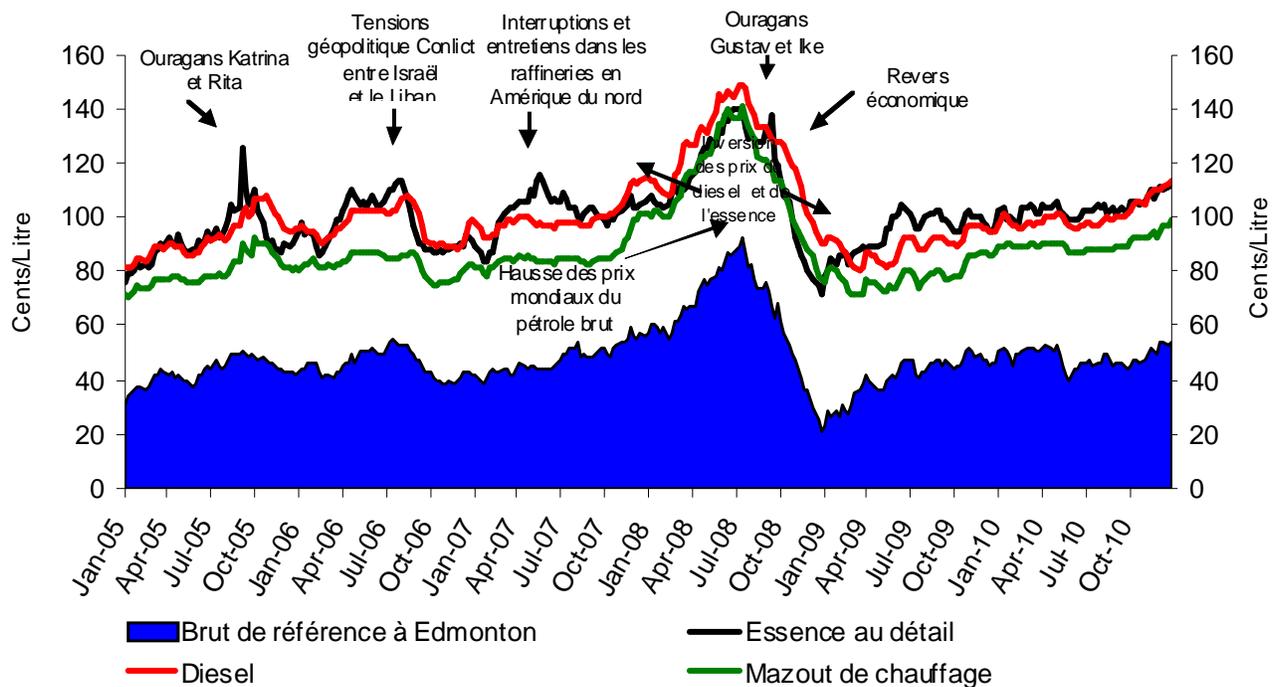
Dans l'Ouest canadien, l'équilibre entre l'offre et la demande de produits pétroliers est devenu de plus en plus précaire en raison du fait qu'une grande partie de cette région n'a pas de littoral et que l'accès aux sources d'approvisionnement d'autres régions est limité. Les raffineries fonctionnent depuis plusieurs années à presque pleine capacité. Toutefois, en raison des contraintes d'approvisionnement causées par les remises en état prévues ainsi que les fermetures et les périodes d'entretien non prévues, la région est devenue un importateur net d'essence et de distillats en 2007 et 2008 et d'essence en 2009.

### Prix des produits pétroliers

Les prix de l'essence au Canada ont été plus stables en 2009 et s'établissaient en moyenne à 0,95 \$ le litre. Ceci est une baisse de 0,19 \$ le litre par rapport à 1,14 \$ le litre en 2008, année où on enregistrait une forte demande de l'essence et des prix record du pétrole brut. En raison de ces facteurs, les prix de détail ont atteint un sommet de 1,40 \$ à la mi-juillet en 2008. Toutefois, une diminution marquée a rapidement suivi en raison d'une baisse des prix du brut et, à la fin de 2008, les prix de l'essence s'établissaient à un faible 0,72 \$ le litre.

Les prix moyens du diesel étaient de 1,25 \$ le litre en 2008, soit une hausse de 25 cents le litre comparativement à 2007. À l'instar des prix de l'essence, les prix du diesel ont augmenté considérablement pour atteindre un sommet sans précédent de 1,49 \$ le litre à la mi-juillet. Ils ont ensuite diminué régulièrement jusqu'à la fin de l'année. Après avoir commencé l'année avec cette tendance à la baisse, les prix du diesel se sont établis à 0,90 \$ le litre en moyenne en 2009. Entre septembre 2007 et

## Comparaison des prix de l'essence, du diesel, du mazout de chauffage et du pétrole brut



février 2009, les prix du diesel étaient anormalement plus élevés que ceux de l'essence en raison d'une forte croissance de la demande de diesel à l'échelle mondiale par rapport à d'autres produits pétroliers. Cependant, cette situation a été renversée plus tard avec le déclin de l'activité économique et ses répercussions sur les secteurs de la construction, de l'agriculture et des transports. Les prix du diesel ont baissé et sont demeurés en dessous des prix de l'essence pour le reste de 2009.

On peut trouver les prix actuels et passés de l'essence et du diesel dans le site Web d'*Info-carburant* de RNCAN à l'adresse [www.info-carburant.rncan.gc.ca](http://www.info-carburant.rncan.gc.ca).

### Taxes à la consommation sur les produits pétroliers

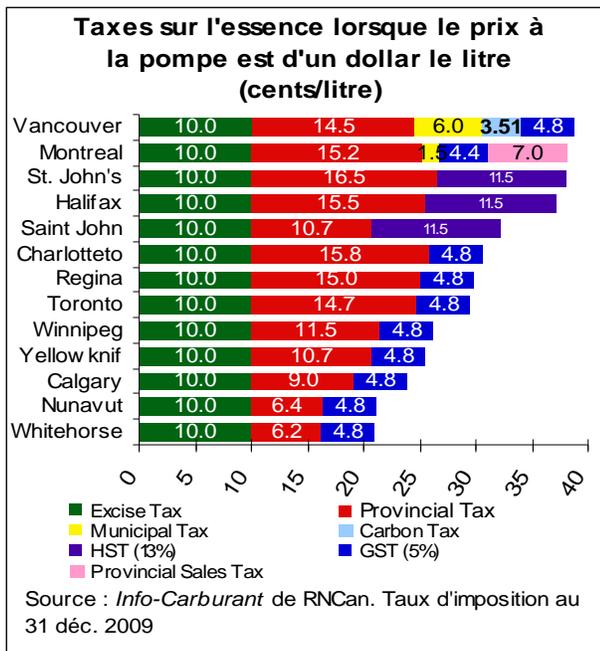
Les taxes sont un élément important des prix de détail à la pompe de l'essence et du diesel. Selon l'endroit, des taxes fédérales et provinciales et, dans certains cas, des taxes municipales et sur les émissions carboniques sont imposées sur ces produits.

En 2008 et 2009, d'importantes modifications ont été apportées aux taxes à la consommation

des produits pétroliers. Les taxes d'accise fédérales sur l'essence et le diesel sont restées les mêmes à 0,10 \$ et 0,04 \$ le litre, respectivement. L'autre composant de la taxe fédérale, la taxe sur les biens et services (TPS), et par conséquent la taxe de vente harmonisée (TVH)<sup>10</sup>, ont été réduites de 1 % le 1<sup>er</sup> janvier 2008, passant respectivement à 5 % et à 13 % (la portion fédérale de la TVH est la même dans toutes les provinces).

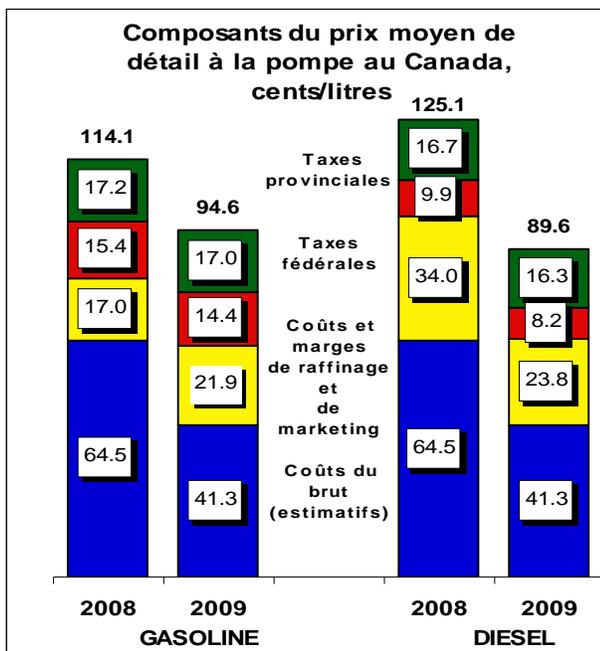
Le 1<sup>er</sup> juillet 2008, la Colombie-Britannique a introduit une taxe sur les émissions carboniques pour tous les produits pétroliers utilisés pour produire de l'énergie et de la chaleur. C'est la première province à avoir adopté ce type de taxe, qui est une taxe à la consommation, payable au moment de l'achat. Le taux de la taxe sur les émissions carboniques était initialement établi en fonction de la valeur des équivalents de dioxyde de carbone de 10 \$ la tonne et augmentera par tranche de 5 \$ tous les 1<sup>er</sup> juillet jusqu'à ce qu'elle atteigne 30 \$ le 1<sup>er</sup> juillet 2012. Au 1<sup>er</sup> juillet 2008, la taxe sur les émissions

<sup>10</sup> La TPS et la taxe de vente provinciale ont été harmonisées à Terre-Neuve-et-Labrador, en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick.



carboniques était de 2,34 cents le litre pour l'essence et de 2,69 cents le litre pour le diesel et le mazout de chauffage. Au 1<sup>er</sup> juillet 2009, elle avait augmenté à 3,51 cents et 4,04 cents le litre, respectivement.

La figure ci-dessus donne un aperçu de la ventilation de la taxe prélevée sur un litre d'essence par certains centres du Canada en fonction des taux d'imposition au 1<sup>er</sup> décembre 2009. L'annexe A renferme un tableau de toutes les taxes fédérales, provinciales et municipales visant les produits pétroliers, y compris le diesel et le mazout de chauffage.



## Importations, exportations et recettes des produits pétroliers

En 2009, les recettes d'exportation canadiennes obtenues des produits finis s'élevaient à 12 milliards de dollars, soit une baisse de 33 % par rapport à 2008, année où les prix des produits avaient atteint un niveau record. Les coûts totaux des importations étaient d'environ 7 milliards de dollars, soit une baisse de 33 %, pour des recettes d'exportation nettes d'environ 5 milliards de dollars. En 2009, les exportations de produits finis avaient chuté de 3 %, passant à 24,9 milliards de litres, alors que les importations des produits finis au Canada avaient diminué de 13 %, passant à 15,9 milliards de litres. Dans l'ensemble, les exportations nettes de produits finis en 2009 s'élevaient à 9,1 milliards de litres comparativement à 7,3 milliards de litres en 2008.

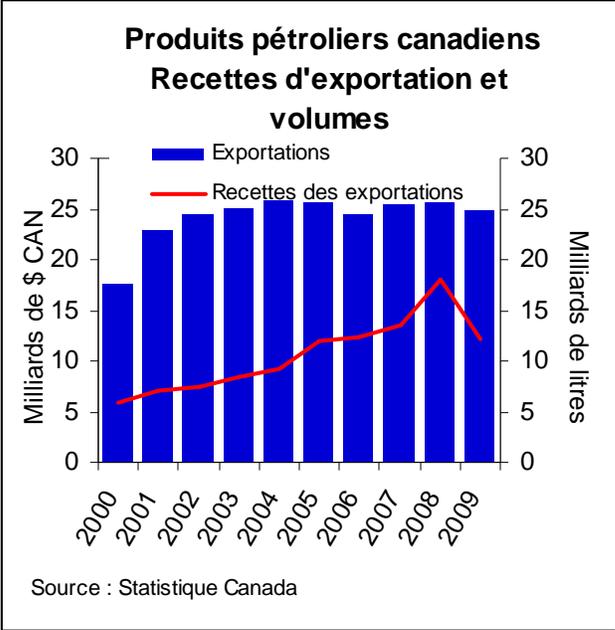
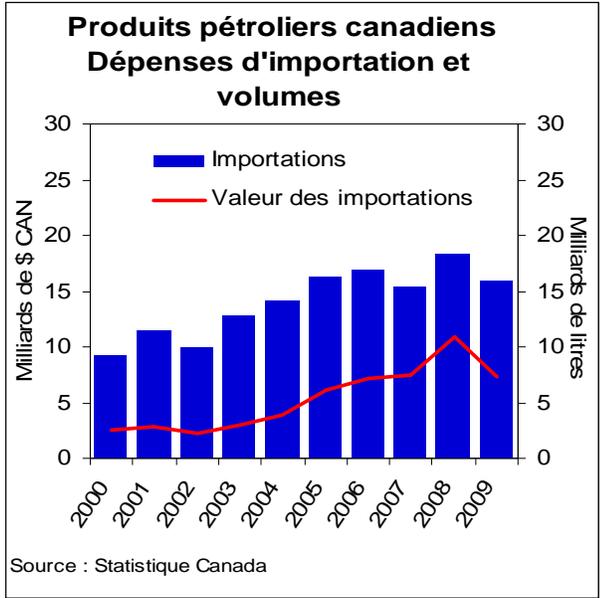
| Exportations et importations de produits pétroliers |         |         |           |
|---|---------|---------|-----------|
|   | 2008    | 2009    | Évolution |
| <b>Exportations (brutes)</b>                        |         |         |           |
| Volume (milliards de litres)                        | 25,6    | 24,9    | -3 %      |
| Recettes d'exportation (milliards)                  | 18,0 \$ | 12,1 \$ | -33 %     |
| <b>Importations (brutes)</b>                        |         |         |           |
| Volume (milliards de litres)                        | 18,3    | 15,9    | -13 %     |
| Dépenses d'importation (milliards)                  | 10,9 \$ | 7,4 \$  | -33 %     |
| <b>Exportations nettes</b>                          |         |         |           |
| Volume (milliards de litres)                        | 7,3     | 9,1     | +25 %     |
| Recettes d'exportation nettes (milliards)           | 7,1 \$  | 4,8 \$  | -32 %     |

Source : Statistique Canada

Bien que les recettes d'exportation fussent à la hausse au cours des dix dernières années - à l'exception de 2008 et 2009, années au cours desquelles les prix des produits pétroliers ont été considérablement volatiles - les volumes des exportations ont été généralement de l'ordre de 23 à 26 milliards de litres par an depuis 2000. La plupart de ces exportations proviennent de l'est du Canada où les deux raffineries fabriquent un volume important de produits destinés aux marchés nord-américains. Cependant, durant la même période, il y a eu une tendance accrue aux importations de ces produits pour satisfaire la demande au Québec et en Ontario.

La Fermetures de raffineries, les perturbations à court terme, les spécifications de nouveaux produits et l'accroissement de la demande sont quelques-uns des facteurs qui ont accentués cette tendance.

Les exportations nettes de produits pétroliers raffinés étaient de 9,1 milliards de litres en 2009. Nonobstant la hausse des importations et des exportations au cours de la dernière décennie, les exportations nettes sont demeurées relativement inchangées par rapport à 2000.

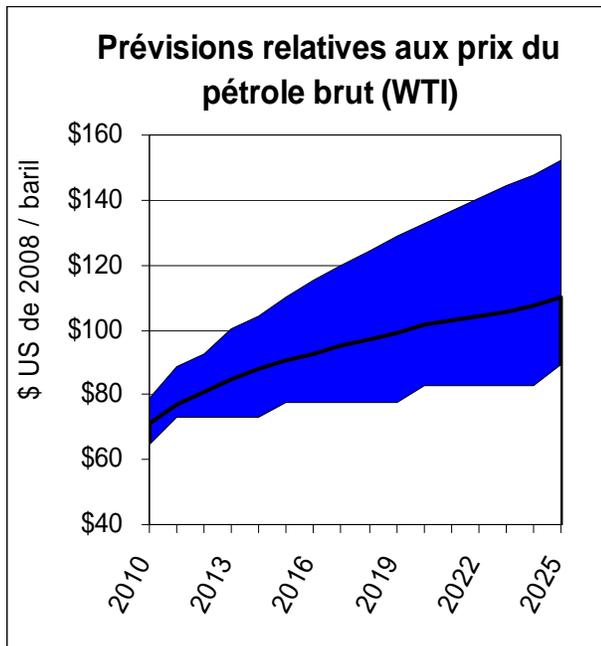


# Perspectives jusqu'en 2030

Les prévisions énergétiques contribuent à élaborer des politiques. La Direction des ressources pétrolières de RNCAN ne prépare pas ses propres prévisions; à la place, elle sollicite des prévisions publiques et privées de l'industrie, y compris du Ziff Energy Group. Toutefois, au sein de RNCAN, la Direction de la politique énergétique prépare des perspectives sur les prix du pétrole et du gaz naturel dans le cadre de ses perspectives énergétiques. Ensemble, ces prévisions donnent une bonne idée des attentes du marché. Les graphiques illustrent la fourchette des prévisions minimales et maximales, ainsi que la moyenne de toutes les prévisions pour les prix, la production et la demande du pétrole brut et du gaz naturel.

## Prévisions pour le pétrole brut

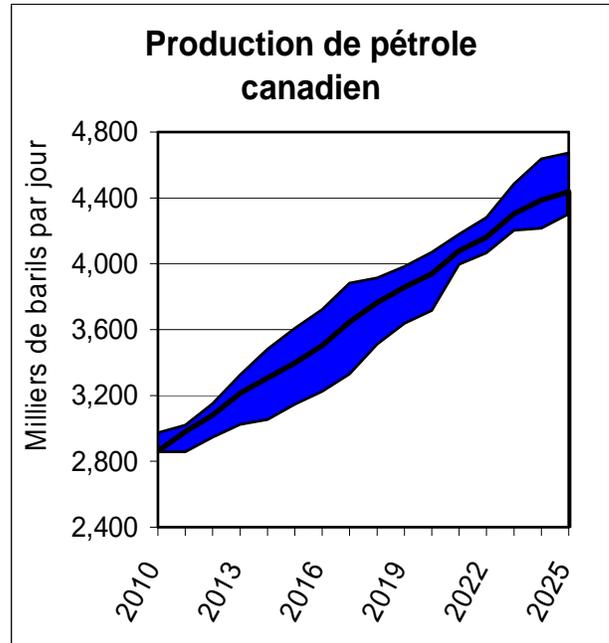
On prévoit généralement une hausse des prix du pétrole brut au cours des prochaines décennies. Signalons le fait que les prévisions pour le pétrole brut tiennent habituellement compte des conditions actuelles du marché et que les prix sont ensuite extrapolés dans l'avenir. Compte tenu de la difficulté de prévoir tous les facteurs pouvant avoir une incidence sur le prix du pétrole, il n'y a aucun consensus sur les prix dans l'avenir.



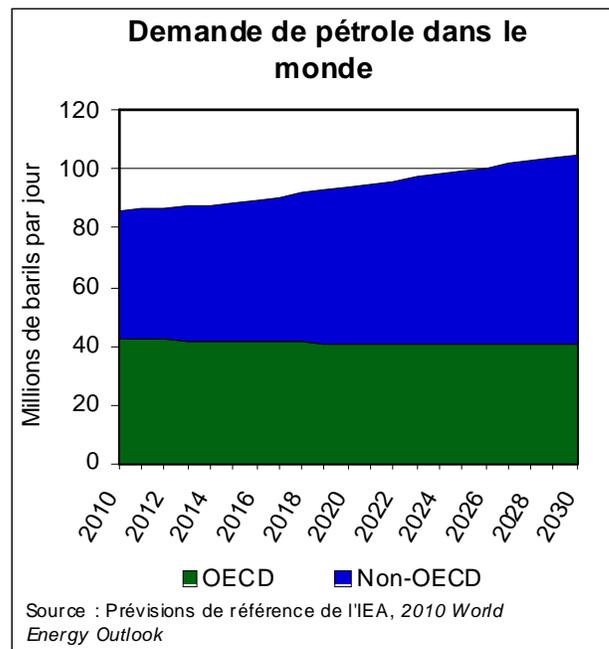
Le graphique ci-dessus montre la fourchette des prévisions des prix du pétrole à long terme.

Ces prévisions, dont la majorité vont jusqu'à 2025, reflètent une récente perception de l'orientation des prix du pétrole.

La fourchette des prévisions montre une variation considérable. Selon toutes les prévisions, la production de pétrole brut classique diminuera au fil du temps, alors que celle des sables bitumineux occupera progressivement une plus grande part.



Dans l'ensemble, on prévoit au cours des prochaines années une hausse de la



Source : Prévisions de référence de l'IEA, 2010 World Energy Outlook

production du pétrole brut au Canada, qui sera dominée par les sables bitumineux.

Signalons le fait que le Canada est le seul pays membre de l'OCDE dont la production de pétrole brut est à la hausse. La principale source de variation dans toutes les prévisions est la mesure dans laquelle la production de sables bitumineux prendra de l'essor au cours des prochaines décennies.

Dans l'ensemble, on prévoit que la production de sables bitumineux pourrait plus que doubler au Canada pour atteindre environ 3 Mb/j d'ici 2020. La production totale de pétrole brut, principalement les sables bitumineux, pourrait excéder 4,5 Mb/j au Canada d'ici 2025.

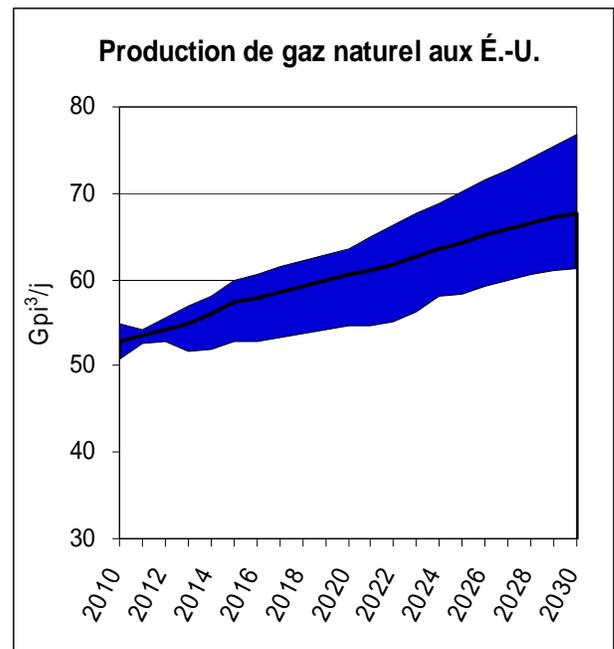
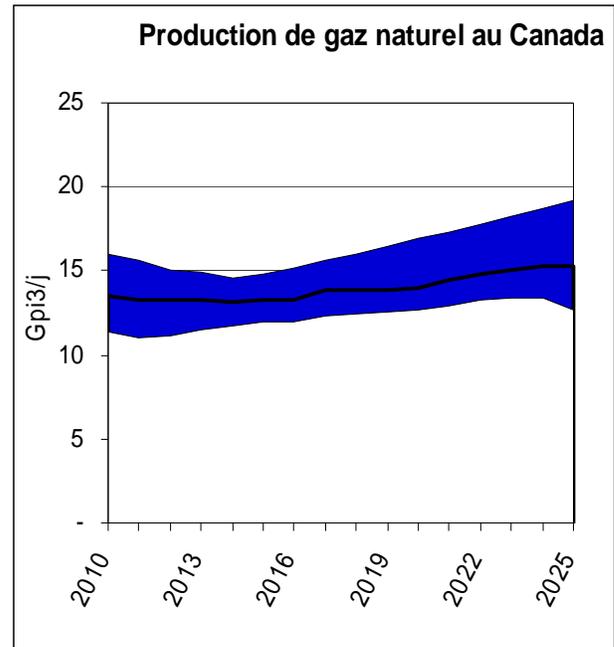
Le Canada possède un excédent net important et croissant de pétrole brut. Le marché national de la production des sables bitumineux prendra de l'ampleur à mesure que la production augmentera. L'excédent à la hausse de la production de pétrole brut du Canada contribuera à répondre à la demande de pétrole dans le marché américain et pourrait être exporté à de nouveaux marchés en Asie.

Entre 2009 et 2030, les prévisions de référence montrent une hausse de 1 % par année de la demande de pétrole à l'échelle mondiale, qui est entièrement attribuable à la demande des pays non membres de l'OCDE, en particulier en Asie. En fait, la Chine et l'Inde devraient, à elles seules, représenter près des deux tiers de l'augmentation de la demande.

La demande de pétrole des pays non membres de l'OCDE, y compris ceux d'Amérique du Nord, devrait diminuer.

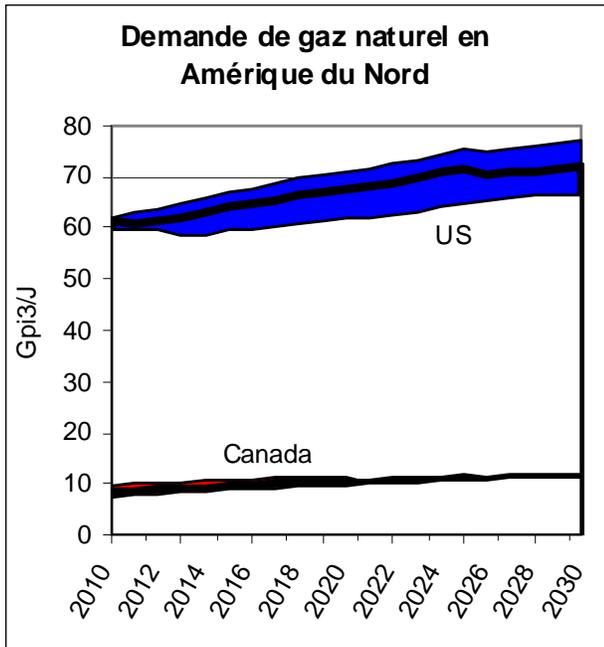
### **Prévisions pour le gaz naturel**

Une enquête sur les prévisions relatives à la production de gaz naturel au Canada, la plupart allant jusqu'à 2025, montre une grande variation, en particulier à long terme. Dans tous les cas, on prévoit une baisse au cours des prochaines années. À l'exception du scénario des bas prix de l'ONE, la plupart des prévisions anticipent le rétablissement de la production canadienne à long terme. La principale cause de la variation dans toutes les prévisions est la mesure dans laquelle la production de gaz de schiste au Canada prendra de l'essor au cours des prochaines décennies.



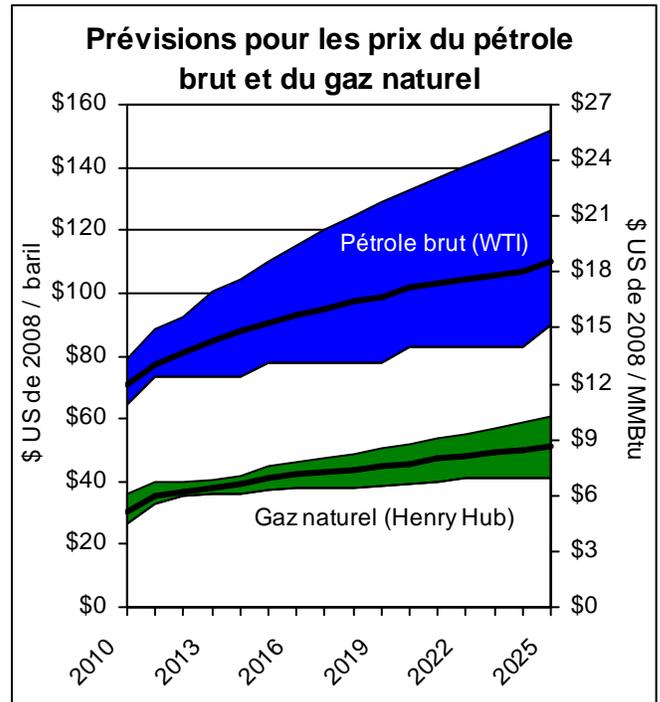
Les attentes face à la production sont plus optimistes pour les É.-U. où, selon toutes les prévisions examinées, la production sera considérablement plus élevée à long terme. Les attentes concernant l'accroissement de l'approvisionnement reflètent l'optimisme renouvelé relativement à la valorisation du gaz de schiste aux É.-U.

On prévoit une hausse de la demande de gaz naturel à long terme. Ceci reflète une tendance continue depuis des décennies. La demande de gaz naturel augmente habituellement de 1 % par année.



Malgré cet optimisme relativement à la production du gaz non classique, les prix du gaz naturel devraient augmenter au cours de la prochaine décennie. Signalons que les prix devraient également continuer d'être considérablement moins élevés que ceux du

pétrole (selon la teneur en énergie). La récente dissociation des prix du pétrole et du gaz naturel, en grande partie en raison de la hausse de la production des gaz de schiste, devrait se maintenir à long terme.



## Annexe A – Taxes sur les produits pétroliers

### Taxes sur les produits pétroliers – 31 décembre 2009 (cents/litre)

|  | Essence    | Diesel | Propane<br>(véhicule<br>motorisé) | Mazout de<br>chauffage/ gaz<br>naturel<br>(chauffage) |
|--|------------|--------|-----------------------------------|---|
| Taxe d'accise  | 10,0       | 4,0    |                                   |   |
| Taxe sur les biens et services   | 5%         | 5%     | 5%                                | 5%  |
| OU : Taxes de vente<br>harmonisée (T.-N., N.-É. et N.-<br>B.) <sup>(1)</sup>                           | 13 %       | 13 %   | 13 %                              | 13 %  |
| Terre-Neuve-et-Labrador  | 16,5       | 16,5   | 7,0                               |   |
| Île-du-Prince-Édouard <sup>(2)</sup>   | 15,8       | 19,6   |                                   |   |
| Nouvelle-Écosse  | 15,5       | 15,4   | 7,0                               | <sup>(3)</sup>  |
| Nouveau-Brunswick  | 10,7       | 16,9   | 6,7                               |   |
| Québec <sup>(4)</sup>  | 15,2       | 16,2   |                                   |   |
| Taxe de vente du Québec  | 7,5 %      | 7,5 %  | 7,5 %                             | 7,5 %   |
| Ontario  | 14,7       | 14,3   | 4,3                               |   |
| Manitoba   | 11,5       | 11,5   | 3,0                               |   |
| Saskatchewan   | 15,0       | 15,0   | 9,0                               |   |
| Alberta  | 9,0        | 9,0    | 6,5                               |   |
| Colombie-Britannique <sup>(5)</sup>  | 14,5       | 15,0   | 2,7                               |   |
| Taxe supplémentaire sur les<br>émissions carboniques   | 3,51       | 4,04   | 2,31                              | 4,04/2,85   |
| Yukon  | 6,2        | 7,2    |                                   |   |
| Territoires du Nord-Ouest <sup>(6)</sup>   | 10,7/6,4   | 9,1    |                                   |   |
| Nunavut <sup>(6)</sup>   | 10, 7/6, 4 | 9, 1   |                                   |   |
| <b>Taxes de transport supplémentaires dans certains marchés (en plus des taxes<br/>susmentionnées)</b> |            |        |                                   |   |
| Montréal <sup>(4)</sup>  | 1,5        |        |                                   |   |
| Vancouver <sup>(5)</sup>   | 6,0        | 6,0    |                                   |   |
| Victoria <sup>(5)</sup>  | 2,5        | 2,5    |                                   |   |

#### Remarques :

- À Terre-Neuve-et-Labrador, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse, la taxe sur les biens et services (TPS) et les taxes provinciales sur les ventes au détail sont remplacées par une seule taxe harmonisée sur la valeur ajoutée, la taxe de vente harmonisée (TVH), qui vise tous les produits pétroliers.
- Depuis avril 2005, à l'Île-du-Prince-Édouard, les taxes visant l'essence et le diesel changent le premier jour du mois.
- En Nouvelle-Écosse, il y a un rabais de taxe pour la portion provinciale de la TPS au point de vente pour le mazout de chauffage.
- Au Québec, les taxes sur l'essence, le diesel et le propane sont réduites de divers montants dans certaines régions éloignées et dans un rayon de 20 kilomètres des frontières provinciales et américaines. La taxe de vente provinciale (TVQ) du Québec vise tous les produits pétroliers. À Montréal et dans les municipalités avoisinantes, une taxe urbaine supplémentaire de 1,5 ¢/l vise l'essence.
- Le 1<sup>er</sup> juillet 2008, la Colombie-Britannique a adopté une taxe sur les émissions carboniques visant les combustibles utilisés pour produire de l'énergie ou de la chaleur. Dans les régions métropolitaines de Vancouver et de Victoria, une taxe de transport supplémentaire de 6,0 ¢/l et de 2,5 ¢/l vise l'essence et le diesel, respectivement. Pour obtenir de plus amples renseignements, visitez le site Web du ministère des Finances à l'adresse [http://www.sbr.gov.bc.ca/business/Consumer\\_Taxes/consumer\\_taxes.htm](http://www.sbr.gov.bc.ca/business/Consumer_Taxes/consumer_taxes.htm).
- Dans les Territoires du Nord-Ouest et au Nunavut, la taxe sur l'essence est de 6,4 ¢/l dans les collectivités non desservies par un réseau routier.

## Acronymes

---

kb/j = millier de barils par jour

Mb/j = million de barils par jour

Gb = milliard de barils

$10^3\text{m}^3/\text{j}$  = millier de mètres cubes par jour

$10^6\text{m}^3/\text{j}$  = million de mètres cubes par jour

$\text{Mpi}^3/\text{j}$  = million de pieds cubes par jour

$\text{Gpi}^3$  = milliard de pieds cubes

$\text{Tpi}^3$  = billion de pieds cubes

EIA = Energy Information Administration

IEA = International Energy Agency

ONE = Office national de l'énergie

RNCan = Ressources naturelles Canada

OCDE = Organisation de coopération et de développement économiques

OPEP = Organisation des pays exportateurs de pétrole

## Principales sources de données

---

---

1. Energy Information Administration (EIA). *Natural Gas Monthly*
2. EIA. *Annual Energy Outlook*
3. EIA. *Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves, Annual Report*
4. Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP). *Marketable natural gas remaining established reserves in Canada.*
5. CAPP. *Statistics Handbook*
6. Statistique Canada. *Guide statistique de l'énergie*, n° de catalogue 57-601.
7. Statistique Canada. *Approvisionnement et utilisation des produits pétroliers raffinés au Canada*, n° de catalogue 45-004.
8. *Weekly Natural Gas Storage Reports* et *Gas Daily*, données de sondages sur les volumes des stocks américains et canadiens produites par l'EIA et Canadian Enerdata, respectivement.
9. GLJ Energy Publications Inc. *Canadian Natural Gas Focus.*
10. Compte des installations de forage de Baker Hughes, site Web de Baker Hughes : <http://www.bakerhughes.com>
11. Divers experts-conseils travaillant à contrat pour RNCan.
12. Ziff Energy Group
13. « Worldwide Look at Reserves and Production », *Oil and Gas Journal*, 21 décembre 2009.
14. Statistiques sur les exportations procurées à RNCan par l'Office national de l'énergie (ONE).
15. ONE. *Aperçu de la situation énergétique au Canada.*
16. ONE. *Évaluations du marché de l'énergie.*
17. ONE. *L'ABC du gaz de schistes au Canada.*
18. ONE. *Scénario de référence : Offre et demande énergétiques au Canada*, juillet 2009.
19. Energy Resources Conservation Board. *Alberta's Energy Reserves and Supply/Demand Outlook 2008-2017 (ST98-2008)*, juin 2008.
20. International Energy Agency. *World Energy Outlook 2009*, novembre 2009.
21. RNCan. *Energy Market Fact Book.*