



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

LE RÉSEAU PIPELINIER DU CANADA

ÉVALUATION D'UN MODE DE TRANSPORT



JUILLET 2009



Office national
de l'énergie

National
Energy Board

LE RÉSEAU PIPELINIER DU CANADA

ÉVALUATION D'UN MODE DE TRANSPORT

JUILLET 2009

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2009

N° de cat. NE23-143/2009F
ISBN 978-1-100-91654-5

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

Demandes d'exemplaires :

Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2009

Cat. No. NE23-143/2009E
ISBN 978-1-100-12723-1

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

Copies are available on request from:

The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

Printed in Canada

Figures et tableaux		iii
Sigles, abréviations et unités		v
Avant-propos		vii
Résumé		viii
1. Introduction		1
2. Suffisance de la capacité pipelinère		5
2.1 Écarts de prix et droits de service de transport garanti		5
2.1.1 Écarts de prix et droits de transport sur les oléoducs		5
2.1.2 Écarts de prix et droits de service garanti pour le gaz naturel		8
2.2 Utilisation de la capacité sur les principaux trajets		10
2.2.1 Oléoducs		10
2.2.2 Gazoducs		14
2.3 Répartition		19
2.3.1 Enbridge		20
2.3.2 Trans Mountain		20
2.4 Perspectives		21
2.4.1 Oléoducs		22
2.4.2 Gazoducs		22
2.5 Synthèse du chapitre		24
3. Droits pipeliniers et satisfaction des expéditeurs		26
3.1 Règlements négociés		26
3.2 Indice des droits pipeliniers		27
3.2.1 Droits des oléoducs		27
3.2.2 Droits des gazoducs		28
3.2.3 Comparaison entre les oléoducs et les gazoducs		29
3.3 Satisfaction des expéditeurs		30
3.3.1 Sondage de l'ONÉ sur les services liés aux pipelines		30
3.3.2 Plaintes officielles		32
3.3.3 Amélioration de service		32
3.4 Synthèse du chapitre		33

4.	Intégrité financière des sociétés pipelinières	34
4.1	Capital-actions ordinaire	34
4.2	Ratios financiers	37
4.3	Cotes de solvabilité	39
4.4	Synthèse du chapitre	41
5.	Conclusions	42
Annexe 1		
	Sociétés pipelinières du groupe 1 et du groupe 2	43
Annexe 2		
	Résultats globaux du Sondage sur les services liés aux pipelines	45
Annexe 3		
	Tableau comparatif des cotes de dette	48

FIGURES

1.1	Grands oléoducs réglementés par l'ONÉ	1
1.2	Grands gazoducs réglementés par l'ONÉ	2
1.3	Approvisionnement en gaz naturel et utilisation en 2008	3
1.4	Approvisionnement en pétrole brut et utilisation en 2008	4
2.1	Comparaison entre le prix à l'exportation du brut léger non corrosif et le prix de l'Edmonton Par	6
2.2	Comparaison entre le prix à l'exportation du brut lourd et le prix du WCS à Hardisty	6
2.3	Prix du pétrole brut canadien et écart de prix	7
2.4	Prix du pétrole léger et lourd canadien	8
2.5	Comparaison entre l'écart de prix Alberta-Dawn et le coût de transport sur TransCanada	9
2.6	Comparaison entre l'écart de prix Sumas - Station 2 et le coût de T-Sud de Westcoast	9
2.7	Débit du réseau d'Enbridge par rapport à sa capacité	11
2.8	Débit du réseau de Trans Mountain par rapport à sa capacité	11
2.9	Débit du pipeline Express par rapport à sa capacité	12
2.10	Débit du réseau de PTNI	13
2.11	Débit du pipeline Cochin par rapport à sa capacité	14
2.12	Débit du réseau principal de TransCanada par rapport à sa capacité	15
2.13	Débit du gazoduc de Foothills Sask. par rapport à sa capacité, à Monchy	15
2.14	Débit de la canalisation principale de Westcoast par rapport à sa capacité	16
2.15	Débit du réseau de Foothills South B.C. par rapport à sa capacité, à Kingsgate	17
2.16	Débit du réseau d'Alliance par rapport à sa capacité	17
2.17	Débit du gazoduc TQM par rapport à sa capacité	18
2.18	Débit du réseau de M&NP par rapport à sa capacité	19
3.1	Période d'application des règlements négociés	26
3.2	Droits repères d'oléoducs réglementés par l'ONÉ	28
3.3	Droits repères de gazoducs réglementés par l'ONÉ	28
3.4	Droits repères des oléoducs et des gazoducs	29
3.5	Satisfaction des expéditeurs quant à la qualité du service de transport par pipeline	30
3.6	Comparaison sur cinq ans de la qualité d'ensemble du service	31
4.1	Écart entre les RCA réalisés et les RCA autorisés par l'ONÉ – 2003 à 2007	36
4.2	Ratios de couverture des charges fixes	38
4.3	Ratio des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette	38

TABLEAUX

2.1	Répartition de la capacité sur le réseau d'Enbridge	20
2.2	Répartition de la capacité sur le réseau de Trans Mountain	21
2.3	Projets d'oléoducs pour le pétrole canadien	22
2.4	Projets de gazoducs pour le gaz naturel canadien	23
4.1	Ratios présumés du capital-actions ordinaire	34
4.2	RCA réalisés et RCA d'après la formule RH-2-94	35
4.3	Historique des cotes attribuées par DBRS	39
4.4	Historique des cotes attribuées par S&P	40
4.5	Historique des cotes attribuées par Moody's	41

SIGLES ET ABRÉVIATIONS

Alliance	Alliance Pipeline Ltd.
BP	BP Canada Energy Company
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CEO	Commission de l'énergie de l'Ontario
Cochin	Kinder Morgan Cochin ULC
DBRS	Dominion Bond Rating Service
É.-U.	États-Unis
EMCE	ExxonMobil Canada Energy
Enbridge	Pipelines Enbridge Inc.
Express	Express Pipeline Ltd.
Foothills Sask.	Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.
Foothills South B.C.	Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.
Gateway	projet de pipeline Gateway d'Enbridge
GC	gouverneure en conseil
GNL	gaz naturel liquéfié
ICES	IBERDROLA Canada Energy Services Ltd.
Keystone	TransCanada Keystone GP Ltd.
Keystone XL	projet Keystone XL
LGN	liquide de gaz naturel
M&NP	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
NGTL	NOVA Gas Transmission System Ltd.
ONÉ ou Office	Office national de l'énergie
PADD	Petroleum Administration for Defence District
PIB	produit intérieur brut
PTNI ou Trans-Nord	Pipelines Trans-Nord Inc.
RCA	rendement du capital-actions ordinaire
S&P	Standard & Poor's
SDA	service de dépassement autorisé
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
Trans Mountain	Trans Mountain Pipeline ULC
TransCanada ou TCPL	TransCanada PipeLines Limited
T-Sud	canalisation principale Sud de Westcoast (Zone 4)
Union Gas	Union Gas Limited
WCS	Western Canada Select
Westcoast	Westcoast Energy Inc.

UNITÉS

$10^3\text{m}^3/\text{j}$	milliers de mètres cubes par jour
$10^6\text{m}^3/\text{j}$	millions de mètres cubes par jour
b/j	barils par jour
GJ	gigajoule
Gpi ³	milliard de pieds cubes
kb/j	milliers de barils par jour
km	kilomètre
kPa	kilopascal
lb/po ²	livres par pouce carré
m ³ /j	mètres cubes par jour
Mb/j	millions de barils par jour
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes par jour
MW	mégawatt

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) est un organisme fédéral quasi judiciaire indépendant, dont la raison d'être est de promouvoir, dans l'intérêt public canadien¹, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité de l'infrastructure et des marchés énergétiques, en vertu du mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie. L'ONÉ participe en partenaire actif, efficace et averti au développement responsable du secteur énergétique du Canada, au profit de la population canadienne.

Les principales responsabilités de l'Office consistent à régler les aspects suivants du secteur de l'énergie :

- la construction et l'exploitation des oléoducs et des gazoducs internationaux et interprovinciaux;
- les droits et tarifs pipeliniers;
- les lignes internationales de transport d'électricité;
- les importations de gaz naturel et les exportations de pétrole, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité;
- l'exploration et la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières dans les régions pionnières et les zones extracôtières non assujetties à des accords de gestion fédéraux ou provinciaux.

Le présent rapport annuel, le cinquième du genre, propose une évaluation du réseau pipelinier canadien. Il renferme des données provenant de diverses sources publiques, que l'ONÉ recueille et vérifie, ainsi que des renseignements sur les débits fournis par les sociétés pipeliniers. Ces données sont complétées par les réponses reçues lors de son sondage sur les services pipeliniers, ainsi que d'autres informations recueillies dans l'exécution de son mandat.

L'Office joue un rôle consultatif auprès du Parlement, en vertu duquel il examine et surveille les enjeux relevant de sa compétence, notamment le fonctionnement du réseau pipelinier canadien. Il s'est acquitté de cette double tâche dans le respect de son mandat et il en a rendu compte dans des rapports publiés périodiquement après consultations avec un large éventail de parties. Le présent rapport ne doit pas être considéré comme un document de réglementation et son objet n'est pas de rendre une décision relativement à une demande existante ou future.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions à son sujet.

Pour obtenir plus de renseignements sur l'ONÉ, y compris ses publications, le lecteur est prié de visiter le site Web de l'Office à l'adresse <http://www.one-neb.gc.ca>.

1 L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société. À titre d'organisme de réglementation, l'Office soupèse les conséquences pertinentes de ces intérêts lorsqu'il rend ses décisions.

RÉSUMÉ

L'énergie est indispensable dans la vie de tous les jours. Le réseau pipelinier canadien sert à acheminer l'énergie sous forme de gaz naturel, de liquides de gaz naturel (LGN), de pétrole brut et de produits pétroliers. En 2008, les pipelines relevant de l'ONÉ ont transporté des produits ayant une valeur d'environ 127 milliards de dollars vers des marchés situés au Canada et aux États-Unis. Le fonctionnement efficient et efficace de ce réseau est indispensable à la vitalité de l'économie canadienne. D'ailleurs, les Canadiens et Canadiennes dépendent de cette infrastructure pour s'approvisionner en énergie de manière sûre, efficiente et fiable, ainsi que pour le commerce de l'énergie.

Les gazoducs et les oléoducs soumis à la réglementation de l'ONÉ forment un maillon essentiel du réseau pipelinier au Canada. Le présent rapport vise à déterminer dans quelle mesure ces éléments réussissent à concrétiser le but de l'Office qui consiste à faire en sorte que « les Canadiens et Canadiennes profitent d'une infrastructure et de marchés énergétiques efficients ». Bien que les renseignements présentés dans le rapport constituent en bonne partie une mise à jour et une évaluation de 2008, des renseignements relatifs à 2009 ont été fournis quand ils étaient disponibles.

Dans le présent rapport, l'Office s'intéresse aux composantes suivantes :

- la suffisance de la capacité pipelinrière;
- les droits pipeliniers et la satisfaction des expéditeurs;
- la solidité financière des sociétés pipelinrières.

Voici les conclusions précises qui se dégagent du rapport :

1. **La capacité du réseau d'oléoducs est demeurée serrée en 2008. Cependant, l'achèvement prochain de projets ayant pour effet d'augmenter la capacité devrait atténuer les contraintes actuelles.** Malgré l'existence d'une capacité libre sur certains réseaux d'oléoducs en 2008, des périodes de répartition ont été observées, l'augmentation progressive de capacité ayant été largement neutralisée par l'accroissement de l'offre provenant des sables bitumineux. En 2007 et 2008, l'Office a reçu et approuvé de nombreuses demandes d'approbation d'oléoducs. Actuellement en construction, cette infrastructure devrait être mise en service et accroître la capacité du réseau dès le quatrième trimestre de 2009.

En 2008, la capacité des gazoducs en place a été suffisante. Il y a un certain excédent de capacité sur la plupart des gazoducs réglementés par l'ONÉ, même pendant la période de pointe hivernale. En 2008, on a assisté à une diminution de l'utilisation de la plupart des pipelines acheminant le gaz à partir du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). La baisse de la production de gaz du BSOC, conjuguée à une plus forte demande dans l'Ouest canadien et à une concurrence venant d'autres bassins d'approvisionnement, notamment ceux de l'Ouest des États-Unis, a entraîné une réduction des débits des pipelines qui

transportent le gaz hors de l'Ouest canadien. Les modifications à la dynamique de l'offre et de la demande peuvent affecter les réseaux pipeliniers existants et à venir, par exemple en rendant difficile la transition sur les divers plans de l'utilisation et des droits.

2. **En 2008, les expéditeurs ont continué de soutenir qu'ils étaient raisonnablement satisfaits des services fournis par les pipeliniers.** Selon les résultats du Sondage de l'ONÉ sur les services liés aux pipelines, les expéditeurs continuent d'accorder une cote très élevée aux pipelines pour la fiabilité matérielle. Par contre, pour ce qui est de l'attitude favorisant les améliorations et les innovations, ils accordent une note plus faible, ce qui dénote sans doute la nécessité d'améliorer les services dans ce domaine.
3. **En 2008, les sociétés pipeliniers assujetties à la réglementation de l'ONÉ affichaient une bonne santé financière.** D'après les cotes de solvabilité, elles continuent d'être jugées comme de qualité placement, et les principaux ratios financiers sont demeurés stables.

À la lumière de son analyse pour l'année 2008, l'Office estime que le réseau pipelinier canadien continue de bien fonctionner.

INTRODUCTION

Le réseau pipelinier sert à acheminer le gaz naturel, les LGN, le pétrole brut et les produits pétroliers, autant d'éléments cruciaux à la vitalité économique du Canada et au bien-être de sa population. En 2008, les pipelines réglementés par l'ONÉ ont transporté des produits ayant une valeur d'environ 127 milliards de dollars vers des marchés situés au Canada, aux États-Unis et outre-mer. Le coût de la prestation de ces services de transport pour l'année est évalué à environ 4,4 milliards de dollars, excluant le coût du combustible payé par les expéditeurs sur les gazoducs.

Les quelque 70 000 km d'oléoducs et de gazoducs soumis à la réglementation de l'ONÉ² constituent un maillon essentiel du réseau de transport d'hydrocarbures au Canada (figures 1.1 et 1.2). Outre les oléoducs et les gazoducs, le réseau comprend des pipelines utilisés pour transporter les LGN et les autres produits pétroliers.

En conformité avec son mandat, qui consiste à promouvoir, dans l'intérêt public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité de l'infrastructure et des marchés énergétiques, l'Office s'est fixé cinq buts qui expriment sa raison d'être et ses principaux objectifs³ :

1. Les installations et les activités réglementées par l'ONÉ sont sûres et sécuritaires et sont perçues comme telles.
2. Les installations réglementées par l'ONÉ sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement.

FIGURE 1.1

Grands oléoducs réglementés par l'ONÉ



² Comprend les pipelines du réseau de NOVA Gas Transmission System Ltd (NGTL), dont l'Office a pris charge le 29 avril 2009. Pour plus de précisions, voir la section 2.4.

³ *Plan stratégique 2009-2012* de l'ONÉ, 2009, disponible à l'adresse <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rthnb/whwrndrgvrnnc/strtcpln20092012-fra.html>.

FIGURE 1.2

Grands gazoducs réglementés par l'ONÉ



3. Les Canadiens et Canadiennes profitent d'une infrastructure et de marchés énergétiques efficaces.
4. Les droits et intérêts des personnes touchées par les installations et activités réglementées par l'ONÉ sont respectés.
5. L'ONÉ produit de bons résultats grâce à l'innovation et au leadership

Afin de déterminer s'il atteint ses buts, l'Office a établi des mesures, ainsi qu'un système de surveillance pour chacun. Chaque année, il publie également divers rapports étudiant des facettes variées de l'infrastructure et des activités énergétiques au Canada. Le présent rapport porte principalement sur certains aspects du but 3 et fait le point sur le fonctionnement du réseau pipelinier canadien. Il s'agit de la cinquième évaluation annuelle consécutive du genre. Le rapport fait appel au système de surveillance et aux mesures du rendement du réseau de transport pipelinier qui ont été établis au cours des années précédentes.

Pour que le réseau pipelinier puisse fonctionner d'une manière efficace et efficiente, il faut qu'il soit exploité de façon sécuritaire et dans le respect de l'environnement, des aspects qui relèvent des buts 1 et 2. Chaque année, l'Office fait le bilan du rendement des pipelines de son ressort à ces égards dans un document d'accompagnement intitulé *Gros plan sur la sécurité et l'environnement — Analyse comparative du rendement des pipelines 2000-2007*. Ce document a été publié en juin 2009 et est disponible à l'adresse <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rsftyndthnvrnmnt/sfty/sftyprfrmncndctr/sftyprfrmncndctr-fra.html>.

Dans le présent rapport, l'Office s'est appliqué à déterminer si les facteurs ci-après réussissent à concrétiser le but de l'Office qui consiste à faire en sorte que « les Canadiens et Canadiennes profitent d'une infrastructure et de marchés énergétiques efficaces » :

- suffisance de la capacité pipelinrière;
- droits pipeliniers et satisfaction des expéditeurs;
- solidité financière des sociétés pipelinrières.

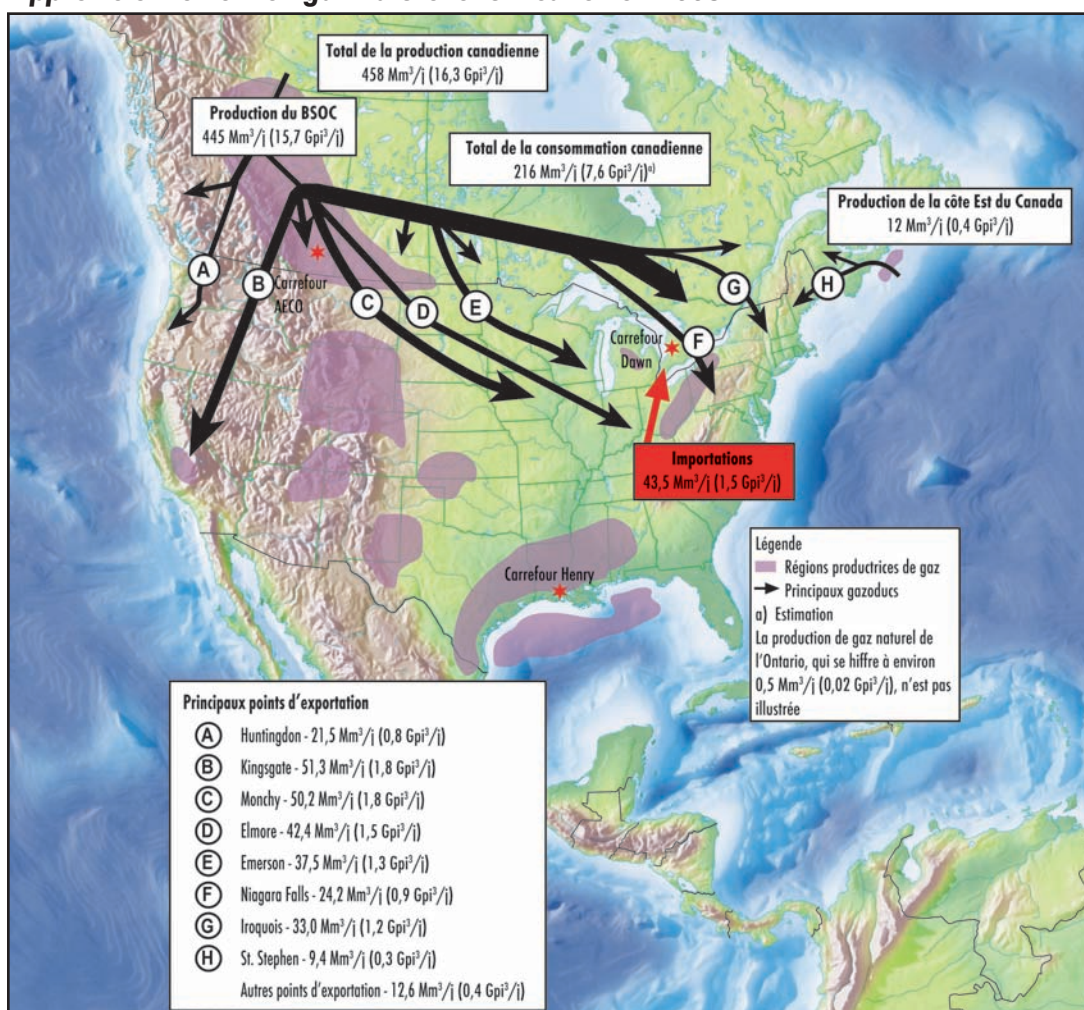
En général, un réseau de transport pipelinier efficace doit pouvoir réagir promptement aux changements qui surviennent dans la conjoncture du marché, ce qui peut supposer un rajustement de la capacité pipelinrière ou l'amélioration des services pipeliniers.

Pour vérifier s'il a atteint ses résultats, l'Office utilise des données accessibles au public qui portent sur des sociétés réglementées du Groupe 1 et Express Pipeline Ltd. (Express), la plus grande société du Groupe 2⁴. Ces sociétés possèdent la majeure partie du réseau pipelinier du Canada, et les données qu'elles fournissent donnent un bon aperçu du fonctionnement global de ce réseau. L'Office se sert aussi de données sur les débits et l'utilisation de la capacité qui lui sont transmises par les sociétés pipelinères, ainsi que des points de vue des utilisateurs des pipelines qu'il réglemente. Bien que les renseignements contenus dans le rapport constituent en bonne partie une mise à jour et une évaluation de 2008, des renseignements pour 2009 ont été fournis quand ils étaient disponibles. L'annexe 1 renferme une liste des sociétés réglementées par l'ONÉ au 31 décembre 2008.

Les figures 1.3 et 1.4 proposent un survol de l'approvisionnement en gaz naturel et en pétrole brut au Canada, ainsi que de leur utilisation. Le rapport de l'Office intitulé Aperçu de la situation énergétique

FIGURE 1.3

Approvisionnement en gaz naturel et utilisation en 2008



4 Aux fins de la réglementation financière exercée par l'Office, les sociétés pipelinères sont divisées en deux groupes, soit le Groupe 1 et le Groupe 2. Les grandes sociétés de gazoducs et d'oléoducs font partie du Groupe 1 et sont soumises à une réglementation suivie de la part de l'Office. Toutes les autres sociétés pipelinères relevant de l'Office sont classées dans le Groupe 2 et font l'objet d'une réglementation moins étroite. Cependant, comme ce fut le cas d'Express, il arrive que de grandes pipelinères soient désignées des sociétés du Groupe 2.

2008, publié en mai 2009 et disponible sur le site de l'ONÉ à l'adresse [http:// www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/nrgyvrvw/cndnrgyvrvw2008/cndnrgyvrvw2008-fra.html](http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/nrgyvrvw/cndnrgyvrvw2008/cndnrgyvrvw2008-fra.html), fournit de plus amples renseignements à ce sujet.

FIGURE 1.4

Approvisionnement en pétrole brut et utilisation en 2008 (en 10³m³/j)



SUFFISANCE DE LA CAPACITÉ PIPELINIÈRE

La capacité du réseau pipelinier de transporter efficacement le pétrole brut, les produits raffinés, le gaz naturel et les LGN vers les régions consommatrices constitue l'un des principaux critères de mesure du bon fonctionnement des marchés énergétiques.

Le chapitre 2 examine les aspects suivants afin d'évaluer si la capacité pipelinrière existante est suffisante :

1. le rapport entre les écarts de prix et les droits du service garanti sur les principales voies de transport;
2. l'utilisation de la capacité des pipelines;
3. le recours à la répartition de la capacité dans les principaux oléoducs.

L'Office considère généralement qu'un excédent de capacité pipelinrière est souhaitable. Bien qu'elle puisse se traduire par des droits plus élevés pour les expéditeurs, les coûts associés à une insuffisance de capacité peuvent être beaucoup plus grands. Une capacité d'acheminement lacunaire peut entraîner d'énormes pertes de recettes pour les gouvernements et les producteurs, qui sont alors incapables d'acheminer le pétrole ou le gaz jusqu'aux marchés. En outre, la souplesse inhérente à un excédent de capacité permet aux expéditeurs de transporter les produits voulus aux marchés appropriés, et donc de maximiser leurs revenus.

2.1 Écarts de prix et droits de service de transport garanti

Lorsque la capacité pipelinrière est suffisante entre deux carrefours commerciaux, il existe une corrélation entre les prix des différents produits de base, et l'écart de prix est égal ou inférieur au coût du transport entre ces deux points. Si l'écart de prix est moindre que le droit du service de transport (majoré du coût du combustible, dans le cas des gazoducs), le marché dispose d'une capacité pipelinrière suffisante entre les deux points d'établissement des prix. Dans un marché où la capacité pipelinrière est suffisante, les fournisseurs acheminent habituellement leurs produits directement vers le marché offrant le meilleures rentrées nettes au vendeur, répondant ainsi au besoin d'énergie de cette région. Si la capacité est insuffisante, le produit ne peut pas atteindre le marché, et il s'ensuit une hausse des prix pour les consommateurs en aval ou une baisse des revenus pour les producteurs en amont. Ce phénomène accentue davantage l'écart de prix entre les deux extrémités.

2.1.1 Écarts de prix et droits de transport sur les oléoducs

La figure 2.1 compare le prix canadien à l'exportation du pétrole brut léger minoré des droits de transport jusqu'à Edmonton, en Alberta, au prix affiché de l'Edmonton Par. Ici encore, les deux prix

se suivent de près, ce qui dénote un bon fonctionnement du marché et, plus globalement, l'existence d'une capacité suffisante en 2008 pour transporter les approvisionnements venant de l'Ouest canadien.

La figure 2.2 compare le prix canadien à l'exportation du brut lourd, minoré des droits de transport jusqu'à Hardisty, en Alberta, et le prix à Hardisty du brut lourd Western Canada Select (WCS). Ici encore, ces deux prix se suivent de près, ce qui indique que le marché fonctionne correctement et que, dans l'ensemble, il y avait une capacité suffisante en 2008 pour acheminer les approvisionnements de l'Ouest canadien.

L'écart de prix léger-lourd

La disponibilité de capacité pipelinère, les facteurs économiques fondamentaux liés à l'offre et à la demande, la saisonnalité et la qualité du produit figurent au nombre des facteurs déterminants des écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd canadiens.

FIGURE 2.1

Comparaison entre le prix à l'exportation du brut léger non corrosif et le prix de l'Edmonton Par

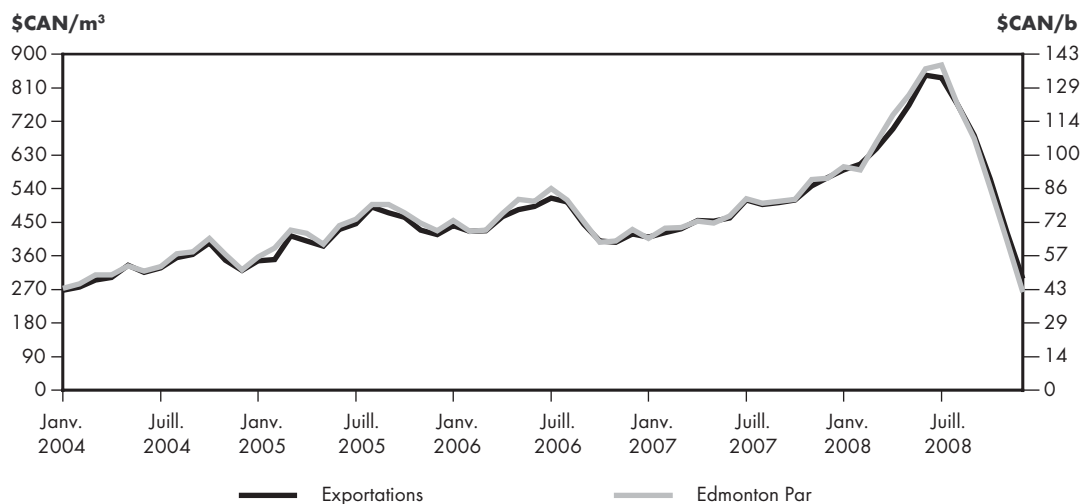
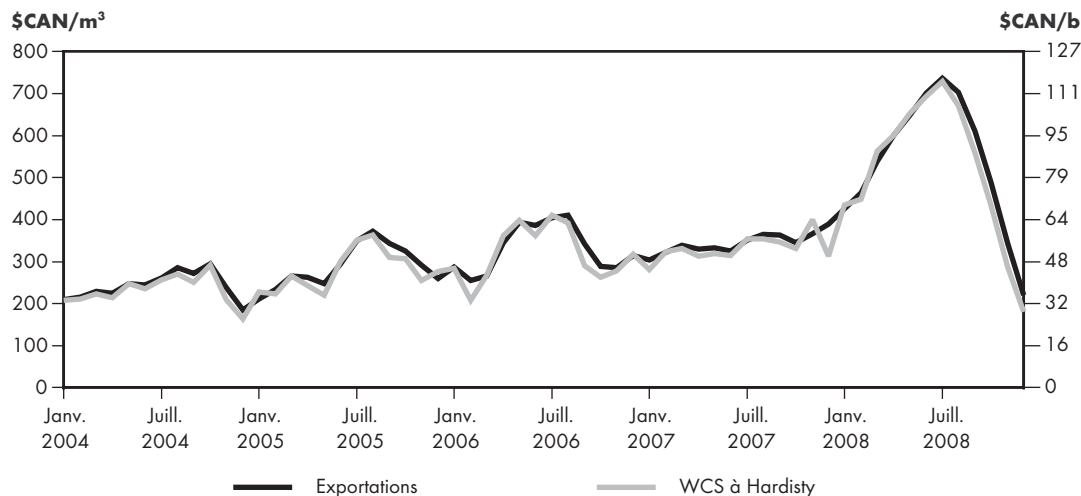


FIGURE 2.2

Comparaison entre le prix à l'exportation du brut lourd et le prix du WCS à Hardisty



Traditionnellement, quand il était question d'écarts de prix, le pétrole brut lourd retenait invariablement l'attention. Or, en raison de la production accrue de bitume valorisé, les écarts de prix relatifs entre le brut synthétique, le brut léger canadien et d'autres types de pétrole brut fournis aux raffineries américaines revêtent de plus en plus d'importance. Résultat principalement de l'augmentation de la production de pétrole brut synthétique et des contraintes de capacité vers les marchés en aval, des remises ont été accordées pour le pétrole brut léger et le pétrole synthétique canadiens. Par ailleurs, pendant les périodes où l'offre de synthétique a faibli pour cause de travaux d'entretien planifiés ou imprévus aux installations de valorisation, le brut synthétique s'est vendu à prime par rapport au West Texas Intermediate.

La figure 2.3 illustre l'écart de prix léger-lourd en comparant le cours moyen du pétrole brut léger Edmonton Par et le prix affiché du WCS à Hardisty. Comme le montre la figure, l'écart est variable et, parfois, considérable.

Dans le passé, l'écart de prix moyen entre le brut léger et lourd sur les marchés où le pétrole de l'Ouest canadien fait concurrence à d'autres approvisionnements, est resté autour de 30 %. L'écart a entrepris l'année 2008 près de ce seuil, mais il s'est rétréci considérablement à mesure que les prix du brut ont commencé à monter, pour atteindre 12 % en août. À la fin de l'année, il s'était de nouveau élargi et était presque revenu à 30 %, conséquence d'une chute prononcée du cours du brut léger et du brut lourd. En janvier 2009, en termes financiers, l'écart a atteint son seuil le plus bas depuis février 2002, en raison surtout de la baisse de production de pétrole lourd et de brut léger corrosif de l'OPEP. La figure 2.4 présente l'écart entre le pétrole léger et le pétrole lourd au cours des dernières années, en termes financiers et en pourcentage.

Dans le passé, l'absence d'une capacité pipelinère d'expédition et un accès limité à des raffineries pouvant transformer le pétrole brut lourd canadien ont contribué à creuser l'écart. Toutefois, l'industrie a réussi à percer sur de nouveaux marchés et s'est donné le soutien pipelinier nécessaire pour rejoindre ces marchés. L'accès au carrefour de Cushing par l'inversion du pipeline Spearhead en septembre 2006 et l'accès à la côte américaine du golfe du Mexique par l'inversion du pipeline de Mobil en mars 2007 constituent de bons exemples. Les grands projets de pipelines actuellement en construction et ceux proposés visent à faciliter l'accès au marché pour le brut léger et le brut lourd canadiens.

FIGURE 2.3

Prix du pétrole brut canadien et écart de prix

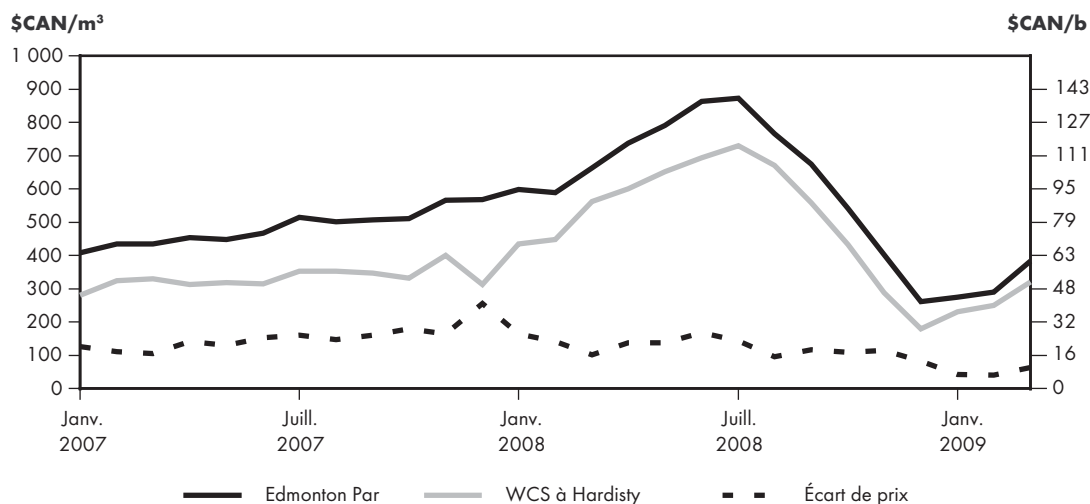
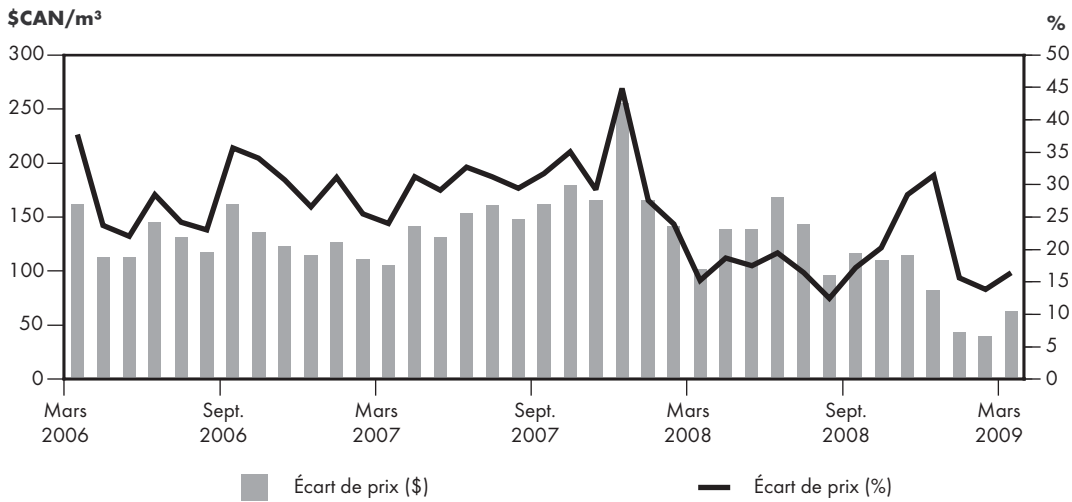


FIGURE 2.4

Prix du pétrole léger et lourd canadien



2.1.2 Écart de prix et droits de service garanti pour le gaz naturel

Pour utiliser l'écart de prix comme mesure de la suffisance de la capacité des gazoducs, il est nécessaire de disposer de données raisonnablement fiables sur les prix. Sont présentées ci-après deux comparaisons entre l'écart de prix et le droit du service garanti : une pour le transport sur le réseau principal de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada ou TCPL) et l'autre pour le transport sur le réseau de Westcoast Energy Inc. (Westcoast), maintenant exploitée sous la dénomination Spectra Energy Transmission.

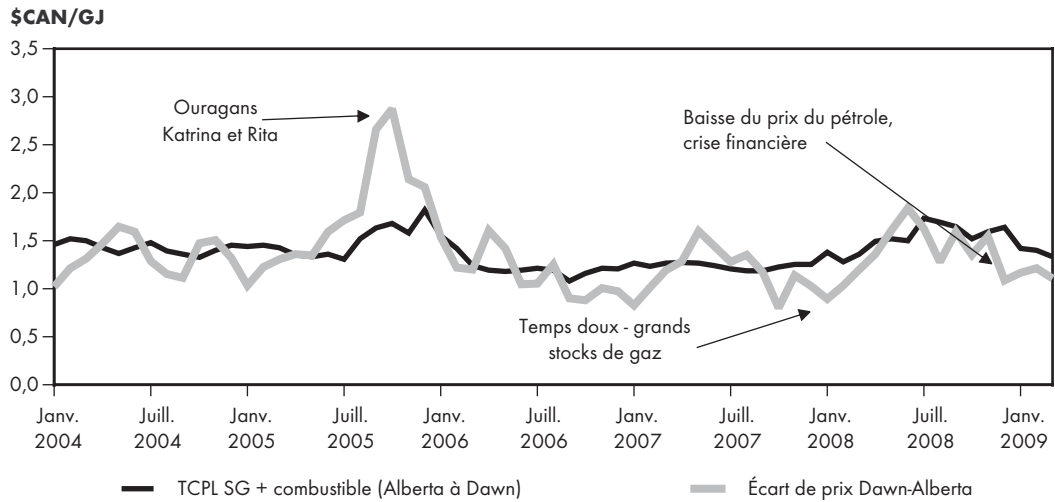
TransCanada

La figure 2.5 compare l'écart de prix, de janvier 2004 à mars 2009, entre la frontière albertaine et le point de livraison de Dawn, en Ontario, avec le droit du service garanti de TransCanada entre ces deux points, majoré du coût du combustible. Bien que l'écart de prix varie durant la période étudiée, il demeure généralement inférieur au coût total du transport (droit du service garanti plus combustible) par le pipeline de TransCanada reliant ces deux marchés. Ceci fait ressortir une capacité pipelinrière suffisante entre ces endroits.

Comme l'indiquent les fluctuations de l'écart de prix entre ces deux points, les prix du gaz naturel ont tendance à réagir fortement à des variations, même modestes, du flux ou de la demande. La demande de gaz naturel exceptionnellement élevée sur les marchés de l'Est a creusé les écarts de prix pendant une brève période. C'est ce qui s'est produit durant la canicule de l'été 2005, qui a fait bondir la demande d'électricité des centrales alimentées au gaz naturel pour répondre aux besoins de climatisation, ou quand l'offre provenant du golfe du Mexique a chuté durant les mois qui ont suivi les ouragans Katrina et Rita (août 2005 à janvier 2006). À l'inverse, cet écart peut se rétrécir, tout comme la demande de gaz et de services de transport peut se contracter, quand le temps est doux et qu'il y a amplement de gaz stocké, comme cela a été le cas en septembre 2007. Durant le premier semestre de 2008, les prix du gaz naturel ont suivi la même tendance que ceux du pétrole, atteignant de nouveaux sommets au milieu de l'été avant que l'effondrement des prix des produits de base et du dollar canadien (par rapport à la devise américaine) vienne provoquer une baisse irrégulière de l'écart de prix entre l'Alberta et Dawn.

FIGURE 2.5

Comparaison entre l'écart de prix Alberta-Dawn et le coût de transport sur TransCanada (plus le combustible)



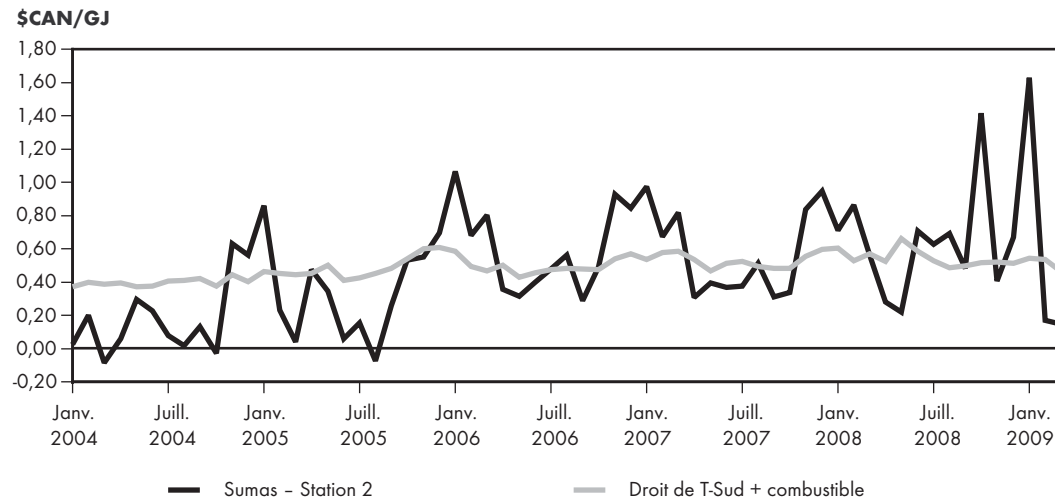
Spectra

La figure 2.6 compare l'écart de prix sur la canalisation principale Sud de Westcoast (Zone 4) (canalisation T-Sud ou canalisation principale du Sud), entre la station de compression no 2, près de Chetwynd (Colombie-Britannique), et le point d'exportation à Huntingdon/Sumas, dans cette même province, avec le droit applicable du service garanti pour le transport entre ces deux endroits, majoré du coût du combustible. Depuis janvier 2004, l'écart de prix a été inférieur au coût de transport ou proche de celui-ci, sauf, ces dernières années, pendant les périodes de pointe des mois d'hiver. Cela démontre que la capacité existante est suffisante.

La figure 2.6 fait également ressortir l'instabilité des prix du gaz naturel. De façon générale, on a observé des écarts de prix plus prononcés et de courte durée depuis quelques années, en raison de

FIGURE 2.6

Comparaison entre l'écart de prix Sumas - Station 2 et le coût de T-Sud de Wescoast (plus le combustible)



changements dans les conditions du marché, comme les perturbations de l'approvisionnement aux États-Unis attribuables à des ouragans, une demande imprévisible liée aux conditions météorologiques ou la disponibilité d'autres options pour le transport pendant ces périodes. Comme pour les fluctuations de prix Alberta-Dawn en 2008, l'écart entre Sumas et la station de compression no 2 a été touché par l'augmentation rapide et l'affaissement subséquent des prix du gaz naturel. Par ailleurs, les variations subites du taux de change entre les dollars canadien et américain, en octobre 2008, ont eu des répercussions sur l'écart de prix.

2.2 Utilisation de la capacité sur les principaux trajets

En l'absence de données valables sur les prix exigés aux principaux sites de réception et de livraison sur les réseaux pipeliniers, une autre méthode permettant de mesurer si la capacité est suffisante consiste à comparer directement le débit des pipelines à leur capacité. L'Office suit l'utilisation de la capacité sur la plupart des grands pipelines qu'il réglemente.

Les figures ci-après comparent le débit mensuel moyen et la capacité de certains des plus grands réseaux qui relèvent de l'ONÉ.

2.2.1 Oléoducs

Il peut être difficile d'établir la capacité d'un oléoduc, car il faut prendre en considération de nombreux facteurs comme les types de produits, la composition des produits, la constitution des lots et la configuration du pipeline. À titre d'exemple, l'utilisation d'un pipeline pour transporter du pétrole brut lourd réduit la capacité pipelinrière. À l'opposé, le transport de pétrole plus léger ou de produits raffinés dans un pipeline augmente cette capacité.

Pipelines Enbridge Inc. (Enbridge)

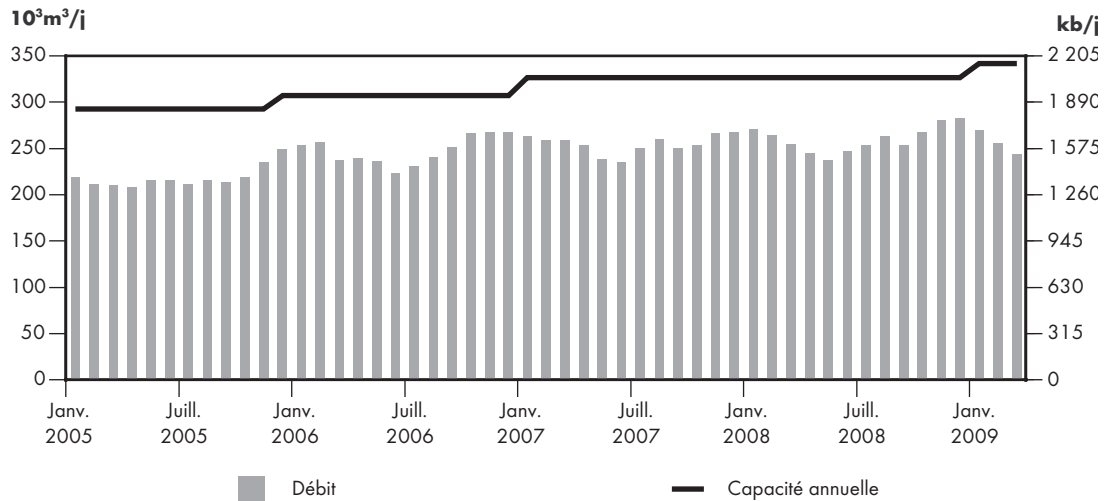
Le réseau d'Enbridge part d'Edmonton, en Alberta, et traverse les Prairies canadiennes vers l'est, jusqu'à la frontière canado-américaine près de Gretna, au Manitoba, où il rejoint le réseau Lakehead, aux États-Unis. Il s'agit du plus gros pipeline pour pétrole brut au monde et du principal mode de transport pour ce produit entre l'Ouest canadien et les marchés de l'Est du Canada et du Midwest américain. De plus, le réseau Enbridge/Lakehead est relié à des oléoducs qui acheminent du pétrole brut jusqu'à Cushing, en Oklahoma, et de là, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Le réseau comprend de nombreuses canalisations qui transportent du pétrole brut, des LGN et des produits pétroliers raffinés.

La figure 2.7 montre le débit du réseau d'Enbridge par rapport à sa capacité d'acheminement à partir de l'Ouest canadien. Depuis le troisième trimestre de 2006, toutefois, un bon nombre de canalisations de ce réseau fonctionnent à pleine capacité ou presque, certaines nécessitant même parfois une répartition de cette capacité (voir la section 2.3). En 2008, Enbridge a transporté près de 260 000 m³/j (1,6 Mb/j) de pétrole brut, de produits pétroliers et de LGN. Au premier trimestre de 2009, le réseau d'Enbridge était exploité à environ 80 % de sa capacité.

D'une capacité de 38 150 m³/j (240 kb/j), la canalisation 9 d'Enbridge transporte du pétrole brut de Montréal, au Québec, jusqu'aux raffineries de Nanticoke et de Sarnia, en Ontario. Les expéditions sur cette canalisation sont en baisse depuis quelques années, conséquence de l'accroissement des livraisons de pétrole brut de l'Ouest canadien aux raffineries ontariennes et de la réduction de la demande d'essence et de diesel.

FIGURE 2.7

Débit du réseau d'Enbridge par rapport à sa capacité



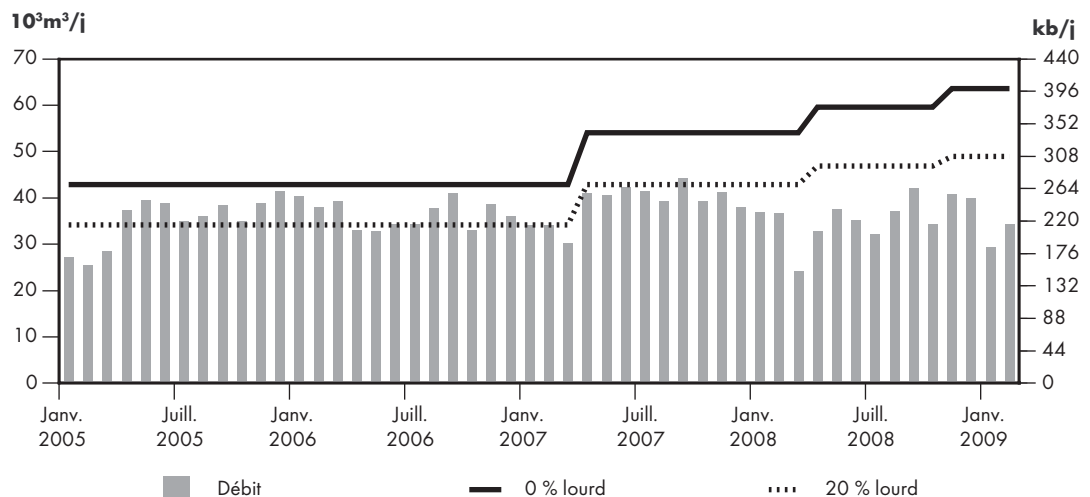
Trans Mountain Pipeline Inc. (Trans Mountain)

Trans Mountain, propriété de Kinder Morgan Canada Inc. (Kinder Morgan), achemine vers l'ouest à partir d'Edmonton, en Alberta, du pétrole brut et des produits pétroliers raffinés qui aboutissent en divers endroits en Colombie-Britannique et dans l'État de Washington ainsi qu'outre-mer. La capacité actuelle du réseau de Trans Mountain, en présumant une utilisation partielle pour des expéditions de brut lourd, se chiffre à 42 000 m³/j (300 kb/j). L'oléoduc est exploité à pleine capacité, ou presque, depuis plusieurs années, et il a fallu avoir recours à la répartition de la capacité en de nombreuses occasions (voir la section 2.3).

La figure 2.8 illustre deux niveaux de capacité pour l'oléoduc de Trans Mountain : le premier exclut toute expédition de pétrole brut lourd, tandis que le second suppose une proportion de 20 % de ce produit. Le transport de pétrole brut lourd gruge la capacité pipelinère. En moyenne, les arrivages de

FIGURE 2.8

Débit du réseau de Trans Mountain par rapport à sa capacité



pétrole brut de Trans Mountain à Edmonton étaient constitués à environ 25 % de pétrole brut lourd en 2008.

En 2008, Trans Mountain a haussé sa capacité de 6 400 m³/j (40 kb/j), avec l'achèvement des deux phases de son projet de doublement d'ancrage.

Au premier trimestre de 2009, le pipeline était exploité à environ 80 % de sa capacité. Les travaux d'entretien dans une raffinerie de la côte ouest et des interruptions à la raffinerie de Puget Sound ont contribué à réduire le débit durant cette période.

Express Pipeline Inc.

Le réseau Express comprend deux oléoducs : le pipeline Express et le pipeline Platte. Le pipeline Express, qui part de Hardisty, en Alberta, transporte du pétrole brut vers les marchés du Montana, du Wyoming, de l'Utah et du Colorado. Il se raccorde au pipeline Platte à Casper, au Wyoming, d'où le pétrole est acheminé vers le Kansas et l'Illinois. Depuis plusieurs années, le pipeline Express n'est pas exploité à sa pleine capacité — qui est de 44 900 m³/j (280 kb/j) — en raison, entre autres, d'une répartition continue de la capacité en aval sur le réseau Platte.

Au premier trimestre de 2009, le pipeline Express était exploité à environ 78 % de sa capacité (figure 2.9). Actuellement, il est le seul pipeline de pétrole brut dans l'Ouest du Canada dont la majeure partie de la capacité est visée par des ententes de prise obligatoire à long terme avec les expéditeurs.

Pipelines Trans-Nord Inc. (PTNI)

PTNI transporte des produits pétroliers raffinés vers l'ouest, de Montréal à Toronto, et exploite une canalisation bidirectionnelle entre Toronto et Oakville, en Ontario. En outre, le réseau de PTNI achemine des produits raffinés vers l'est, soit jusqu'à Toronto, à partir de la raffinerie de la Compagnie pétrolière impériale Ltée, située à Nanticoke, en Ontario. La figure 2.10 montre qu'au premier trimestre de 2009, le réseau de PTNI avait un débit moyen de 34 900 m³/j (220 kb/j) de produits pétroliers. En général, l'oléoduc est exploité à sa capacité.

FIGURE 2.9

Débit du pipeline Express par rapport à sa capacité

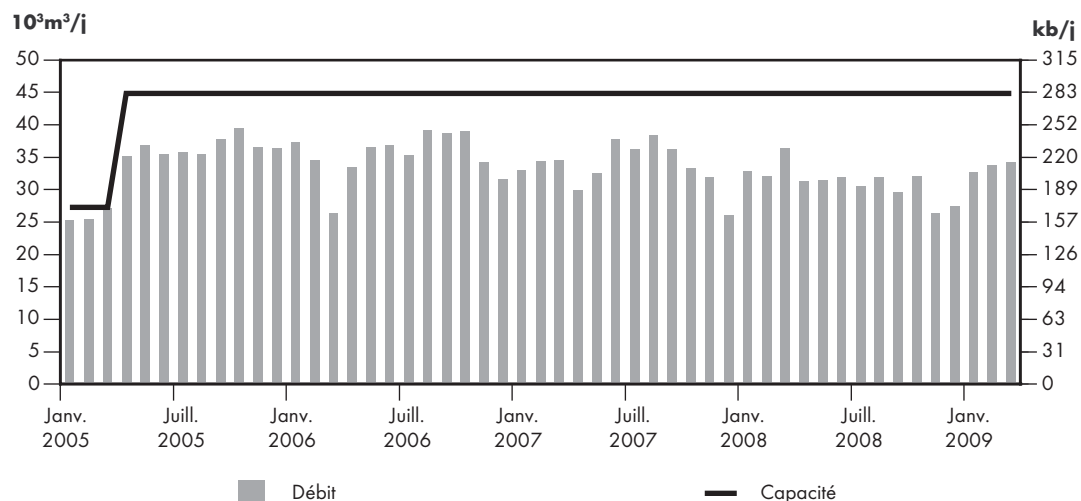
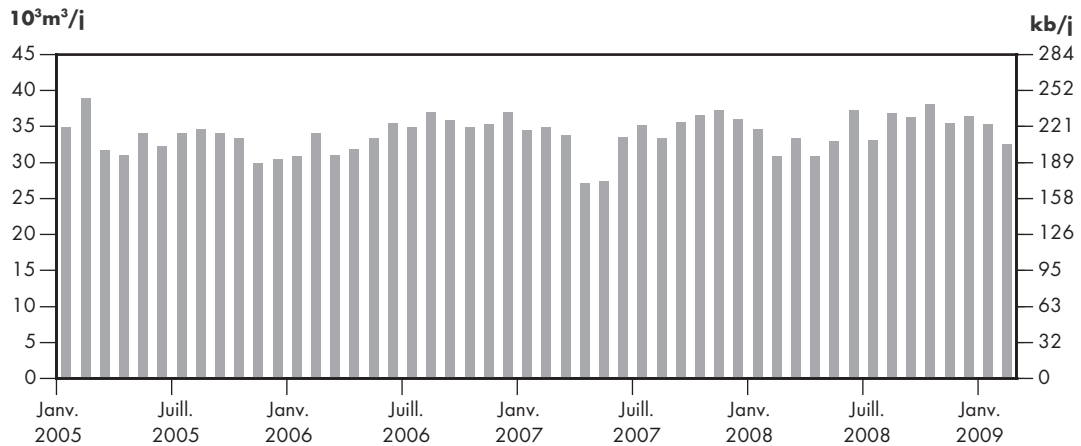


FIGURE 2.10

Débit du réseau de PTNI



La capacité du réseau de PTNI est difficile à calculer, car il compte de nombreux points de livraison et la capacité de chaque tronçon est différente. À titre d'exemple, le tronçon Montréal–Farran's Point a une capacité de 21 000 m³/j (132 kb/j), tandis que celle du tronçon Farran's Point–Belleville est de 11 500 m³/j (72 kb/j) et celle du tronçon Belleville–Toronto est de 10 000 m³/j (63 kb/j).

Kinder Morgan Cochin Pipeline ULC (Cochin)

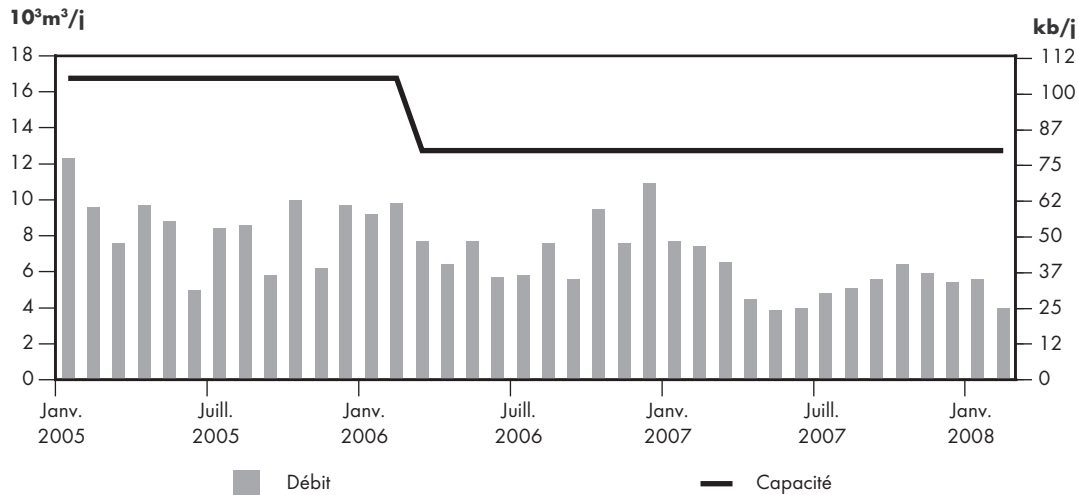
Le pipeline Cochin est le plus gros et le plus long pipeline affecté au transport de LGN au Canada. S'étendant sur une distance de quelque 3 000 km, il part de Fort Saskatchewan, en Alberta, pour rallier Windsor, en Ontario, après avoir traversé cinq provinces canadiennes et sept États américains. Cinq terminaux sont aménagés le long de son parcours pour permettre la livraison de propane aux États-Unis. En outre, il a accès à des installations de stockage souterraines de tiers, à Fort Saskatchewan et à Windsor. Enfin, une interconnexion avec un pipeline d'une tierce partie à Windsor rend possible l'acheminement de propane jusqu'à Sarnia, en Ontario.

Le pipeline Cochin ne fonctionne pas à capacité depuis 1998, soit depuis que l'on a ajouté des pipelines consacrés à l'exportation et que l'on a agrandi les usines pétrochimiques de Fort Saskatchewan, deux événements qui ont réduit les volumes de LGN disponibles pour le transport. Par ailleurs, des travaux d'entretien continus ont influé sur la capacité du pipeline. Depuis que l'on a constaté, en mars 2006, une défectuosité sur le tronçon américain, le pipeline Cochin est exploité à une pression réduite. La diminution de la pression sur toute la longueur du pipeline a mené à l'arrêt progressif des expéditions d'éthylène, qui supposent une haute pression de vapeur. En février 2007, Kinder Morgan a annoncé la suspension des livraisons d'éthane à la fin de mars de la même année, dans l'attente d'une estimation des coûts en capital nécessaires pour rétablir la capacité du pipeline. Depuis août 2007, le pipeline ne sert qu'au transport du propane, puisque toutes les expéditions de butane ont cessé en 2002. La figure 2.11 montre le débit du pipeline Cochin par rapport à sa capacité.

Kinder Morgan s'emploie à mettre en place des mesures qui amélioreront le fonctionnement du pipeline Cochin. Elle a d'abord mis en œuvre un plan de gestion de l'intégrité destiné à permettre la reprise du transport d'éthane. Ce plan consiste à inspecter le pipeline sur toute sa longueur, par tronçon, sur une période de cinq ans. Chaque tronçon sera évalué et réparé, puis soumis à des essais hydrostatiques pour vérifier son intégrité. Lorsque tous les problèmes auront été corrigés, l'entreprise envisage de remettre la pression à la valeur permise de 6 895 kPa (1 000 lb/po²). Kinder Morgan songe à reprendre l'exercice tous les cinq ans. Ensuite, en avril 2008, Kinder-Morgan a adopté un

FIGURE 2.11

Débit du pipeline Cochin par rapport à sa capacité



programme de contenu de ligne afin de garantir un stock en canalisation minimal et d'améliorer la capacité de livraison à divers points de transfert le long du pipeline. Compte tenu du succès atteint en 2008, l'entreprise souhaite étendre le programme en 2009.

2.2.2 Gazoducs

Réseau principal de TransCanada

La figure 2.12 compare le débit mensuel sur le réseau principal de TransCanada — qui transite vers l'est à partir de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan — et la capacité de la canalisation. Cette comparaison révèle que, tous les mois, la capacité excède les débits durant la période visée. Toutefois, pendant les mois qui ont suivi les ouragans Katrina et Rita, en 2005, il y eu des jours où le réseau principal fonctionnait à sa capacité.

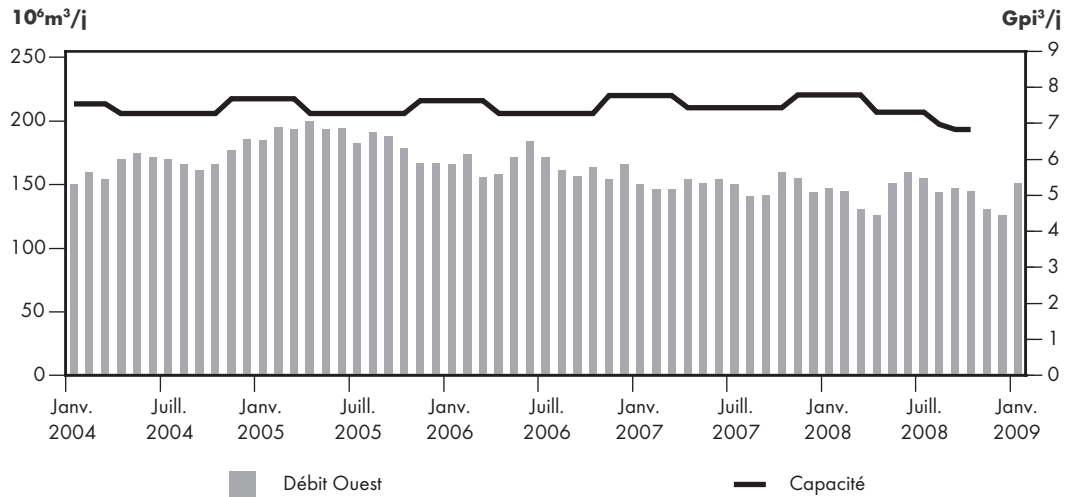
Dans l'ensemble, cet indicateur révèle l'existence d'une capacité pipelinère suffisante pour transporter les volumes demandés vers les marchés de l'Est.

L'excédent de capacité a donné l'élan nécessaire au projet pipelinier Keystone de TransCanada. Dans le cadre de ce projet, TransCanada a proposé de faire passer la canalisation 100-1 du réseau principal à TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone) pour l'acheminement de pétrole. L'Office a approuvé le transfert et la conversion en 2007, et la construction a commencé en 2008. Entreprise en juillet 2008, la fermeture de la canalisation 100-1 a amené une réduction annuelle de la capacité du réseau principal de quelque 14,2 Mm³/j (0,5 Gpi³/j) avant la fin de l'année.

En tenant compte de la fermeture de la canalisation 100-1, l'utilisation de la capacité du réseau principal de TransCanada s'est située à environ 72 % en 2008, une baisse par rapport à 75 % en 2007. L'effet conjugué d'une augmentation de la consommation de gaz naturel en Alberta et d'une baisse de 5 % sur un an de la production du BSOC (environ 17,6 Mm³/j (0,6 Gpi³/j)) a perpétué la tendance à la baisse du débit des gazoducs partant de l'Alberta en direction des marchés de l'Est. La hausse phénoménale de 7,5 % de la production aux États-Unis — qui provient principalement du schiste des gisements du Texas, de la Louisiane et de l'Arkansas et des réservoirs étanches du Texas et de la région

FIGURE 2.12

Débit du réseau principal de TransCanada par rapport à sa capacité



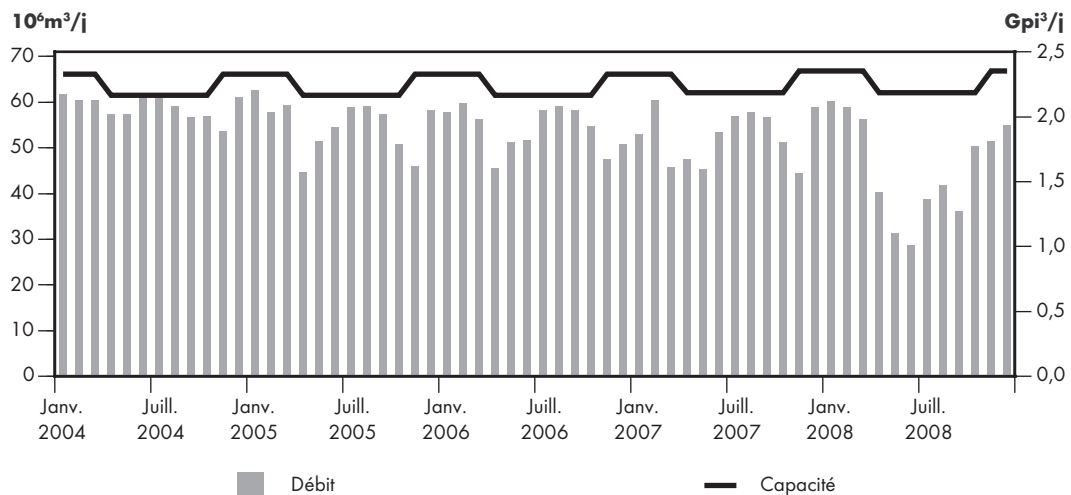
des Rocheuses américaines —, a aidé à satisfaire la demande des marchés du Midwest américain et de l'Est et a conduit à une diminution de la demande de gaz canadien.

Foothills Pipeline (Sask.) Ltd. (Foothills Sask.)

La figure 2.13 présente les débits mensuels moyens du gazoduc Foothills Sask. en regard de sa capacité. Cette canalisation, qui achemine du gaz de l'Ouest canadien jusqu'aux marchés du Midwest américain, se raccorde au gazoduc de Northern Border Pipeline Ltd. à Monchy, en Saskatchewan. Ces dernières années, le débit du gazoduc de Foothills Sask. a montré des variations saisonnières très nettes, et l'utilisation annuelle moyenne de sa capacité est passée à 72 % en 2008, en baisse par rapport à sa moyenne de 85 % en 2007. Pendant les mois d'hiver et d'été en 2008, le pipeline a fonctionné presque à capacité pour répondre aux besoins en chauffage dans le premier cas et, dans le second, à ceux liés à la production d'électricité et à la reconstitution des stocks. Le débit est moindre au printemps et à l'automne, car la consommation est plus faible.

FIGURE 2.13

Débit du gazoduc de Foothills Sask. par rapport à sa capacité, à Monchy



En mai 2008, le débit du gazoduc a connu une diminution marquée, puis est demeuré faible pendant tout l'été. Le tronçon ouest du pipeline Rockies Express, aux États-Unis, est entré en service en mai 2008. Ce pipeline a augmenté d'environ 28,3 Mm³/j (1 Gpi³/j) la capacité moyenne de transport de gaz naturel provenant de la région des montagnes Rocheuses américaines à destination de gazoducs desservant le marché du Midwest américain, ce qui a réduit la demande de gaz canadien dans cette région. Malgré une hausse du débit sur le pipeline de Foothills Sask. à l'arrivée de l'hiver, le ralentissement économique a amené une réduction de la demande des services publics et des utilisateurs industriels, de sorte que le débit est demeuré plus faible qu'à l'habitude sur le réseau. Comme dans le cas du réseau principal de TransCanada, l'effet conjugué de l'augmentation de la consommation de gaz naturel en Alberta et de la baisse de la production du BSOC a été de réduire, en 2008, la disponibilité de gaz pouvant être acheminé sur le réseau de Foothills Sask.

Westcoast

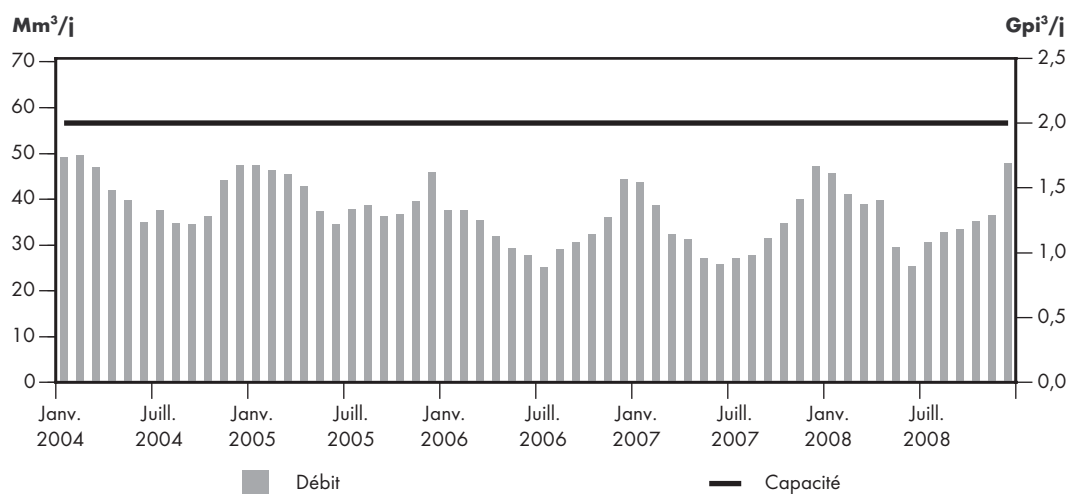
La figure 2.14 compare le débit mensuel moyen sur la canalisation principale Sud de Westcoast à la capacité entre la station no 2 et le point d'exportation à Huntingdon/Sumas, en Colombie-Britannique. On peut y constater la nature saisonnière du débit sur cette canalisation : de plus forts volumes de gaz au creux de l'hiver et des volumes moindres durant l'été. La concurrence accrue résultant de la production dans la région des montagnes Rocheuses américaines destinée aux marchés du Nord-Ouest Pacifique, des températures douces en hiver ainsi qu'un accroissement de la production d'hydroélectricité en Colombie-Britannique et dans le Nord-Ouest Pacifique expliquent en grande partie le faible débit de la canalisation de Westcoast ces dernières années. Cependant, il y a quand même eu une augmentation de 4 % en 2008 par rapport à l'année précédente, en raison de l'accroissement de la demande associée aux conditions météorologiques et celles des centrales électriques alimentées au gaz naturel en Californie et dans le Nord-Ouest Pacifique.

Foothills Pipe Line (South B.C.) Ltd.⁵ (Foothills South B.C.)

La figure 2.15 compare la capacité et le débit mensuels du réseau de Foothills South B.C., qui dessert principalement la Californie. L'utilisation de la capacité annuelle en 2008 était légèrement plus élevée

FIGURE 2.14

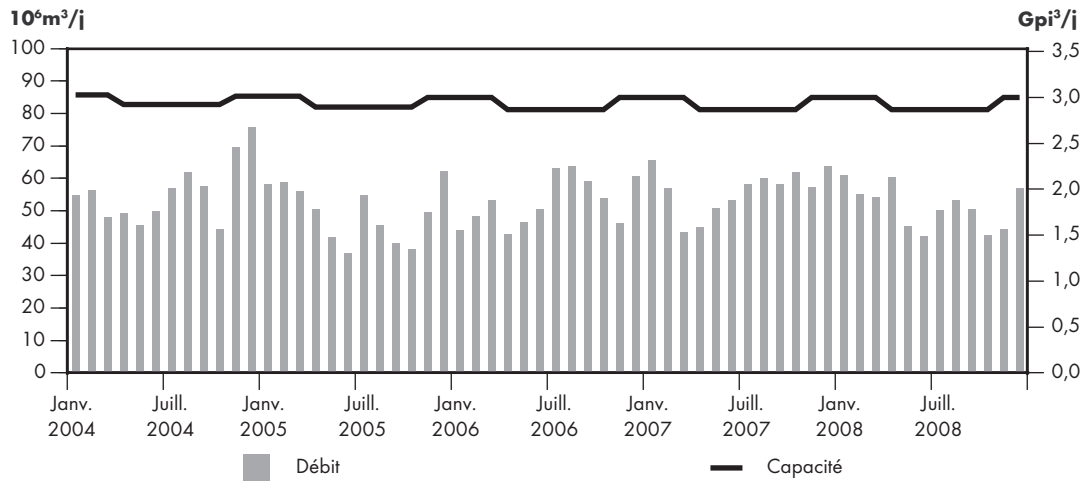
Débit de la canalisation principale de Westcoast par rapport à sa capacité



⁵ Le réseau de la Colombie-Britannique de TransCanada a été intégré à celui de Foothills Pipe Lines Ltd. en 2007. Au cours du premier trimestre de 2007, l'ONÉ a approuvé le transfert des actifs pipeliniers et a déterminé les droits révisés exigibles en 2007.

FIGURE 2.15

Débit du réseau de Foothills South B.C. par rapport à sa capacité, à Kingsgate



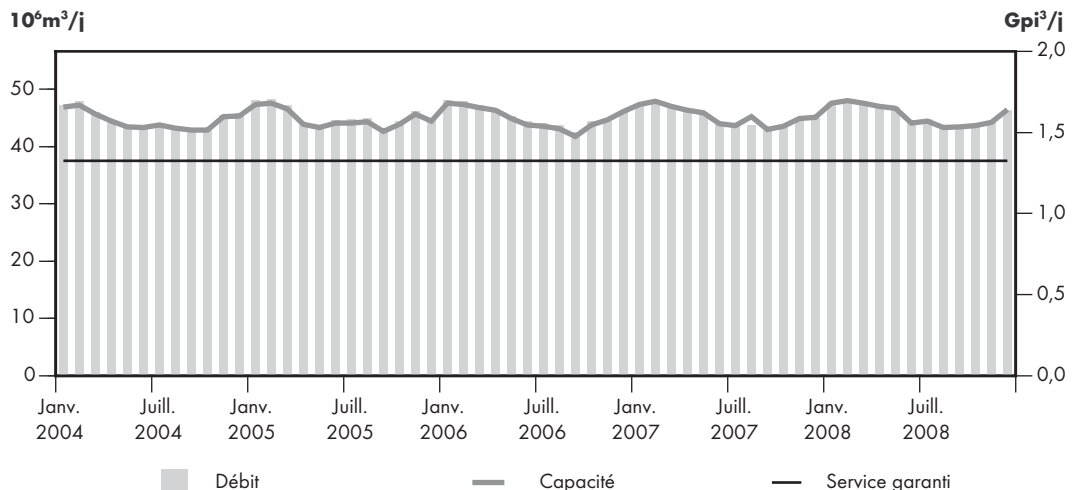
que celles des années précédentes et atteignait 62 %. La capacité libre sur ce gazoduc est directement liée à la concurrence du côté de l'offre, qui a réduit les exportations vers les États-Unis à partir du BSOC à Kingsgate, en Colombie-Britannique. Les intervenants sur le marché californien disposent de diverses options de transport leur donnant accès aux approvisionnements de la région des montagnes Rocheuses américaines, de San Juan et des bassins permien, en plus de ceux du BSOC. Quand le tronçon ouest du pipeline Rockies Express est entré en service en 2008, les fournisseurs de gaz de régions comme le bassin d'Anadarko dans le Sud-Ouest des États-Unis, qui alimentaient depuis longtemps le Midwest américain, ont dû se tourner vers d'autres marchés comme la Californie, ce qui a évidemment réduit le besoin de gaz en provenance du Canada sur ces marchés.

Alliance Pipeline Ltd. (Alliance)

Dans la figure 2.16, le débit mensuel moyen du réseau d'Alliance est comparé à sa capacité. Alliance offre une capacité en service garanti d'environ 36,8 Mm³/j (1,3 Gpi³/j) et toute capacité supplémentaire est mise à la disposition des expéditeurs détenant des contrats, à un coût minime, au

FIGURE 2.16

Débit du réseau d'Alliance par rapport à sa capacité



moyen du service de dépassement autorisé (SDA). Les niveaux de SDA sont fixés quotidiennement, et le prix de cette capacité est établi au coût du combustible seulement. La capacité totale disponible varie en fonction de facteurs comme la température ambiante et la disponibilité de motocompresseurs (qui dépend des calendriers d'entretien). Pour l'essentiel, la capacité totale disponible d'Alliance a été entièrement utilisée depuis l'entrée en service du réseau, toute la capacité en service garanti étant souscrite à long terme. En 2008, le débit du réseau d'Alliance s'est situé aux alentours de 45,7 Mm³/j (1,612 Gpi³/j).

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM)

La figure 2.17 compare le débit mensuel moyen et la capacité du réseau de TQM, qui achemine du gaz amené par le réseau principal de TransCanada, depuis Saint-Lazare, ville située à la frontière entre le Québec et l'Ontario, jusqu'à Québec et à East Hereford, au Québec, point d'exportation vers l'État du New Hampshire. Cette figure fait ressortir la nature saisonnière de la consommation de gaz naturel et les fluctuations de débit qui en découlent. Chaque année, des volumes accrus sont transportés pendant les mois d'hiver, moment où l'utilisation de gaz naturel pour le chauffage des foyers et des immeubles commerciaux est à son plus fort. Vu l'absence de gros sites de stockage souterrains dans la région, le réseau est conçu pour répondre aux besoins durant la saison froide. En été, la consommation et les débits de gaz sont normalement beaucoup plus modestes, ce qui laisse une capacité inutilisée sur le réseau.

Dans le passé, l'utilisation annuelle moyenne de la capacité sur le réseau de TQM s'est située autour de 62 %. En novembre 2006, la capacité du gazoduc a été accrue pour alimenter une nouvelle centrale de cogénération au gaz située à Bécancour, au Québec. Du même coup, l'utilisation de la capacité a augmenté à environ 67 % en 2007. Toutefois, par suite de l'interruption des activités à la centrale de Bécancour au début de 2008, l'utilisation moyenne de la capacité du réseau est retombée à 53 %. Puisque le Québec continue d'enregistrer des surplus d'hydroélectricité, l'avenir de la centrale de Bécancour demeure incertain.

FIGURE 2.17

Débit du gazoduc TQM par rapport à sa capacité

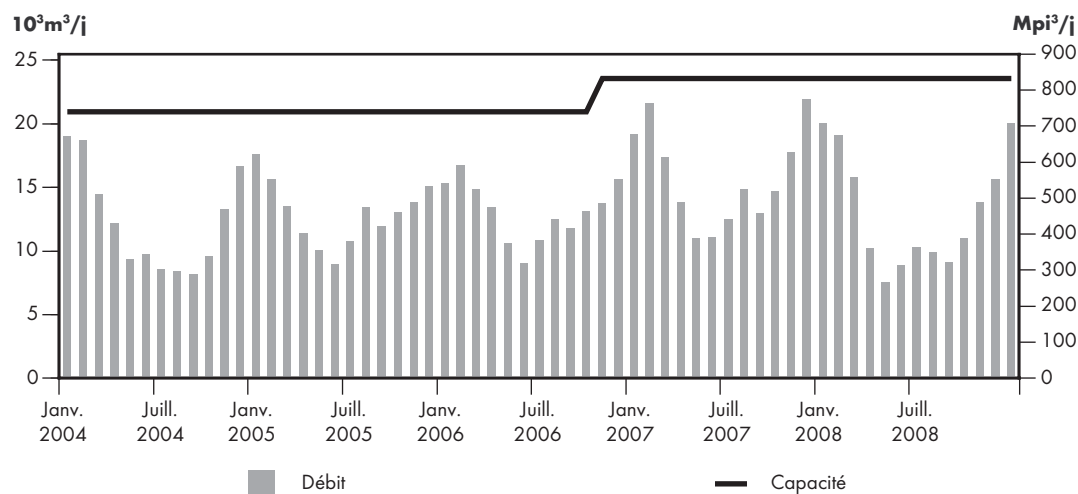
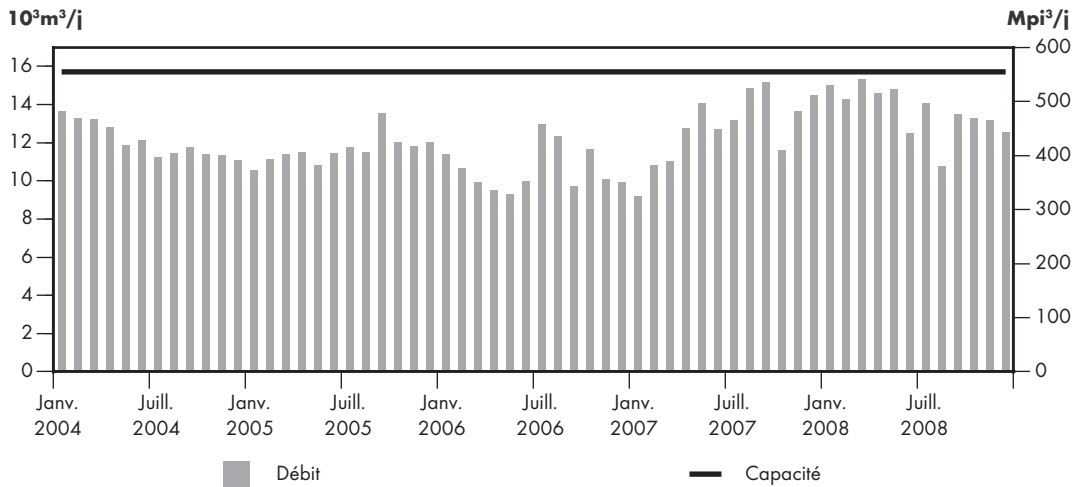


FIGURE 2.18

Débit du réseau de M&NP par rapport à sa capacité



Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP)

La figure 2.18 présente la capacité mensuelle moyenne du réseau de M&NP en regard de son débit. Le réseau transporte le gaz naturel produit au large de la Nouvelle-Écosse et sur le territoire du Nouveau-Brunswick vers les marchés de ces deux provinces et les marchés d'exportation du Nord-Est des États-Unis, en passant par un point d'exportation situé à St. Stephen, au Nouveau-Brunswick.

L'ajout de nouveaux moyens de compression au gisement de l'île de Sable, au large de la Nouvelle-Écosse, et l'augmentation progressive du volume au gisement terrestre McCully au Nouveau-Brunswick a contribué à accroître le débit du réseau de M&NP au début de 2008. Toutefois, la baisse constante de production et des difficultés liées à l'exploitation à l'île de Sable ont graduellement réduit l'utilisation de la capacité au cours du deuxième semestre de l'année. En dépit du fait que l'utilisation moyenne de la capacité (87 %) sur le réseau de M&NP ait été plus élevée en 2008 qu'en 2007, il demeure qu'elle n'a atteint que 82 % au second semestre, par rapport à près de 92 % durant le premier semestre de l'année.

2.3 Répartition

Comme cela a été évoqué dans le présent chapitre, la capacité des réseaux de gazoducs réglementés par l'ONÉ est généralement suffisante. Contrairement aux gazoducs, la plupart des oléoducs sont exploités comme des transporteurs publics. Cela oblige les expéditeurs à passer des commandes tous les mois pour les volumes qu'ils souhaitent faire acheminer s'ils n'ont pas conclu de contrats à long terme. Il n'existe que quelques oléoducs au Canada qui sont exploités partiellement dans le cadre d'ententes de prise obligatoire à long terme avec les expéditeurs, notamment ceux d'Express et de PTNI ainsi que la canalisation no 9 d'Enbridge. Lorsque les expéditeurs commandent le transport de quantités de pétrole ou de produits pétroliers supérieures à ce que l'oléoduc peut transporter ce mois-là, la capacité du pipeline est répartie (c'est-à-dire que les volumes commandés sont réduits) en fonction des modalités du tarif en vigueur. Une augmentation de l'offre, une hausse de la demande, une restructuration d'un pipeline, la capacité réduite des raffineries ou l'entretien de celles-ci sont autant de facteurs qui peuvent provoquer une répartition de la capacité. Les niveaux de répartition de la capacité sur les réseaux d'Enbridge et de Trans Mountain sont abordés ci-après.

T A B L E A U 2 . 1

Répartition de la capacité sur le réseau d'Enbridge

	Mars 2008	Avril 2008	Mai 2008	Juin 2008	Juillet 2008	Août 2008	Sept. 2008	Oct. 2008	Nov. 2008	Déc. 2008 ^{a)}	Janv. 2009 ^{b)}	Févr. 2009	Mars 2009
Répartition	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	24 %	6 %	0 %	0 %
Débit (10 ³ m ³ /j)	254,7	244,6	237,2	247,2	253,0	263,4	253,6	267,4	280,4	282,6	269,9	255,6	244,3

a) Répartition à 24 % des canalisations 2B et 13B - La répartition a été annulée par la suite pour des raisons opérationnelles.

b) Répartition à 6 % des canalisations 2B et 13B - La répartition a été annulée par la suite pour des raisons opérationnelles.

2.3.1 Enbridge

Enbridge possède cinq pipelines qui partent de l'Alberta. La canalisation 1 assure le transport de LGN, de pétrole brut synthétique et de produits pétroliers raffinés; la canalisation 2 achemine du pétrole brut léger; les canalisations 3 et 4 sont affectées au transport du pétrole brut lourd; la canalisation 13, enfin, transporte du pétrole brut léger. Cette dernière prend fin à Clearbrook, au Minnesota, tandis que les autres se rendent jusqu'à Superior, au Wisconsin, où les canalisations 5, 6 et 14 prennent la relève et assurent le service jusqu'au carrefour des marchés de Chicago, en Illinois, et de l'Est du Canada. En janvier 2009, la canalisation 65 a commencé à transporter du pétrole brut léger corrosif et du pétrole brut moyen, ce qui a augmenté de 29 500 m³/j (186 kb/j) la capacité du réseau depuis Cromer, au Manitoba, jusqu'à la frontière canado-américaine.

Le débit du réseau d'Enbridge entre mars 2008 et mars 2009 indique qu'il y a eu une certaine répartition de la capacité durant la période étudiée (tableau 2.1). Au dernier trimestre de 2008, des débits très élevés ont occasionné une répartition sur les canalisations 2B, 3 et 13B d'Enbridge. De plus, le réseau d'Enbridge a presque fait l'objet d'une répartition en octobre et en novembre, mais les efforts concertés des expéditeurs et d'Enbridge ont permis de l'éviter.

Le réseau d'Enbridge a été soumis à une répartition de la capacité au cours du premier trimestre de 2009. En janvier, cette répartition a été occasionnée par des augmentations de l'approvisionnement de pétrole brut léger et lourd. Toutefois, des commandes réduites attribuables à diverses prétentions de « force majeure » ont amené la levée de la répartition. La répartition sur le pipeline qui transporte du pétrole brut léger a été provoquée par des hausses prévues de production de Syncrude et une production supplémentaire de pétrole brut léger. En février, le projet Horizon de Canadian Natural Resources Ltd. a commencé à produire du pétrole brut synthétique, ce qui a amené un accroissement des débits sur le réseau d'Enbridge. Un accroissement de la production à Cold Lake et l'entrée en service de projets de pétrole brut lourd sont aussi attendus.

En 2008, la construction de plusieurs projets d'Enbridge a commencé, notamment l'Alberta Clipper, la canalisation 4 et le pipeline Lc (canalisation 65).

2.3.2 Trans Mountain

Contrairement à la plupart des pipelines de pétrole brut, le réseau de Trans Mountain est affecté en fonction du lieu de la livraison : le quai Westridge ou les destinations terrestres. Les expéditions au quai Westridge sont chargées sur des navires. En raison de la nature unique de ces livraisons maritimes, la capacité attribuée est établie d'après le volume présumé fixé en fonction de la taille du navire, qui est actuellement de 8 270 m³/j (52 kb/j), soit l'équivalent de quatre cargaisons de pétroliers et de deux cargaisons de barges. Les commandes au quai sont réparties selon le principe du

T A B L E A U 2 . 2

Répartition de la capacité sur le réseau de Trans Mountain

	Mars 2008	Avril 2008	Mai 2008	Juin 2008	Juillet 2008	Août 2008	Sept. 2008	Oct. 2008	Nov. 2008	Déc. 2008	Janv. 2009	Févr. 2009	Mars 2009
Répartition													
Canada	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Exportation	0 %	4 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Westridge (offres préliminaires)	0 %	7 %	0 %	0 %	0 %	0 %	4 %	10 %	1 %	2 %	0 %	0 %	0 %
Westridge (régulier)	0 %	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %	69 %	58 %	74 %	0 %	0 %	0 %	23 %
Débit (10 ³ m ³ /j)	24,2	32,8	37,5	35,2	32,2	37,2	42,1	34,2	40,8	49,9	29,2	34,4	51,1

Dans le cas de Westridge, un taux de 100 % reflète une utilisation intégrale de la capacité en vertu d'offres préliminaires.

tout ou rien, en se fondant sur un processus de soumission de prime quand le nombre de commandes surpasse la capacité pour les livraisons au quai⁶.

Le reste de la capacité du réseau de Trans Mountain a été réparti pour les livraisons ayant des destinations terrestres. Comme le montre le tableau 2.2, jusqu'au mois d'octobre 2008, la répartition sur le réseau de Trans Mountain pour les destinations terrestres était calculée différemment des expéditions pour la Colombie-Britannique (destinations intérieures) et de celles à destination des quatre raffineries raccordées au pipeline dans l'État de Washington (destinations d'exportation). En novembre 2008, après la parution de la décision RH-4-2008, les destinations intérieures et d'exportation ont été jumelées afin de former une seule catégorie de destinations terrestres, dont la répartition était effectuée au prorata de la capacité.

Le réseau de Trans Mountain a été l'objet de répartition à plusieurs reprises en 2008 et une fois de plus en mars 2009. Dans la plupart des cas, y compris en mars 2009, la répartition a touché les commandes de transport jusqu'au quai. Cette situation reflète l'augmentation continue de l'offre de sables bitumineux et la demande accrue qui s'ensuit pour les expéditions afin de rejoindre les marchés d'exportation accessibles par la mer. En 2008, 40 pétroliers chargés ont quitté le quai Westridge. Ce grand nombre s'explique en bonne partie par la faiblesse des prix du pétrole dans le Midwest américain (PADD II) et la volonté des producteurs de mettre à l'essai le pétrole brut de l'Ouest canadien dans les raffineries de l'Asie. En octobre et en novembre, des ennuis d'ordre opérationnel aux installations de stockage d'Edmonton ont libéré une certaine capacité. En janvier et février 2009, des interruptions de production dans des raffineries de la région de Puget Sound ont entraîné une baisse de débit.

2.4 Perspectives

Un réseau de transport pipelinier efficace doit pouvoir réagir promptement aux changements qui surviennent dans la conjoncture du marché, ce qui peut supposer un rajustement de la capacité pipelinère ou l'amélioration des services pipeliniers.

6 Lorsqu'ils commandent des volumes aux fins de livraison sur des pétroliers ou des barges, les expéditeurs doivent faire une soumission (cents par m³) indiquant le prix qu'ils sont disposés à payer pour un certain espace dans le cas où il y aurait une sursouscription de la capacité au quai. Durant les mois de répartition pour les expéditions au quai, l'espace est attribué aux expéditeurs qui présentent l'offre la plus élevée (prix de la soumission multiplié par le volume) selon le principe du tout ou rien pour chacune des deux catégories, soit la barge et le pétrolier. Le nombre de soumissions est lié au volume présumé qui est accordé au quai.

T A B L E A U 2 . 3

Projets d'oléoducs pour le pétrole canadien

Oléoduc	Date de dépôt à l'ONÉ ou d'approbation possible	Augmentation de la capacité en m³/j (kb/j)	Date estimative de réalisation avancée par le promoteur	Marché
Keystone de TCPL	Certificat approuvé en nov. 2007	69 000 (435)	4e trim. 2009	Partie méridionale du PADD II et PADD III
Clipper d'Enbridge	Certificat approuvé en mai 2008	71 500 (450)	2e trim. 2010	PADD II
Agrandissement du pipeline Keystone Cushing de TCPL	Approuvé en juillet 2008	24 800 (155)	4e trim. 2010	Cushing, en Oklahoma
Keystone XL de TCPL	Demande présentée en février 2009	111 300 (700)	4e trim. 2012	Côte américaine du golfe du Mexique (PADD III)

2.4.1 Oléoducs

La situation économique actuelle à l'échelle mondiale a freiné beaucoup de projets d'exploitation des sables bitumineux et, par conséquent, a réduit les attentes en ce qui a trait à la production pétrolière. Toutefois, la production de pétrole extrait des sables bitumineux continue d'augmenter, et les investissements dans ce secteur se poursuivent. Afin de satisfaire les besoins de capacité et de souplesse accrus, de nombreuses demandes d'approbation d'oléoducs ont été présentées à l'Office et approuvées par celui-ci en 2007 et 2008. La construction de cette infrastructure est en cours. Outre ces projets, de nouvelles propositions sont actuellement devant l'Office et d'autres projets doivent encore être soumis à son examen.

En novembre 2007, TransCanada a présenté une demande à l'Office en vue d'agrandir et de prolonger le pipeline Keystone. L'ONÉ a approuvé le projet en juillet 2008, et la gouverneure en conseil (GC) y a donné son agrément en septembre de la même année. Le projet consistera à porter la capacité de l'oléoduc à 94 000 m³/j (590 kb/j) et à prolonger le tronçon américain de la frontière entre le Nebraska et le Kansas jusqu'au carrefour de Cushing, en Oklahoma.

En février 2009, Keystone a déposé une demande d'approbation à l'Office relativement au projet de pipeline Keystone XL (Keystone XL), afin d'agrandir et de prolonger le réseau jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. S'il devait être approuvé, le pipeline Keystone XL aurait une capacité initiale de 111 300 m³/j (700 kb/j) et acheminerait du pétrole de l'Ouest canadien jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Par suite de son appel de soumissions, Keystone a reçu des engagements d'expéditions sur le pipeline Keystone XL pour 60 400 m³/j (380 kb/j) dont la durée moyenne est de 17 ans.

Le tableau 2.3 présente une synthèse des projets de pipelines du ressort de l'ONÉ qui ont été approuvés ou dont la demande a été présentée récemment (au moment de la rédaction du présent rapport, en mai 2009) pour le transport de pétrole hors de l'Ouest canadien.

2.4.2 Gazoducs

D'une part, l'année 2008 a été marquée par une poursuite de la diminution de l'offre de gaz naturel classique canadien et d'autre part, par l'ampleur inattendue de l'augmentation de la production de gaz naturel aux États-Unis, en particulier à partir de sources non classiques comme le gaz de schiste. Cela explique évidemment l'attention accrue qui a été portée aux énormes ressources potentielles de gaz de schiste que l'on trouve dans plusieurs régions au Canada, notamment au Québec, en Alberta et en Colombie-Britannique. Même si les résultats de l'exploration ont été favorables dans toutes ces

régions, il reste que seule la formation de Montney, en Colombie-Britannique, a jusqu'à maintenant produit de grandes quantités de gaz de ce type.

Conséquence de l'exploration et de la production fructueuses du gaz de schiste, l'Office a reçu récemment des demandes d'approbation pour la construction de nouveaux gazoducs devant permettre la collecte de gaz naturel dans les régions productrices et potentiellement productrices du secteur de Montney, ainsi que les formations productrices de gaz qui se trouvent à proximité. Ces gazoducs se raccorderaient à l'infrastructure pipelinière actuelle de l'Alberta. Les audiences relatives au projet pipelinier South Peace de Spectra Energy Transmission et au projet de pipeline Redwillow de SemCAMS Redwillow ULC se sont tenues en 2008. L'Office a approuvé la construction du pipeline South Peace en novembre 2008 et le projet Redwillow, en mars 2009.

Sur la côte Est du Canada, EnCana Corporation a entrepris les travaux de préparation en vue du projet de gazoduc Deep Panuke devant acheminer le gaz extracôtier jusqu'à Goldboro, en Nouvelle-Écosse. Au Nouveau-Brunswick, la construction du gazoduc Brunswick d'Emera, qui raccorde le terminal méthanier Canaport à la canalisation principale de M&NP a été achevée, et le gazoduc est entré en service en janvier 2009. Les travaux de nettoyage de l'emprise et de remise en état seront réalisés à l'été 2009.

En février 2009, l'Office a approuvé la demande que lui avait présentée TransCanada en 2008 en vue de soumettre son réseau albertain (NGTL) à la réglementation de l'ONÉ. Auparavant, NGTL était assujéti à la réglementation provinciale et relevait conjointement de l'Alberta Utilities Commission et de l'Energy Resources Conservation Board. L'approbation, le 29 avril 2009, du certificat par la GC a eu comme effet de confier à l'ONÉ le réseau de quelque 23 000 km de pipelines.

Le tableau 2.4 présente une synthèse des projets de pipelines du ressort de l'ONÉ qui ont été approuvés ou dont la demande a été présentée récemment (au moment de la rédaction du présent rapport, en mai 2009) pour le transport de gaz naturel.

T A B L E A U 2 . 4

Projets de gazoducs pour le gaz naturel canadien

Gazoduc	Emplacement	Augmentation de la capacité, en 10 ⁶ m ³ /j (Gpi ³ /j)	Date estimative de réalisation avancée par le promoteur	Marchés visés
TransCanada Pipelines Limited (TransCanada) et TransCanada Keystone GP Ltd. (Keystone)	Saskatchewan, Manitoba	-14,16 (-0,5)	2009-2010	Transfert d'actifs pipeliniers et conversion de ces derniers pour qu'ils servent au transport de pétrole
Gazoduc Brunswick d'Emera	Nouveau-Brunswick	24,08 (0,85)	2009	Canada Atlantique, Nord-Est des États-Unis
Gazoduc Deep Panuke d'EnCana	Nouvelle-Écosse	8,5 (0,3)	2010	Canada Atlantique, Nord-Est des États-Unis
SemCAMS Redwillow ULC - Gazoduc Redwillow	Colombie-Britannique, Alberta	1,98 (0,07)	Fin de 2009	Ouest canadien
Spectra Energy Transmission (Westcoast) - Projet de gazoduc South Peace	Colombie-Britannique	6,23 (0,22)	2009	Ouest canadien
Pipeline Groundbitch de TransCanada Pipelines Limited (TransCanada)	Colombie-Britannique	46,91 (1,656)	Fin de 2010	Ouest canadien
Dawn Gateway LP - Gazoduc Dawn Gateway	Ontario	11,33 au début (0,4)	Fin de 2010	Centre du Canada

Gaz naturel liquéfié (GNL)

L'Office a récemment publié une évaluation du marché de l'énergie, dans laquelle il présente la dynamique des marchés mondiaux du gaz naturel et du GNL, et fait état du besoin probable d'importer du GNL à l'avenir en Amérique du Nord et de la disponibilité de la ressource, ainsi que des répercussions possibles sur les marchés canadiens du gaz naturel et sur la mise en valeur du GNL⁷. Il ressort du rapport qu'en dépit d'une capacité de regazéification en Amérique du Nord qui excède considérablement le niveau des importations passées, une croissance des importations de GNL pourrait fournir une solution de rechange, principalement dans les régions où la capacité pipelinère ou de production est limitée.

2.5 Synthèse du chapitre

Un réseau de transport pipelinier qui fonctionne bien doit posséder une capacité suffisante pour acheminer les produits aux consommateurs qui en ont besoin. L'analyse présentée dans ce chapitre révèle que, dans l'ensemble, la capacité disponible sur les principaux pipelines réglementés par l'ONÉ était suffisante en 2008.

Oléoducs

Même si les indicateurs d'utilisation de la capacité laissent voir une certaine capacité libre sur quelques pipelines servant au transport du pétrole et des produits pétroliers en 2008, le recours à la répartition sur quelques réseaux indique que la capacité globale demeure serrée. Au cours de 2008 et au premier trimestre de 2009, Trans Mountain et Enbridge ont accru la capacité de leurs réseaux, ce qui a permis de soulager les pressions exercées depuis plusieurs années relativement à la capacité. Les prix à l'exportation du pétrole brut canadien léger et lourd ont suivi de près les prix intérieurs affichés en 2008, démontrant ainsi qu'en dépit d'un resserrement de la capacité pipelinère et du fonctionnement occasionnel en mode répartition de certains réseaux, la capacité en place était suffisante, dans l'ensemble.

La situation économique actuelle à l'échelle mondiale a freiné beaucoup de projets d'exploitation des sables bitumineux et, par conséquent, a réduit les attentes en ce qui a trait à la production pétrolière. Toutefois, la production de pétrole extrait des sables bitumineux continue d'augmenter, et les investissements dans ce secteur se poursuivent. Afin de satisfaire les besoins de capacité et de souplesse accrus, de nombreuses demandes d'approbation d'oléoducs ont été présentées à l'Office et approuvées par celui-ci en 2007 et 2008. La construction de cette infrastructure est en cours et devrait accroître la capacité des réseaux dès le quatrième trimestre de 2009.

Gazoducs

Dans l'ensemble, la comparaison entre les écarts de prix et les droits du transport garanti pour le gaz naturel en regard de la capacité des gazoducs réglementés par l'ONÉ révèle qu'il existe une capacité pipelinère suffisante partout au pays, malgré les pénuries de capacité de courte durée qui peuvent survenir à l'occasion, selon le marché desservi, la capacité de stockage et les variations saisonnières. La demande de gaz naturel fluctue en fonction de la saison et il en s'ensuit que les volumes de gaz naturel et les niveaux d'utilisation peuvent varier sur certains gazoducs canadiens. L'utilisation de moyens de stockage, lorsqu'il y en a, contribue à stabiliser les flux et permet une utilisation plus efficace de la capacité pipelinère.

⁷ ONÉ, *Gaz naturel liquéfié : perspective canadienne*, février 2009, disponible à <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/nrgynfntn/nrgyprnt/ntrlgs/lqfdntrlgscndnprspctv2009/lqfdntrlgscndnprspctv2009-fra.html>.

Le taux d'utilisation de la majorité des gazoducs a baissé en 2008. La baisse de la production de gaz classique du BSOC, conjuguée à l'accroissement de la demande dans l'Ouest canadien et à la concurrence provenant d'autres bassins d'approvisionnement, notamment ceux de l'Ouest et du Sud-Est des États-Unis, s'est traduite par une baisse des débits des gazoducs qui transportent le gaz hors de l'Ouest canadien. Les modifications à la dynamique de l'offre et de la demande peuvent avoir d'énormes répercussions sur les réseaux pipeliniers existants et sur les nouveaux gazoducs, plus particulièrement en rendant difficile la transition en ce qui a trait à l'utilisation et aux droits.

Par rapport aux années antérieures, l'Office a reçu moins de nouvelles demandes de gazoducs relevant de sa compétence en 2008. Les récentes demandes dans l'Ouest canadien visaient surtout des raccordements en vue de transporter vers les marchés du gaz non classique nouvellement exploité dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, par l'entremise des gazoducs déjà en place. D'autres demandes cherchaient à améliorer la livraison du gaz nord-américain vers les marchés du Centre du Canada.

DROITS PIPELINIERS ET SATISFACTION DES EXPÉDITEURS

L'Office se fonde sur un certain nombre d'indices pour évaluer si les sociétés pipelinères fournissent des services qui répondent aux besoins des expéditeurs à des prix stables et raisonnables (droits pipeliniers). Il surveille notamment la stabilité des droits pipeliniers en vérifiant les variations d'une année à l'autre d'un droit repère pour chacun des principaux pipelines qu'il réglemente et tient compte de la rétroaction qu'il reçoit directement des expéditeurs, que ce soit dans le cadre de son sondage annuel sur les services pipeliniers, sous forme de plaintes officielles ou grâce à des entretiens informels avec les expéditeurs et les parties prenantes.

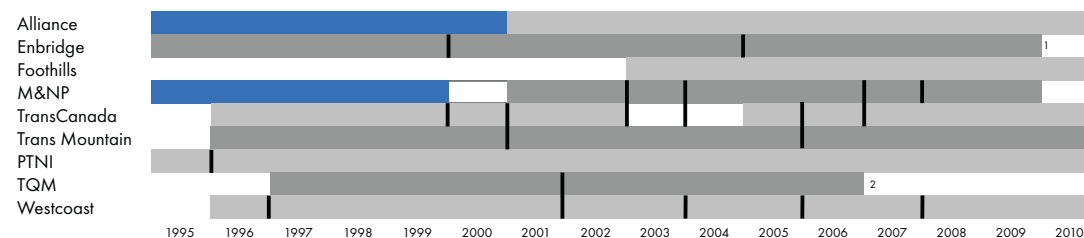
3.1 Règlements négociés

L'Office a mis à jour ses Lignes directrices relatives aux règlements négociés en juin 2002 afin d'accroître la marge de manœuvre lors de l'examen des règlements contestés.

Toutes les grandes pipelinères réglementées par l'Office fonctionnaient sous le régime des règlements négociés en 2008, à l'exception de TQM qui a déposé un règlement partiel pour la période de 2007 à 2009, dont sont absents les aspects liés au coût du capital (voir la figure 3.1). À l'automne 2008, l'Office a tenu une audience publique qui a porté sur la demande de TQM visant à faire approuver le coût du capital qu'elle entendait utiliser dans le calcul des droits définitifs exigés pour les services fournis en 2007 et 2008. Dans sa décision du 19 mars 2009, l'ONÉ acceptait de modifier la méthode à laquelle elle avait eu recours dans le passé à l'égard des droits demandés par TQM pour les années 2007 et 2008.

FIGURE 3.1

Période d'application des règlements négociés



1 Des négociations sont en cours.

2 Règlement partiel approuvé pour 2007-2009; décision concernant le coût du capital rendue en mars 2009

Alliance et M&NP n'étaient pas en service pendant ces années

(Les bandes grises indiquent les années visées par un règlement, tandis que les lignes noires verticales désignent l'échéance des règlements.)

En août 2008, Westcoast a déposé un règlement sur les droits d'une durée de trois ans couvrant la période 2008 à 2010, pour les services fournis sur sa canalisation principale. En mars 2009, M&NP et ses parties prenantes ont négocié avec succès un règlement d'un an sur les droits qui s'appliquera en 2009.

Au cours de 2008, l'Office a été saisi de quelques situations liées aux droits qui n'ont pu être résolues par la voie de règlements négociés. Parmi celles-ci, mentionnons la demande relative au coût du capital de TQM dont il a été question précédemment, une demande d'Enbridge visant à fixer les droits sur la canalisation no 9, une demande de Trans Mountain concernant l'élimination de la prime au quai Westridge et une autre de la même société se rapportant aux règles relatives à l'allocation et à la répartition de capacité sur son réseau.

3.2 Indice des droits pipeliniers

La stabilité et le caractère raisonnable des droits constituent des enjeux de premier plan pour les expéditeurs et, pour cette raison, figurent parmi les indicateurs de l'efficacité du réseau de transport des hydrocarbures. L'Office suit les variations annuelles des droits repères de tous les pipelines qu'il réglemente, car ils peuvent fluctuer pour diverses raisons, en vertu du régime de la réglementation fondée sur le coût du service. Par exemple, si une société engage des dépenses considérables pour modifier ou agrandir son réseau en réponse aux besoins des expéditeurs, ses droits peuvent augmenter ou baisser selon les circonstances particulières du projet. Une baisse de débit ou un recul de la demande contractuelle qui réduit l'utilisation de la capacité peut se traduire par une hausse considérable des droits. Dans la section qui suit, nous examinons les mouvements et les tendances des droits observés depuis 2001 sur certains pipelines du ressort de l'Office.

3.2.1 Droits des oléoducs

Les droits repères pour Enbridge, Trans Mountain, PTNI et Express, ainsi que le déflateur du produit intérieur brut (PIB)⁸, tous normalisés à 2001⁹, sont présentés à la figure 3.2¹⁰.

Le droit repère d'Enbridge a augmenté globalement au cours de la période, à un rythme plus rapide que le déflateur du PIB entre 2002 et 2006. Les hausses ont été les plus marquées en 2004 et 2006. En 2008, le droit a légèrement diminué par rapport à 2007. Ce phénomène est principalement attribuable à une réduction des besoins en produits résultant des rajustements apportés l'année précédente, qui sont partiellement annulés par les coûts associés à l'agrandissement de Southern Access.

Le droit repère de Trans Mountain a augmenté en 2002 et 2003, pour redescendre jusqu'à ce qu'il enregistre une nouvelle hausse en 2007 et 2008. Par rapport à 2007, l'augmentation moyenne a été de 10 %, et elle tient surtout au fait que les coûts de l'agrandissement de la station de pompage et du projet de doublement d'ancrage avaient été inclus dans les besoins en produits pour 2008. Les droits repères d'Express ont plus ou moins suivi le même rythme que le déflateur du PIB, de 2001 à 2008.

8 Le déflateur implicite du PIB pour 2008 consiste en une estimation fondée sur les données réelles du premier semestre de l'année et des données estimatives établies par Informetrica pour le second semestre.

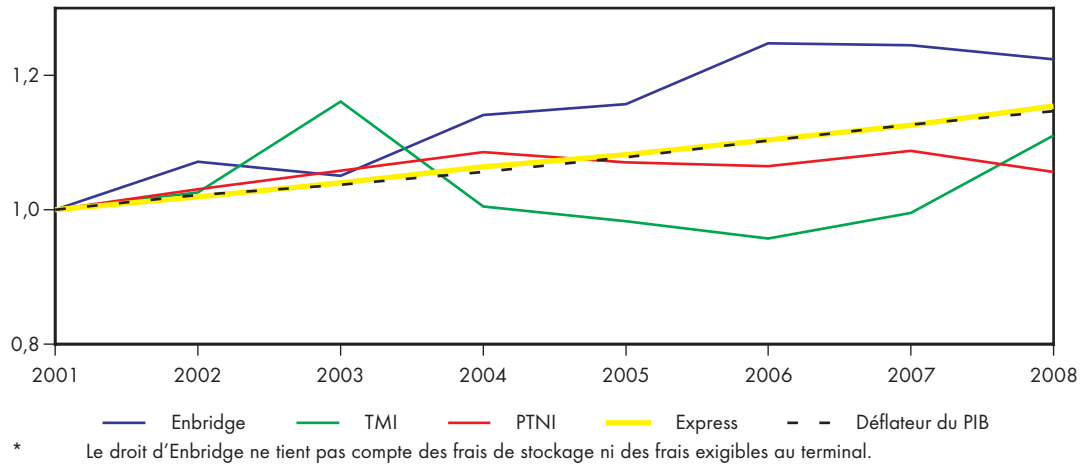
9 Les différentes distances franchies ajoutent à la complexité de la comparaison des droits entre les divers pipelines. Une certaine mesure de normalisation est donc requise. Ici, les droits ne sont normalisés qu'en ce qui a trait à leurs propres variations au fil du temps. L'année de normalisation est choisie de façon arbitraire; l'année 2001 a été retenue du fait que certains droits n'existent que depuis quelques années.

10 Les droits repères sont : le droit d'Enbridge — Edmonton à la frontière internationale près de Chippewa; le droit de TMI — Edmonton à Burnaby; le droit de PTNI — d'Oakville à Montréal; et le droit d'Express pour une période de 15 ans.

FIGURE 3.2

Droits repères d'oléoducs réglementés par l'ONÉ

Valeur normalisée (2001) = 1,00



3.2.2 Droits des gazoducs

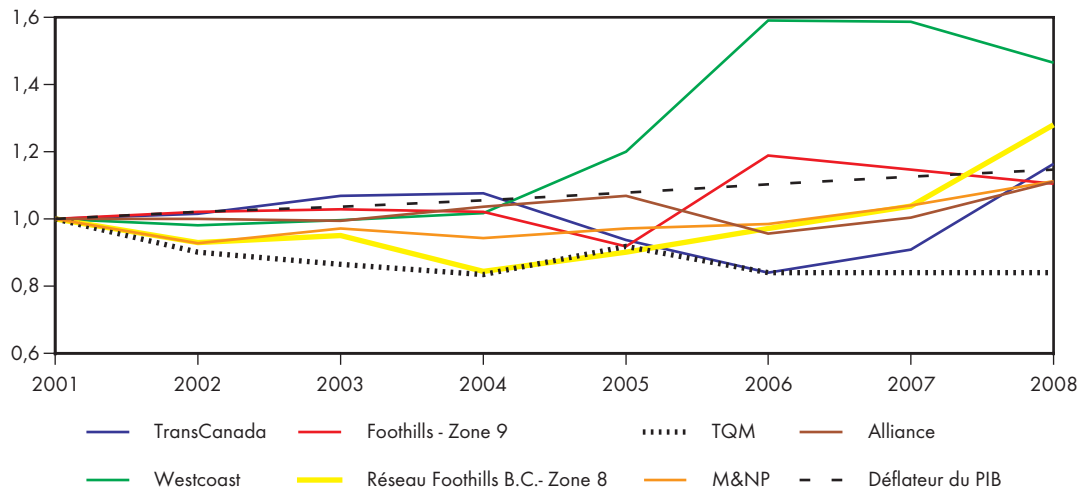
La figure 3.3 présente les droits repères du réseau principal de TransCanada, de Westcoast, de Foothills Sask. (Zone 9), du réseau Foothills B.C. (Zone 8), de TQM, de M&NP et d'Alliance, ainsi que le déflateur du PIB. Toutes les valeurs sont normalisées à compter de 2001.

Le droit repère de TransCanada a suivi d'assez près le déflateur du PIB de 2001 à 2004. Il a toutefois baissé en 2005 et 2006, en bonne partie à cause de l'augmentation de la demande contractuelle. L'augmentation marquée du droit de TransCanada en 2008 découle d'une hausse des frais d'exploitation et, parallèlement, d'une baisse des volumes attribuable au non-renouvellement de contrats.

FIGURE 3.3

Droits repères de gazoducs réglementés par l'ONÉ

Valeur normalisée (2001) = 1,00



Les droits de Westcoast ont augmenté légèrement jusqu'en 2004, puis ils ont grimpé de plus de 18 % par suite du non-renouvellement de contrats de service de transport garanti. De nouvelles réductions de volumes en 2006 ont entraîné une hausse supplémentaire de 32 % des droits cette année-là. En 2007, ils sont demeurés presque inchangés par rapport à 2006, tandis qu'en 2008, ils ont retraité de plus de 8 %, en raison d'un accroissement de la demande contractuelle.

Le droit repère de Foothills, Zone 9, a augmenté en 2006, résultat de la diminution des volumes et de la fin, en 2005, de la période de récupération des impôts reportés, qui s'était échelonnée sur dix ans. En 2007 et 2008, les droits ont baissé. En 2008, le droit repère du réseau Foothills B.C.¹¹ a augmenté de 19 %. Cette majoration est attribuable à une baisse de la demande contractuelle, dont les volumes ont chuté de 8 %, et à la liquidation d'un compte de report hérité d'une année antérieure. Le droit repère de M&NP a aussi connu une légère baisse en 2008. Celle-ci a été causée par un recul de la demande déterminée, une mesure de la demande contractuelle d'un réseau qui tient compte du volume et de la distance. En 2008, le droit repère d'Alliance a enregistré une hausse de près de 10 % par rapport à l'année précédente. Cette majoration tient surtout aux dépenses engagées pour la révision de compresseurs et pour l'entretien et la mise à niveau de ses systèmes informatiques.

Dans la décision récente RH-1-2008, l'Office a enjoint TQM de déposer ses droits définitifs pour 2007 et 2008.

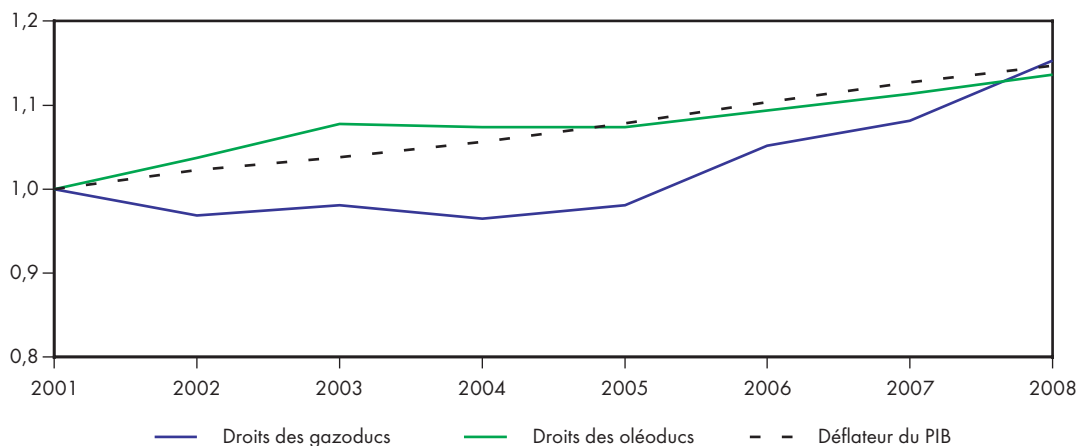
3.2.3 Comparaison entre les oléoducs et les gazoducs

La figure 3.4 présente les moyennes simples des indices des droits repères pour les gazoducs et les oléoducs (tels qu'ils sont signalés aux figures 3.2 et 3.3), ainsi que le déflateur du PIB¹². De 2001 à 2007, la hausse moyenne des droits des oléoducs a été supérieure à celle des gazoducs, l'accroissement net au cours de la période correspondant essentiellement au déflateur du PIB. En 2008, la majoration moyenne des droits des gazoducs a été plus forte que celle des droits des oléoducs.

FIGURE 3.4

Droits repères des oléoducs et des gazoducs

Valeur normalisée (2001) = 1,00



11 Le réseau de Foothills B.C. a été amalgamé avec le réseau de Foothills South B.C. (Zone 8) le 1^{er} avril 2007.

12 Ces moyennes simples se rapportent aux pipelines pour lesquels des données étaient disponibles dans chaque année et n'ont pas été redressées pour tenir compte de la longueur, de la capacité ou du volume relatif de ces pipelines.

3.3 Satisfaction des expéditeurs

3.3.1 Sondage de l'ONÉ sur les services liés aux pipelines

Au début de 2009, l'Office a mené son cinquième sondage annuel auprès des expéditeurs recourant aux services de transport des grandes pipelinières et des sociétés du secteur intermédiaire de son ressort, afin d'obtenir une rétroaction directe sur la qualité du service fourni par celles-ci. Le sondage a également servi à recueillir l'avis des expéditeurs au sujet du rendement fourni par l'Office dans son rôle de réglementation des droits et des tarifs pipeliniers.

Pour chaque sondage reçu, les expéditeurs ont fourni une réponse qui reflète les vues de la direction de l'entreprise sur les services fournis par la pipelinière ou la société du secteur intermédiaire visée par le sondage, et sur les services offerts par l'Office. Le taux global de réponse au sondage, qui se situe à 38 %, représente une augmentation de 8 % par rapport à l'année dernière. Un total de 421 sondages ont été distribués, 52 de moins qu'en 2007.

Après l'analyse des réponses, l'Office publie un résumé des résultats globaux sur son site Web. Ces résultats incluent la moyenne de l'industrie et la distribution des réponses pour chaque question, ainsi qu'un sommaire des thèmes principaux qui se dégagent des réponses. En outre, l'Office fournit à chaque société et à ses expéditeurs le détail des résultats se rattachant à la société en question, y compris la cote moyenne obtenue et la distribution des réponses pour chaque question, de même que les commentaires textuels des expéditeurs, sans indication du nom du répondant.

Comme il l'avait fait au cours des années précédentes, l'Office a eu recours à un outil de sondage implanté sur le Web. Aucune nouvelle question n'a été ajoutée. Toutefois, puisqu'il s'agissait de la cinquième édition de l'exercice, l'ONÉ a décidé d'inclure dans le présent rapport une comparaison des résultats globaux de ces cinq dernières années.

L'annexe 2 présente les cotes globales accordées pour chaque question du sondage. Le rapport intégral sur les résultats globaux du sondage se trouve à <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rpblctn/rprt/srvyrslt/2009/pplnsrvcsrvyrslt2009-fra.html>.

Services liés aux pipelines

La figure 3.5 montre les résultats globaux obtenus pour la question du sondage demandant aux expéditeurs d'indiquer leur satisfaction à l'égard de la qualité globale du service offert par leurs

FIGURE 3.5

Satisfaction des expéditeurs quant à la qualité du service de transport par pipeline

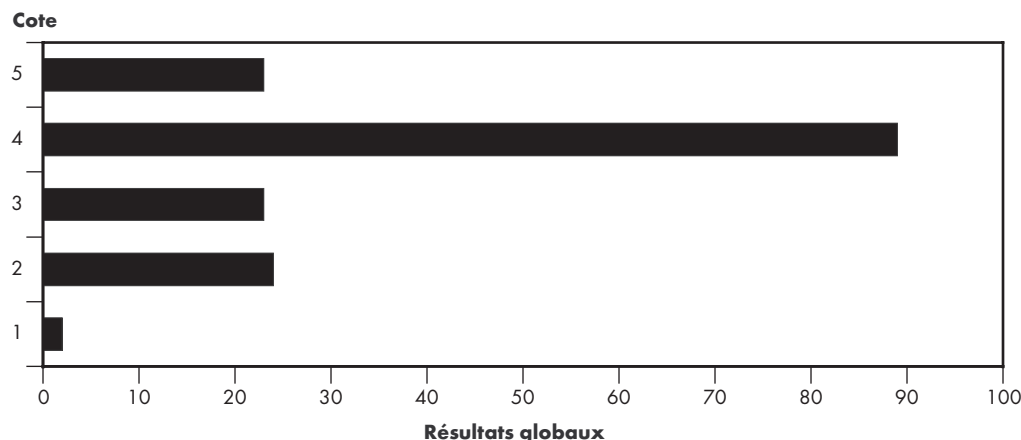


FIGURE 3.6**Comparaison sur cinq ans de la qualité d'ensemble du service**

sociétés pipelinières/du secteur intermédiaire. La cote moyenne de 3,67 accordée à l'industrie cette année est supérieure à celle enregistrée lors du sondage de l'année dernière, qui était de 3,40 (la cote 1 correspond à « nullement satisfait » et la cote 5 à « entièrement satisfait »). Les répondants étaient plutôt satisfaits ou très satisfaits de la qualité d'ensemble des services dans 70 % des cas, comparativement à 60 % dans le sondage précédent. Compte tenu de ces résultats, l'Office conclut que les expéditeurs semblent encore une fois raisonnablement satisfaits des services offerts par les sociétés pipelinières/du secteur intermédiaire.

La figure 3.6 propose une comparaison des résultats des cinq années du sondage pour la question portant sur la satisfaction des expéditeurs à l'égard de la qualité globale du service offert par leurs sociétés pipelinières/du secteur intermédiaire. À partir de cette comparaison, l'Office est en mesure de conclure que la qualité globale du service s'est améliorée au cours des trois dernières années, sans toutefois atteindre le niveau enregistré en 2005.

Les trois aspects ayant obtenu la meilleure cote dans le sondage de cette année sont les suivants :

1. la fiabilité de l'exploitation matérielle de la société pipelinière;
2. la rapidité d'envoi et l'exactitude des factures et des relevés;
3. la rapidité de publication et l'utilité de l'information de nature commerciale.

Les trois aspects ci-après ont obtenu la cote la plus faible :

1. la démonstration d'une attitude favorisant constamment les améliorations et les innovations;
2. l'accessibilité et la promptitude à régler les problèmes ou à répondre aux demandes des expéditeurs;
3. les droits perçus en regard des services de transport reçus et à ceux proposés dans le secteur intermédiaire.

Rétroaction à l'endroit de l'Office

Il ressort du sondage de 2009 que les expéditeurs sont légèrement moins satisfaits du rendement de l'Office qu'ils ne l'étaient l'an dernier. Environ 65 % d'entre eux ont indiqué qu'ils étaient « satisfaits » ou « très satisfaits » du rendement de l'Office en ce qui a trait à l'établissement d'un cadre de réglementation favorisant les règlements négociés sur les droits et les tarifs. Quelque 55 %

des expéditeurs se sont dits « satisfaits » ou « très satisfaits » pour ce qui est des processus mis en œuvre pour régler des différends. Dans les deux cas, les résultats obtenus sont légèrement inférieurs à ceux de 2008. Les expéditeurs ont fait remarquer que l'Office pouvait s'améliorer sur le plan de la collaboration avec les parties prenantes et s'assurer davantage que tous les transporteurs sont consultés comme il se doit sur les questions de droits. Fidèle à sa volonté de sans cesse s'améliorer, l'Office examinera les commentaires qui ont été formulés.

L'Office constate qu'en majorité, les expéditeurs sont satisfaits de l'information qu'il fournit au public sur les marchés de l'énergie.

3.3.2 Plaintes officielles

Quand les expéditeurs ne parviennent pas à résoudre leurs différends sur des droits ou des tarifs, ils peuvent déposer une plainte officielle à l'Office. Selon la nature de la plainte, l'Office peut l'aborder au moyen du processus officiel de règlement des plaintes devant l'Office, d'un mécanisme approprié de règlement des différends ou encore, dans certains cas, par la voie de la négociation d'une solution entre les parties. Au cours de la dernière année, les expéditeurs ont déposé deux plaintes officielles pour lesquelles l'Office a dû intervenir.

IBERDROLA Canada Energy Services Ltd. (ICES)

En octobre 2007, Alliance a déposé une demande d'approbation de droits devant entrer en vigueur le 1er janvier 2008. En décembre de la même année, ICES a avisé l'Office de son opposition aux droits de 2008 qu'Alliance avait proposés, soutenant que cette dernière n'avait pas démontré le caractère raisonnable et prudent d'une partie ou de la totalité des coûts supplémentaires qu'elle souhaitait recouvrer à même ces droits et que, par conséquent, les droits proposés n'étaient pas justes et raisonnables.

En avril 2008, l'Office a mis en place un processus par voie de mémoires portant exclusivement sur les cinq objections d'ICES et autorisant la présentation de demandes de renseignements et d'une plaidoirie écrite. En septembre 2008, en se fondant sur la preuve déposée, l'Office a rejeté l'objection d'ICES et a approuvé les droits proposés par Alliance avec prise d'effet le 1er janvier 2008.

ExxonMobil Canada Energy (EMCE)

En janvier 2008, EMCE a déposé une plainte et présenté une demande d'approbation concernant les droits exigés par Westcoast pour ses services de collecte et de traitement dans les zones 1 et 2. Puisque les droits demandés pour ces services sont négociés en vertu du Cadre de réglementation assoupli et que ces négociations sont confidentielles, EMCE a également déposé une demande d'ordonnance touchant la confidentialité des renseignements transmis à l'Office. Pendant l'examen du dossier par l'ONÉ, EMCE et Westcoast ont poursuivi leurs négociations en vue d'arriver à un règlement. En octobre 2008, EMCE a informé l'Office que l'exercice avait été fructueux et qu'une entente était intervenue.

3.3.3 Amélioration de service

Dans le cadre d'un règlement négocié pour la période 2008-2010, Westcoast et ses parties prenantes ont convenu de négocier les conditions d'un programme d'encouragement pour le service à la clientèle visant les services de transport fournis par Westcoast dans les zones 3 et 4. Ce programme a pour objet d'améliorer la qualité générale du service à la clientèle de Westcoast, en mettant en place

des mesures pécuniaires d'encouragement et de dissuasion qui seraient rattachées à des étalons de rendement convenus au préalable, comme un sondage auprès des clients.

Le règlement comprend également trois initiatives destinées à améliorer le service : (1) une évaluation de l'étendue des mesures et des exigences devant permettre à Westcoast d'améliorer son cycle de commandes; (2) le rapprochement et, éventuellement, le rajustement de la capacité disponible en vertu de contrats dans les zones 3 et 4 selon une approche tronçon par tronçon; (3) la collaboration avec le Groupe de travail sur les droits et le tarif, en vue d'arriver à une proposition concernant les objectifs de fiabilité durant l'été.

3.4 Synthèse du chapitre

Les observations suivantes ont été faites dans le présent chapitre :

- Dans la grande majorité des cas, les sociétés pipelinières et les expéditeurs ont été en mesure de régler les problèmes rencontrés à l'égard des droits et tarifs par la voie de règlements négociés.
- L'Office a dû se pencher sur quelques situations relatives aux droits qui n'ont pu être résolues par des règlements négociés.
- En 2008, les droits sur les pipelines ont globalement augmenté par rapport à l'année précédente, ceux sur les gazoducs enregistrant une hausse plus forte que ceux des oléoducs.
- Les expéditeurs ont manifesté un degré de satisfaction plus élevé à l'égard des services fournis par leurs sociétés pipelinières/du secteur intermédiaire, par rapport à 2007.
- Il ressort de la comparaison de la qualité générale du service sur une période de cinq ans que le taux de satisfaction à l'égard des services des sociétés pipelinières est en hausse par rapport à l'année dernière, après trois ans de baisse légère.
- Deux plaintes officielles ont été déposées à l'Office par les expéditeurs l'année dernière.

À la lumière de ces observations, l'Office conclut que les sociétés pipelinières/du secteur intermédiaire fournissent des services qui répondent aux besoins des expéditeurs, à des prix raisonnables (droits pipeliniers). L'augmentation du degré de satisfaction dans le sondage de 2009 révèle que les sociétés pipelinières/du secteur intermédiaire ont amélioré la qualité de leurs services aux expéditeurs au cours de la dernière année. Quant aux expéditeurs, ils sont raisonnablement satisfaits du rôle que joue l'Office en ce qui a trait à la réglementation des droits et tarifs. Néanmoins, l'ONÉ poursuivra ses efforts en vue d'améliorer ses processus.

INTÉGRITÉ FINANCIÈRE DES SOCIÉTÉS PIPELINIÈRES

Le présent chapitre porte sur la solidité financière des sociétés pipelinières soumises à la réglementation de l'ONÉ et fait état d'un certain nombre de facteurs pertinents.

4.1 Capital-actions ordinaire

Le ratio du capital-actions ordinaire se définit comme la proportion que la composante du capital-actions ordinaire représente dans la structure du capital d'une société. Le marché y voit une indication du risque financier d'une société, soit le risque inhérent à l'usage qu'une société fait de titres d'emprunt. Plus le ratio du capital-actions ordinaire est élevé, plus la probabilité que la société puisse faire face à ses engagements, y compris le service de sa dette, est grande.

Ratios présumés du capital-actions ordinaire

Au moment d'approuver les droits qu'une société pipelinière du Groupe 1 peut percevoir pendant une période déterminée, l'Office autorise aussi généralement un rendement du capital-actions (RCA) et un ratio du capital-actions ordinaire pour l'entité réglementée. Comme les sociétés mères comptent

T A B L E A U 4 . 1

Ratios présumés du capital-actions ordinaire

	2006	2007	2008	2009
Alliance	30	30	30	30
Foothills	36	36	36	36
Réseau Foothills BC, Zone 8	36	36	36	36
M&NP	25	29,27	31,18	*
TQM	30	**	**	***
Réseau principal de TransCanada	36	40	40	40
Division transport de Westcoast	35	36	36	36

* Non précisé

** Voir l'instance RH-1-2008.

*** TQM a indiqué qu'elle prévoyait dénouer la situation par la voie de la négociation et, en cas d'échec, elle déposera une demande d'approbation à l'Office.

souvent diverses branches d'activités qui sont regroupées sous une même structure du capital, l'Office a dû définir un ratio du capital-actions ordinaire adapté, réel ou présumé, pour les actifs qui sont de son ressort¹³. Par ailleurs, certaines sociétés pipelinières du Groupe 1 négocient avec succès un règlement de droits global avec leurs expéditeurs, comprenant la structure du capital et le rendement du capital-actions. Dans ce cas, l'Office tient compte de l'ensemble du règlement au moment de l'approbation.

Le tableau 4.1 présente le ratio présumé du capital-actions ordinaire de certaines sociétés du Groupe 1. Entre 2006 et 2007, celui du réseau principal de TransCanada et celui de la Division du transport de Westcoast ont

¹³ Le ratio présumé du capital-actions ordinaire donne une structure du capital théorique qui sert aux fins de l'établissement des droits et qui peut être différente de la structure du capital réelle de la société.

augmenté, tandis que celui de M&NP a fait de même en 2007 et 2008. En 2009, le ratio présumé du capital-actions ordinaire de M&NP ne figurait pas dans le règlement des droits pour l'année. Le marché juge qu'un relèvement du ratio a un effet positif sur le crédit, puisqu'il réduit le risque financier de la société pipelinère.

Rendement du capital-actions ordinaire

Pour les sociétés pipelinères réglementées par l'ONÉ, ce dernier approuve le RCA et le fixe par décision ou négociation.

L'Office décide chaque année de ce que sera le RCA autorisé, en se fondant sur la méthode décrite dans les Motifs de décision RH-2-94. Cette méthode s'applique à tous les pipelines réglementés par l'Office, à l'exception de ceux pour lesquels il a approuvé d'autres taux de rendement. Les RCA réalisés peuvent différer de ceux qui sont autorisés par l'ONÉ, notamment en raison de variations de débit, de régimes incitatifs, de mécanismes de partage des bénéfices ou d'écarts de coûts.

Le tableau 4.2 montre les RCA réels de plusieurs sociétés pipelinères réglementées par l'ONÉ pour les années 2004 à 2008 ainsi que les RCA établis d'après la formule RH-2-94 qui ont été autorisés par l'Office¹⁴. Conformément à leurs règlements négociés respectifs, Enbridge, Trans Mountain et Trans-Nord ne sont pas tenues de soumettre à l'ONÉ des rapports de surveillance financière indiquant le RCA qu'elles ont réalisé, ce qui fait que leur RCA ne figure pas dans le tableau 4.2. Alliance et M&NP, présentes dans le tableau, mais non assujetties à des RCA établis suivant la formule RH-2-94, ont chacune négocié leur RCA avec leurs expéditeurs¹⁵. La Division des services sur le terrain de Westcoast n'est pas assujettie, elle non plus, à l'application de la formule parce qu'elle est réglementée

T A B L E A U 4 . 2

RCA réalisés et RCA d'après la formule RH-2-94

	2004	2005	2006	2007	2008
Transport					
Alliance	11,25	11,25	11,25	11,26	11,26
Foothills*	9,56	9,56	9,30	8,67	8,71
Réseau Foothills BC, Zone 8	8,51	9,46	8,47	8,37	8,71
M&NP	13,75	14,31	14,68	12,15	11,35
TQM**	9,84	9,92	8,99	***	***
Réseau principal de TransCanada	10,18	9,66	8,92	9,13	9,91
Division transport de Westcoast***	10,28	10,82	9,16	8,35	8,76
Formule RH-2-94	9,56	9,46	8,88	8,46	8,71
Secteur intermédiaire					
Division des services sur le terrain de Westcoast***	11,63	12,48	10,46	7,28	7,61

* Depuis 2005, le RCA réalisé par Foothills est égal au RCA approuvé par l'ONÉ, majoré en raison des incitatifs et autres facteurs.

** Dans l'instance RH-1-2008, l'Office a acquiescé à la demande de TQM visant à modifier la formule RH-2-94 pour le rendement total du capital de TQM pour les années 2007 et 2008.

*** À l'exclusion des immobilisations en cours et, dans le cas de la Division du transport, des reports.

Source : Rapports de surveillance et rapports annuels de l'ONÉ

14 La formule établie lors de l'instance RH-2-94, modifiée par la suite pour éliminer l'arrondissement, est utilisée pour calculer le RCA de certains pipelines réglementés par l'ONÉ.

15 L'Office a ultérieurement approuvé ces règlements. Le rendement du capital-actions de base de M&NP était de 11,66 % en 2008, de 12 % en 2007 et, jusqu'en 2006 inclusivement, de 13 %, plus potentiel incitatif.

financièrement en fonction des plaintes reçues, conformément au cadre de réglementation assoupli approuvé au cours de l'instance RHW-1-98. Celle-ci négocie ses droits de collecte et de traitement avec chaque expéditeur. TransCanada utilise la formule RH-2-94 comme point de départ pour ses règlements négociés, puis ajoute des mesures incitatives, ce qui fait varier le RCA calculé par rapport à celui de la formule.

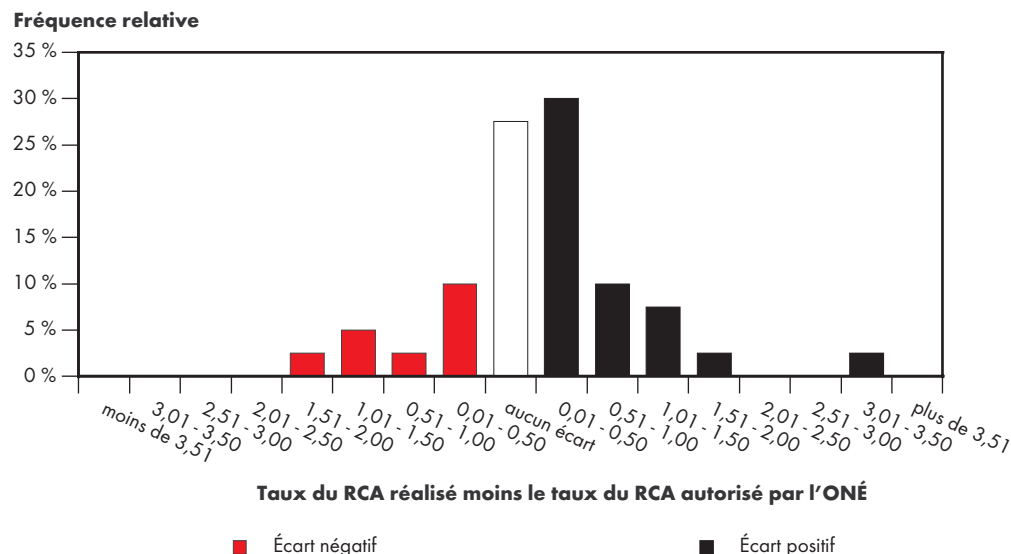
La formule RH-2-94 a produit un RCA de 8,71 % pour 2008 et de 8,57 % pour 2009. Les règlements reposant sur la formule RH-2-94 pour calculer le RCA autorisé incorporent, à divers degrés, un potentiel incitatif et des risques, de sorte que le RCA obtenu peut être différent. En raison de l'application de divers incitatifs, les pipeliniers du Groupe 1 ont, pour la plupart, réalisé des RCA plus élevés que ceux qui étaient autorisés.

Dans le cas d'Alliance, le RCA avait été établi pour une longue période. Au départ, il était de 11,25 %, comme le montre le tableau 4.2, pour la période 2004 à 2006. Pour les années 2007 et 2008, il a été majoré à 11,26 %. Cette augmentation est attribuable à une diminution des coûts ultimes de construction. Le RCA réalisé par M&NP a fluctué au cours des cinq dernières années, augmentant d'abord de 2004 à 2006 pour retraiter entre 2006 et 2008.

La figure 4.1 illustre l'écart entre les RCA réalisés et les RCA approuvés par l'ONÉ dans le cas du réseau principal de TransCanada, de TQM,¹⁶ de la Division du transport de Westcoast, de M&NP, de Foothills, du réseau Foothills BC, Zone 8 et d'Alliance¹⁷. De 2004 à 2008, ces sociétés pipelinères ont atteint ou dépassé le RCA autorisé par l'ONÉ dans 80 % des cas. Dans bien des cas, ces sociétés ont réussi à atteindre ou à surpasser les niveaux de rendement autorisés grâce à des mesures de compression des coûts, des incitatifs et des mécanismes de partage des bénéfices.

FIGURE 4.1

Écart entre les RCA réalisés et les RCA autorisés par l'ONÉ – 2003 à 2007



Sources : Rapports de surveillance trimestriels et annuels de l'ONÉ. Comprend le réseau principal de TransCanada, TQM, la Division du transport de Westcoast et M&NP, ainsi que Foothills, le réseau Foothills BC, Zone 8, et Alliance, qui ont réalisé exactement les RCA autorisés.

16 2004-2006.

17 Les RCA réalisés par Foothills et Alliance égalent les RCA autorisés aux termes de leurs règlements.

4.2 Ratios financiers

Les ratios financiers établis à partir des renseignements contenus dans les états financiers peuvent être utiles pour décrire le rendement et l'intégrité financière d'une société. Les ratios financiers prennent davantage de signification lorsqu'ils sont comparés à un ratio repère ou à une norme de l'industrie au fil du temps. Divers ratios peuvent être employés pour évaluer la liquidité d'une entreprise, le rendement sur le plan de l'exploitation, le potentiel de croissance et le risque. Cependant, il faut toujours compiler et interpréter les ratios financiers d'une société avec précaution, car les éléments d'information financière se rapportent souvent à la société mère et tiennent compte d'actifs non réglementés ou d'actifs appartenant à des secteurs d'activité différents.

Le risque financier correspond au risque inhérent à l'usage qu'une société fait de titres d'emprunt et d'autres types d'engagements comportant des paiements fixes. Il est différent du risque commercial, que l'on définit comme le risque attribuable à la nature d'une activité commerciale précise et qui, dans le cas des pipelines, englobe habituellement le risque d'approvisionnement, le risque de marché, le risque de réglementation, le risque de concurrence et le risque d'exploitation. Le risque financier augmente en proportion de la taille de la dette par rapport à l'avoir des actionnaires. L'augmentation du taux d'endettement d'une société peut accroître le nombre et la valeur des paiements fixes qu'elle doit effectuer ultérieurement. Dans la perspective des porteurs d'obligations, une société qui présente un risque financier supérieur à la normale pourrait avoir des difficultés à effectuer ses paiements d'intérêts. Du point de vue du porteur d'actions, le taux de couverture des charges financières donne une idée de la durabilité et de la valeur du capital-actions, ainsi que de la capacité éventuelle à verser des dividendes. Le risque financier d'une société peut être décrit au moyen de ratios comme celui de couverture des intérêts et des charges fixes, ou celui des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette.

Dans les parties qui suivent, nous examinons plus particulièrement certains ratios en regard du risque financier de sociétés qui exploitent des pipelines du ressort de l'ONÉ.

Ratios de couverture des intérêts et des charges fixes

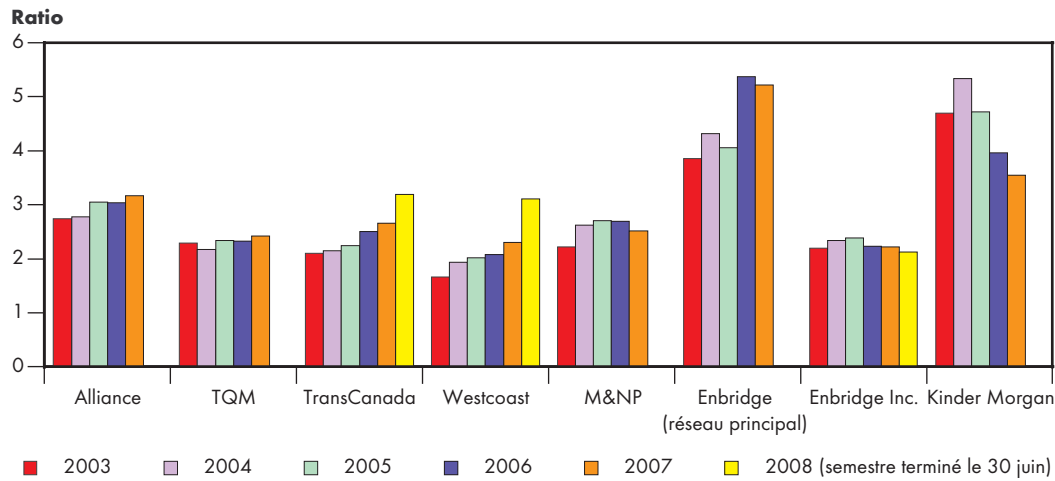
Le ratio de couverture des intérêts décrit la capacité de l'entreprise de payer les intérêts et de rembourser ses créances. Il s'obtient en divisant le bénéfice avant intérêts et impôts (BAII) par les frais d'intérêts. Le ratio de couverture des charges fixes décrit également la capacité de l'entreprise de faire face à ses paiements d'intérêts et à ses créances, ainsi que d'assumer d'autres types de paiements fixes qu'elle peut être tenue de faire. Il s'obtient en divisant le bénéfice avant intérêts, charges fixes et impôts par les charges fixes, y compris les intérêts. Un ratio de couverture élevé indique une plus grande probabilité que l'entreprise puisse faire face à ses engagements et peut révéler qu'elle dispose d'une capacité d'emprunt inutilisée.

La figure 4.2 présente les ratios de couverture des charges fixes de certaines sociétés pipelinaires réglementées par l'ONÉ, tels qu'ils ont été calculés par le Dominion Bond Rating Service (DBRS)¹⁸. Des données complètes ne sont pas toujours disponibles pour toutes les sociétés. Le réseau principal d'Enbridge est présenté séparément de la société consolidée Enbridge Inc. De plus, l'information pour Trans Mountain comme entité autonome n'étant plus disponible, son nouveau propriétaire, Kinder Morgan Energy Partners L.P., est aussi présenté. Le ratio moyen de couverture des charges fixes des sociétés pour lesquelles des données sont disponibles était de 2,97 pour les six premiers mois de 2008, soit une augmentation de 11 % par rapport au 31 décembre 2007.

¹⁸ Le ratio annuel pour un poste de flux de trésorerie relativement à un autre poste de flux de trésorerie est généralement exprimé par le nombre de fois que le passif connexe est couvert.

FIGURE 4.2

Ratios de couverture des charges fixes



Source : DBRS (les données les plus récentes remontent à juin 2008)

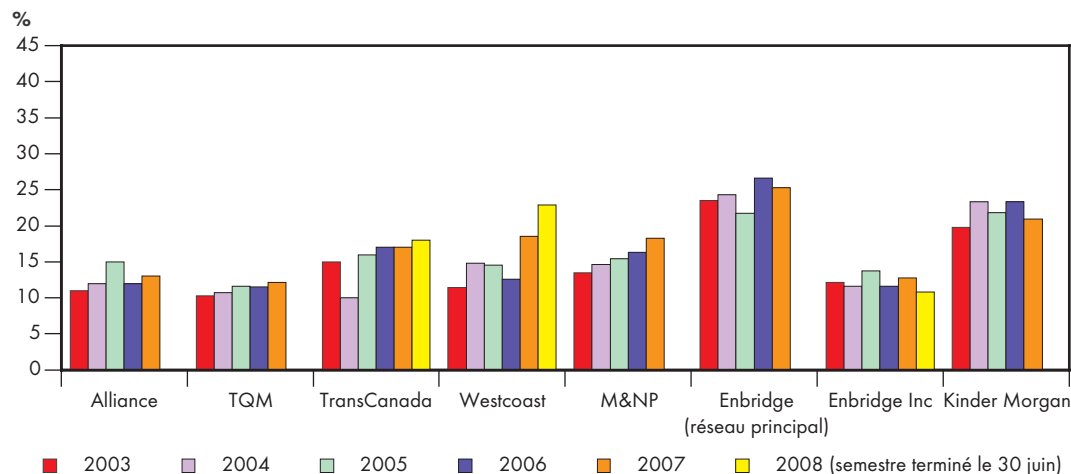
Ratio des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette

Le ratio des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette constitue une autre façon de décrire la capacité d'une société de rembourser ses créances et d'effectuer ses paiements fixes. Il s'agit du quotient obtenu en divisant les flux de trésorerie d'exploitation par la dette totale et la quasi-dette¹⁹. Ici encore, un ratio élevé indique une probabilité accrue que l'entreprise pourra faire face à ses obligations et dénote que sa capacité d'endettement est supérieure à son taux d'endettement actuel.

La figure 4.3 présente le ratio des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette de certaines sociétés pipelinères réglementées par l'ONÉ, tel qu'il a été calculé par le DBRS. Comme il a été mentionné précédemment, ce ratio n'est pas disponible pour toutes les unités pipelinères. Le ratio moyen des flux de trésorerie des sociétés étudiées s'établissait à 17 % pour la partie de l'année se terminant en

FIGURE 4.3

Ratio des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette



Source : DBRS

¹⁹ Le ratio annuel pour un poste du bilan est habituellement converti en pourcentage.

juin 2008, ce qui correspond à une augmentation de 6,5 % par rapport au 31 décembre 2007. Dans la plupart des sociétés, on a eu tendance à augmenter le ratio des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette. Les données pour Westcoast comprennent les recettes provenant de la collecte et du traitement, deux composantes qui fluctuent davantage que les recettes provenant du transport.

4.3 Cotes de solvabilité

Au Canada, les cotes de solvabilité des sociétés pipelinères sont déterminées par trois agences indépendantes d'évaluation du crédit : DBRS, Standard & Poor's (S&P) et Moody's. Les cotes de solvabilité permettent d'évaluer la probabilité qu'un émetteur de titres de créance puisse faire face à ses engagements. En ce sens, elles donnent une idée du degré d'intégrité financière de la société visée. Les cotes de solvabilité accordées à une société rendent habituellement compte de ses activités consolidées, plutôt que simplement tenir compte de la partie assujettie à la réglementation. Par conséquent, de telles cotes pour des sociétés comme Enbridge, TransCanada et Westcoast, dont certaines des activités sont réglementées et d'autres ne le sont pas, peuvent être influencées par la partie non réglementée de leur exploitation. Les cotes de solvabilité sont quelque peu subjectives car la cote attribuée à une entreprise représente l'opinion experte de l'agence d'évaluation; par conséquent, les cotes accordées peuvent être différentes selon l'agence qui fait l'évaluation. L'annexe 4 compare les échelles de DBRS, S&P et Moody's.

DBRS

Selon les renseignements publiés, le DBRS, au moment d'attribuer une cote de solvabilité à une entreprise, tente de prendre en ligne de compte tous les facteurs significatifs qui pourraient influencer sur le risque lié à la capacité de l'entreprise d'effectuer ses paiements de capital et d'intérêts, lorsqu'ils sont exigibles. Les principaux facteurs étudiés varient d'un secteur d'activité à un autre, mais parmi les aspects communs pris en compte dans la plupart des cotations, on note la rentabilité de base, la qualité de l'actif, la qualité des stratégies et des gestionnaires ainsi que le profil de risque financier et commercial.

Dans le cas des sociétés pipelinères, les facteurs qui suivent influent aussi sur la détermination des cotes de solvabilité : les questions réglementaires, le contexte de concurrence, l'offre et la demande, et les activités réglementées par opposition aux activités non réglementées. Le tableau 4.3 présente

T A B L E A U 4 . 3

Historique des cotes attribuées par DBRS

Pipeline	2004	2005	2006	2007	2008	Cote actuelle
Alliance	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)/Stable
Enbridge Pipelines	A (élevée)	A (élevée)	A (élevée)	A (élevée)	A (élevée)/Nég.	A (élevée)/Nég.
Express ^{a)}	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible) /Stable
M&NP	A	A	A	A	A	A /Stable
TQM	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)/Stable
TransCanada	A	A	A	A	A	A /Stable
Trans Mountain	A (faible)	A (faible)	Dette remboursée	Dette remboursée	Dette remboursée	Dette remboursée
Trans-Nord	n.d.	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)/Stable
Westcoast ^{b)}	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)/Stable

a) Obligations garanties de premier rang

b) Obligations non garanties

n.d. - non déterminée

T A B L E 4 . 4

Historique des cotes attribuées par S&P

Pipeline	2004	2005	2006	2007	2008	Cote actuelle
Enbridge Pipelines	A- /Stable	A- /Stable	A- /Stable	A- /Stable	A- /Stable	A- /Stable
M&NP ^{a)}	A /Stable	A /Stable	A /Stable	A /Stable	A /Stable	A /Stable
TQM	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable
TransCanada	A-/Sous surv./ Nég.	A- /Nég.	A- /Nég.	A- /Stable	A- /Stable	A- /Stable
Trans Mountain	BBB/Stable	BBB/Stable	Dette remboursée	Dette remboursée	Dette remboursée	Dette remboursée
Westcoast ^{b)}	BBB+/Stable	BBB/Sous surv./Nég.	BBB /Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable

a) Obligations garanties de premier rang

b) Obligations non garanties

les cotes de solvabilité de la plupart des sociétés pipelinères du Groupe 1; ces cotes sont demeurées stables depuis 2004, variant entre A (faible) à A (élevée). Aucun changement n'a été apporté récemment.

Standard & Poor's

D'après les données publiées par S&P, sa cote de fiabilité représente la capacité et la volonté d'un emprunteur de remplir ses engagements financiers au moment opportun. S&P fonde ses cotes sur la solvabilité globale de la société consolidée. Par conséquent, la cotation d'une filiale en propriété exclusive, en l'absence d'un isolement financier véritable de la société mère, reflète habituellement la solvabilité de la société mère.

Selon la méthode de cotation de S&P, une société cotée A présente une forte capacité de faire face à ses engagements financiers, mais reste un peu plus vulnérable aux effets négatifs de changements selon les circonstances et la conjoncture économique que ne le sont les sociétés cotées dans des catégories supérieures, par exemple « AA » ou « AAA ». Les sociétés cotées BBB présentent une capacité acceptable de faire face à leurs engagements financiers. Cependant, des conditions économiques défavorables ou des changements dans les circonstances pourraient davantage mener à un affaiblissement de leur capacité en la matière.

Le tableau 4.4 présente les cotes de solvabilité de S&P pour plusieurs sociétés pipelinères du Groupe 1. On peut y constater la stabilité des cotes depuis 2004, qui ont varié de « BBB+ » à « A- ».

Moody's

Dans les renseignements publiés, Moody's indique que son analyse de la solvabilité d'une entreprise est centrée sur les facteurs fondamentaux et les principaux déterminants commerciaux qui influent sur le profil de risque à court et à long termes de l'émetteur. La méthodologie de Moody's repose sur deux aspects de base :

- le risque que les porteurs de titres d'emprunt ne reçoivent pas les paiements de capital et d'intérêts sur un titre de créance particulier lorsqu'ils sont exigibles;
- une comparaison du niveau de risque par rapport à celui de tous les autres titres de créance.

T A B L E A U 4 . 5

Historique des cotes attribuées par Moody's

Pipeline	2003	2004	2005	2006	2007	Cote actuelle
Alliance ^a	A3	A3	A3	A3	A3	A3
Enbridge Inc.	A3	A3	A3	A3	Baa1	Baa1
Express ^b	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1
M&NP ^b	A1	A1	A2	A2	A2	A2
TransCanada ^a	A2	A2	A2	A2	A2	A2

a) Obligations non garanties

b) Obligations garanties de premier rang

Comme S&P, Moody's fonde principalement ses cotes sur la solvabilité globale de l'entité consolidée. Ainsi, Moody's mesure la capacité future de l'émetteur de produire des liquidités, ce qui fait qu'elle cherche surtout à établir la prévisibilité des rentrées de liquidités futures. Cette détermination s'appuie sur une analyse de l'émetteur, de ses points forts et de ses points faibles par comparaison à ceux de ses pairs à l'échelle internationale. Par ailleurs, des facteurs qui ne dépendent pas de l'émetteur sont également étudiés, comme les tendances sectorielles ou nationales qui pourraient influencer sur la capacité de l'entité à faire face à ses obligations. À cet égard, l'aptitude que montre la direction de l'entreprise à continuer de produire des liquidités en dépit de changements défavorables dans le contexte commercial revêt un intérêt particulier.

Le tableau 4.5 présente l'historique des cotes de solvabilité de plusieurs sociétés pipelinières du Groupe 1. Toutes les cotes de Moody's classent les sociétés en question dans la catégorie des bons placements, plus précisément de « qualité moyenne » à « qualité moyenne-supérieure ».

En juin 2008, Moody's a réduit la cote des obligations non garanties de TransCanada, la faisant passer de A2 à A3. Dans son *Rapport trimestriel aux actionnaires – Deuxième trimestre de 2008*, TransCanada explique que la réduction de la cote est survenue après l'annonce de l'acquisition de Ravenswood. Moody's a entrepris un examen de TransCanada et de ses filiales et lui a subséquentement attribué la cote plus faible. Toutefois, elle a indiqué que les perspectives étaient stables.

4.4 Synthèse du chapitre

En 2008, le secteur pipelinier a démontré une bonne santé financière. D'après les cotes de solvabilité, les pipelinières continuent d'être jugées comme de qualité placement, et les principaux ratios financiers sont demeurés stables.

Les observations suivantes ont été faites dans le présent chapitre :

- Les ratios de couverture des charges fixes et les ratios des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette sont demeurés stables.
- Pour la plupart, les ratios présumés du capital-actions ordinaire sont demeurés stables depuis 2006.
- Les RCA réalisés ont, dans la plupart des cas, été supérieurs aux niveaux autorisés par l'ONÉ.
- Les cotes de solvabilité continuent de montrer une qualité placement.

CONCLUSIONS

Compte tenu de son analyse pour l'année 2008, l'Office estime que le réseau pipelinier canadien continue de bien fonctionner.

L'Office est conscient que le présent rapport ne propose qu'un coup d'œil ponctuel sur la situation du réseau canadien de transport d'hydrocarbures et ne fournit pas une comparaison avec des réseaux pipeliniers relevant d'autres administrations. Dans le cadre de son mandat, l'Office a l'intention de continuer de suivre l'efficacité du réseau et de poursuivre les consultations afin de connaître les points de vue de toutes les parties sur le sujet. L'Office invite les lecteurs à lui faire part de leurs impressions sur les critères de mesure employés dans le rapport et les conclusions dégagées, de même qu'à lui faire des suggestions sur les améliorations qu'il pourrait apporter dans de futurs rapports.

L'Office remercie toutes les sociétés et tous les organismes qui ont fourni, directement ou indirectement, les renseignements contenus dans ce rapport, y compris les parties qui ont bien voulu participer au Sondage sur les services liés aux pipelines.

SOCIÉTÉS PIPELINIÈRES DU GROUPE 1 ET DU GROUPE 2

Réglementation de l'ONÉ au 31 décembre 2008

Sociétés d'oléoduc (pétrole et produits pétroliers) du Groupe 1

Kinder Morgan Cochin Pipe ULC
 Pipelines Enbridge Inc.
 Enbridge Pipelines (NW) Inc.
 Trans Mountain Pipeline Inc.
 Pipelines Trans-Nord Inc.

Sociétés de gazoduc du Groupe 1

Alliance Pipeline Ltd.
 Foothills Pipe Lines Ltd.
 Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
 Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
 TransCanada PipeLines Limited
 TransCanada PipeLines Limited, Réseau de la C.-B.
 Westcoast Energy Inc.

Sociétés d'oléoduc (pétrole et produits pétroliers) du Groupe 2

Compagnie des pétroles Amoco Canada Ltée
 Aurora Pipe Line Company
 Berens Energy Ltd.
 BP Canada Energy Company
 Dome Kerrobert Pipeline Ltd.
 Dome NGL Pipeline Ltd.
 Enbridge Pipelines (Westspur) Inc.
 Ethane Shippers Joint Venture
 Express Pipeline Limited Partnership
 Genesis Pipeline Canada Ltd.

Glencoe Resources Ltd.
 Husky Oil Limited
 Pétrolière Impériale Ressources Limitée
 ISH Energy Ltd.
 Kaiser Exploration Ltd.
 Les Pipe-lines Montréal ltée
 Murphy Oil Company Ltd.
 NOVA Chemicals (Canada) Ltd.
 PanCanadian Kerrobert Pipeline Ltd.
 Paramount Transmission Ltd.
 Penn West Petroleum Ltd.
 Plains Marketing Canada, L.P.
 PMC (Nova Scotia) Company
 Pouce Coupé Pipe Line Ltd., à titre de mandataire et de commandité de Pembina North Limited Partnership Provident Energy Pipeline Inc.
 Renaissance Energy Ltd.
 SCL Pipeline Inc.
 Produits Shell Canada Limitée
 Spectra Energy Empress L.P.
 Sun-Canadian Pipe Line Company
 Taurus Exploration Canada Ltd
 Yukon Pipelines Limited
 1057533 Alberta Ltd.

Sociétés de gazoduc du Groupe 2

AltaGas Pipeline Partnership
 Apache Canada Ltd.
 ARC Resources Ltd.
 Bear Paw Processing Company (Canada) Ltd.
 BP Canada Energy Company
 Burlington Resources Canada (Hunter) Ltd.
 Agence des services frontaliers du Canada

Canadian-Montana Pipe Line Corporation
Canadian Natural Resources Limited
Centra Transmission Holdings Inc.
Champion Pipeline Corporation Limited
Chief Mountain Gas Co-op Ltd.
County of Vermilion River No. 24 Gas Utility
Crescent Point Resources Ltd.
Delphi Energy Corporation
Devon Canada Corporation
DR Four Beat Energy Corp.
Echoex Energy Inc.
EnCana Border Pipelines Limited
EnCana Corporation
EnCana Ekwon Pipeline Inc.
EnCana Oil & Gas Co. Ltd.
EnCana Oil & Gas Partnership
Enermark Inc.
ExxonMobil Canada Properties
Fletcher Challenge Petroleum Inc.
Forty Mile Gas Co-op Ltd.
Huntingdon International Pipeline Corporation
Husky Oil Operations Ltd.
Kaiser Exploration Ltd.
KEYERA Energy Ltd.
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited
Marauder Resources West Coast Inc.
Mid-Continent Pipelines Limited
Minell Pipeline Limited
Murphy Canada Exploration Company
Murphy Oil Company Ltd.
Nexen Inc.
Niagara Gas Transmission Limited
NuVista Energy Ltd.

Omimex Canada, Ltd.
Paramount Transmission Ltd.
Peace River Transmission Company Limited
Pengrowth Corporation
Penn West Petroleum Ltd.
Petrovera Resources Ltd.
Pioneer Natural Resources Canada Inc.
Portal Municipal Gas Company Canada Inc.
Profico Energy Management Ltd.
Renaissance Energy Ltd.
Shiha Energy Transmission Ltd.
Spectra Energy Midstream Canada L.P.
St. Clair Pipelines Management Inc.
Suncor Energy
Sword Energy Limited
Talisman Energy Inc.
Taurus Exploration Canada Ltd
True Energy Inc.
Union Gas Limited
Vault Energy Inc.
Vector Pipeline Limited Partnership
Wolstittmor Joint Venture
1057533 Alberta Ltd.
2193914 Canada Limited

Sociétés de productoduc

Compagnie Abitibi-Consolidated du Canada
Produits forestiers E.B. Eddy Ltée
Fraser Papers Inc. (Canada)
Genesis Pipeline Canada Ltd.
Penn West Petroleum Ltd.
Souris Valley Pipeline Limited

RÉSULTATS GLOBAUX DU SONDAGE SUR LES SERVICES LIÉS AUX PIPELINES

Voici les résultats globaux obtenus pour chacune des questions du sondage. Les répondants devaient indiquer au moyen d'une cote leur degré de satisfaction à l'égard des services reçus, selon une échelle où la cote 1 correspondait à « nullement satisfait » et la cote 5 à « entièrement satisfait ». Veuillez consulter le site Web de l'Office pour obtenir tous les détails sur le sondage.

1. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la fiabilité de l'exploitation matérielle de la société pipelinère?

1	2	3	4	5	Moyenne
3	13	13	84	47	3,99

2. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la qualité, de la flexibilité et de la fiabilité des systèmes transactionnels de la société pipelinère (commandes, tableaux d'affichage, communication de rapports, passation de marchés, etc.)?

1	2	3	4	5	Moyenne
5	23	22	76	30	3,66

3. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la rapidité d'envoi et de l'exactitude des factures et des relevés de la société pipelinère?

1	2	3	4	5	Moyenne
4	22	12	88	31	3,76

4. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la rapidité de publication et de l'utilité de l'information sur l'exploitation (interruptions, capacité disponible, entretien prévu, écoulements, etc.) fournie par la société pipelinère?

1	2	3	4	5	Moyenne
3	29	23	81	22	3,57

5. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la rapidité de publication et de l'utilité de l'information de nature commerciale (droits, changements de service, nouveaux services, informations sur les contrats, etc.) fournie par la société pipelinère?

1	2	3	4	5	Moyenne
3	17	26	88	22	3,70

6. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de l'attitude d'amélioration et d'innovation continues adoptée par la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
12	32	44	59	14	3,19

7. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de l'accessibilité à la société pipelinière et de son aptitude à réagir aux problèmes et demandes des expéditeurs?

1	2	3	4	5	Moyenne
8	37	38	58	17	3,25

8. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait des efforts engagés par la société pipelinière pour trouver des solutions équitables et raisonnables lorsqu'elle règle des problèmes?

1	2	3	4	5	Moyenne
9	21	36	77	17	3,45

9. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la gamme de services offerts par la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
4	21	47	70	15	3,45

10. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait des droits perçus par la société pipelinière par rapport aux services de transport que reçoit votre organisation?

1	2	3	4	5	Moyenne
7	28	46	74	5	3,26

11. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait des processus de collaboration (négociations ou réunions du groupe de travail) utilisés par cette société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
2	17	44	66	12	3,49

12. Selon vous, le règlement négocié actuel ou les arrangements liés aux tarifs permettront-ils d'offrir des résultats équitables?

1	2	3	4	5	Moyenne
7	9	51	72	8	3,44

13. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la qualité GLOBALE du service offert par la société pipelinière au cours de la dernière année civile?

1	2	3	4	5	Moyenne
2	24	23	89	23	3,67

14. En général, la qualité du service offert par la société pipelinière a-t-elle :

Augmenté?	25	15
Été stable?	123	76
Diminué?	14	9
Total	162	100 %

15. Quels sont les aspects positifs des services offerts par cette société pipelinière?

16. Quels sont les aspects que cette société pipelinière pourrait améliorer?

-
17. Selon vous, l'ONÉ a-t-il établi un cadre de réglementation approprié qui permet la conclusion de règlements négociés concernant les droits et les tarifs?

1	2	3	4	5	Moyenne
4	5	45	89	7	3,60

18. En l'absence de règlement sur les droits et les tarifs, dans quelle mesure êtes-vous satisfait des processus de l'Office servant à régler les différends?

1	2	3	4	5	Moyenne
4	4	50	55	14	3,56

19. Comment l'Office pourrait-il améliorer ses processus de désignation des droits et des tarifs?

20. Qualité globale du service (importance) (voir la figure 3.5)

21. À quel point êtes-vous satisfait de l'information fournie au public par l'ONÉ sur les marchés de l'énergie?

1	2	3	4	5	Moyenne
1	5	53	66	11	3,60

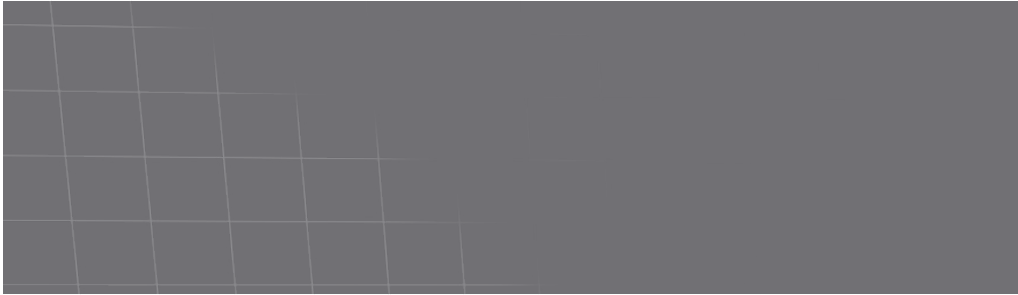
TABLEAU COMPARATIF DES COTES DE DETTE

Le tableau qui suit compare les échelles utilisées par le Dominion Bond Rating Service, Standard & Poor's et Moody's pour la cotation de la dette à long terme.

Standard & Poor's fournit aussi une perspective de cotation qui reflète la direction qu'une cote de solvabilité à long terme pourrait prendre à moyenne et longue échéance. Une perspective « positive » signifie que la cote pourrait être relevée; une perspective « négative » indique qu'une cote pourrait être abaissée; et une perspective « stable » signale que la cote ne changera vraisemblablement pas.

Qualité du crédit	DBRS	S&P	Moody's
Titres de qualité placement			
Supérieure/Élevée	AAA	AAA	Aaa
	AA (élevée)	AA+	Aa1
	AA	AA	Aa2
	AA (faible)	AA-	Aa3
Bonne/Moyenne supérieure	A (élevée)	A+	A1
	A	A	A2
	A (faible)	A-	A3
Acceptable/Moyenne	BBB (élevée)	BBB+	Baa1
	BBB	BBB	Baa2
	BBB (faible)	BBB-	Baa3
Titres qui ne sont pas de qualité placement			
Crédit spéculatif	BB (élevée)	BB+	Ba1
	BB	BB	Ba2
	BB (faible)	BB-	Ba3
Crédit hautement spéculatif	B (élevée)	B+	B1
	B	B	B2
	B (faible)	B-	B3
Crédit extrêmement spéculatif	CCC	CCC	Caa1
	CC	CC	Caa2
	C	C	Caa3
	D	D	Ca
			C

Nota : Les cotes attribuées par le DBRS et la S&P dans la catégorie CCC et les catégories inférieures comportent les sous catégories « élevée/+ » et « faible/- »; l'absence de désignation « élevée/+ » ou « faible/- » indique que la cote se situe dans la zone médiane de la catégorie.



BUT 3

**Les Canadiens et Canadiennes
profitent d'une infrastructure et de
marchés énergétiques efficients.**

