



Office national
de l'énergie

National Energy
Board



Le réseau pipelinier du Canada 2016

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives 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 un travail fait en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le présenter à cette fin, au même titre que tout autre document public. En agissant ainsi, la partie en question fait sienne l'information déposée et pourrait devoir répondre à des questions sur celle-ci.

Le présent rapport ne fournit aucune indication relativement à l'approbation ou au rejet d'une demande quelconque. L'Office étudie chaque demande en se fondant sur les documents qui lui sont soumis en preuve à ce moment.

Pour demander 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.

If a party wishes to rely on material from this report in any regulatory proceeding before the NEB, it may submit the material, just as it may submit any public document. Under these circumstances, the submitting party in effect adopts the material and that party could be required to answer questions pertaining to the material.

This report does not provide an indication about whether any application will be approved or not. The Board will decide on specific applications based on the material in evidence before it at that time.

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 2016 représentée par l'Office national de l'énergie

Le réseau pipeline du Canada 2016.

No de cat. NE2-13F-2016-PDF
ISBN/ISSN ISSN 2292-6909

Le titre est publié séparément dans les deux langues officielles.

Pour obtenir des exemplaires sur demande :

Bibliothèque et bureau des publications
Office national de l'énergie
517, Dixième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2R 0A8

Téléphone :
403-292-4800
1-800-899-1265

Courriel : publications@neb-one.gc.ca
www.one-neb.gc.ca

On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2016 as represented by the National Energy Board

Canadian Pipeline Transportation System 2016.

Cat. No. NE2-13E-2016-PDF
ISBN/ISSN 2292-6895

This title is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

Library and Publication Services
National Energy Board
517 Tenth Avenue SW
Calgary, Alberta T2R 0A8

Telephone:
403-292-4800
1-800-899-1265

Email: publications@neb-one.gc.ca
www.neb-one.gc.ca

This publication is available upon request in multiple formats.

Table des matières

1	Avant-propos	1
2	Résumé	2
3	Le réseau pipelinier du Canada	3
3.1	Aperçu du réseau.....	3
3.2	Approvisionnement en pétrole brut et en gaz naturel canadiens et utilisation.....	6
3.3	Prix des produits de base et volatilité du secteur de l'énergie.....	9
3.4	Réglementation économique des pipelines par l'Office.....	10
4	Capacité pipelinrière	11
4.1	Pétrole brut.....	11
4.1.1	Écarts de prix.....	11
4.1.2	Utilisation et répartition de la capacité.....	13
4.1.3	Projets de pipelines d'exportation.....	14
4.2	Liquides de gaz naturel.....	15
4.3	Gaz naturel.....	16
4.3.1	Écarts de prix.....	16
4.3.2	Utilisation de la capacité.....	19
5	Droits pipeliniers et services d'expédition	21
5.1	Règlements négociés et instances sur les droits.....	21
5.2	Indice des droits pipeliniers.....	22
5.2.1	Droits des oléoducs.....	22
5.2.2	Droits des gazoducs.....	23
5.2.3	Comparaison des droits des oléoducs et des gazoducs.....	24
5.3	Financement de la cessation d'exploitation.....	25
6	Intégrité financière des sociétés pipelinrières	26
6.1	Capital-actions ordinaire.....	26
6.2	Ratios financiers.....	27
6.3	Cotes de solvabilité.....	28
7	Annexe : Sociétés pipelinrières des groupes 1 et 2	30

8	Annexe : Profils des sociétés d'oléoducs du groupe 1	32
8.1	Réseau principal de Pipelines Enbridge inc.	32
8.2	Pipeline Keystone de TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.....	36
8.3	Pipeline Trans Mountain de Trans Mountain Pipeline ULC.....	39
8.4	Pipeline Trans-Nord de Pipelines Trans-Nord Inc.	42
8.5	Pipeline Cochin de Kinder Morgan Cochin ULC	44
8.6	Pipeline Enbridge Norman Wells de Pipelines Enbridge (NW) Inc.	46
9	Annexe : Profils des grandes sociétés d'oléoducs et de pipelines de liquides du groupe 2	48
9.1	Pipeline Express d'Express Pipeline Limited Partnership	48
9.2	Pipeline Enbridge Westspur de Pipelines Enbridge (Westspur) Inc.	51
9.3	Pipeline Southern Lights d'Enbridge Southern Lights GP Inc.....	53
9.4	Pipeline Enbridge Bakken d'Enbridge Bakken Pipeline LP.....	55
9.5	Pipeline de Montréal de Pipe-lines Montréal Itée.....	57
9.6	Pipeline de Milk River de Plains Midstream Canada ULC	59
9.7	Pipeline Aurora d'Aurora Pipeline Company Ltd.....	61
9.8	Plains Midstream Canada ULC - Pipeline Wascana de Wascana Pipeline Ltd.....	63
9.9	Pipeline Vantage de Pembina Prairie Facilities Ltd.....	65
9.10	Pipeline Genesis de Genesis Pipeline Canada Ltd.....	67
10	Annexe : Profils des exploitants de gazoducs	68
10.1	NOVA Gas Transmission Ltd.	68
10.2	Réseau principal de TransCanada PipeLines Ltd.....	72
10.3	Réseau Foothills de Foothills Pipe Lines Ltd.....	77
10.4	Pipeline Alliance d'Alliance Pipeline Ltd.	80
10.5	Réseau de la Division du transport de Westcoast Energy Inc.	83
10.6	Réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.....	86
10.7	Réseau de Maritimes & Northeast Pipeline LP	89
10.8	Gazoduc Brunswick d'Emera Brunswick Pipeline Company Ltd.	92
11	Annexe : Sommaire financier des sociétés	94
12	Annexe : Cotes de solvabilité des sociétés	96

1 Avant-propos

L'Office national de l'énergie est un organisme fédéral indépendant qui réglemente les pipelines, la mise en valeur des ressources énergétiques et le commerce de l'énergie. Sa raison d'être est de 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, dans le cadre du mandat que lui a confié le Parlement.

Les principales attributions de l'Office consistent à réglementer la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des pipelines qui franchissent des frontières internationales, provinciales ou territoriales, de même que les droits et tarifs y afférents, la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées, ainsi que les importations de gaz naturel et les exportations de pétrole brut, de gaz naturel, de pétrole, de liquides de gaz naturel, de produits pétroliers raffinés et d'électricité.

À l'appui de son rôle d'organisme de réglementation, l'Office surveille activement les marchés de l'énergie et fournit aux Canadiens une information neutre, indépendante et factuelle sur le secteur. Ces données contribuent à la transparence des marchés énergétiques du pays et aident le public à mieux comprendre les questions énergétiques. Le présent rapport, *Le réseau pipelinier du Canada*, fait un bilan de la situation des principaux pipelines réglementés par l'Office.

Le présent rapport ne fournit aucune indication relativement à l'approbation ou au rejet d'une demande quelconque soumise à l'Office. L'Office étudie chaque demande en se fondant sur les documents qui lui sont soumis en preuve à ce moment. Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, au même titre que tout autre document public. En agissant ainsi, la partie fait siens les documents déposés et pourrait devoir répondre à des questions sur ceux-ci.

Collaborateurs à la rédaction du rapport : Kiran Hundal (droits pipeliniers), Darcy Johnson (intégrité financière, pétrole brut), Amanda McCoy (coordination), Andrea Oslanski (gaz naturel), Christian Rankin (pétrole brut), Jesus Rios (pétrole brut, LGN), Margaret Skwara (gaz naturel), Michael Van Appelen (intégrité financière) et Cassandra Wilde (gaz naturel, droits pipeliniers).

2 Résumé

La population canadienne compte sur les pipelines pour l'acheminement du gaz naturel, des liquides de gaz naturel, du pétrole brut et des produits pétroliers partout au pays. Ces canalisations permettent de livrer les produits énergétiques aux utilisateurs finaux canadiens d'une manière sûre, fiable et efficace, de rejoindre les marchés nord-américains et de transporter les produits énergétiques jusqu'aux ports en vue de leur exportation.

Le présent rapport, *Le réseau pipelinier du Canada*, examine le fonctionnement économique des principaux pipelines réglementés par l'Office. Ces pipelines ont transporté en 2015 des produits énergétiques d'une valeur de 99,7 milliards de dollars, moyennant un coût de transport estimatif de 7,3 milliards de dollars.

Le contexte économique du secteur de l'énergie a radicalement changé depuis 2014. La chute des prix du pétrole et du gaz naturel a entraîné de fortes compressions des dépenses du secteur et le report ou l'annulation de nombreux projets. Malgré la chute des prix, la production canadienne de pétrole et de gaz naturel a augmenté en 2015, tout comme l'offre aux États-Unis. Cette situation, conjuguée à d'autres facteurs liés au marché, demeure source d'occasions et de défis pour les réseaux de pipelines d'énergie canadiens.

Un réseau pipelinier qui fonctionne bien réagit efficacement à l'évolution des conditions du marché. Certains ajustements se font rapidement, comme les changements aux services de transport par pipeline, tandis que d'autres prennent du temps, comme les démarches d'approbation réglementaire en vue de la construction de nouvelles installations pipelinières.

Principales observations concernant les pipelines réglementés par l'Office en 2015

1. **La capacité d'exportation de pétrole est demeurée serrée.** Ce phénomène est dû au fait que la capacité pipelinrière n'a pas suivi la croissance de l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien, principalement issue des sables bitumineux. Plusieurs projets pipeliniers d'envergure ont été proposés afin d'élargir les débouchés potentiels pour la production croissante de l'Ouest canadien, surtout par l'accès aux voies maritimes et aux marchés internationaux. Aucun de ces projets n'est en cours de construction. Pour acheminer le volume croissant de pétrole brut aux marchés, il a fallu recourir également au transport par chemin de fer.
2. **La capacité de la plupart des gazoducs était suffisante.** La production dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) est demeurée stable. Par conséquent, le pipeline Alliance et des tronçons des réseaux de Westcoast et de NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) ont fonctionné à pleine capacité. La capacité était limitée dans certaines régions productrices en expansion du BSOC, notamment le bassin de Montney. En revanche, la concurrence des bassins d'approvisionnement du Nord-Est des États-Unis a fait baisser le débit des pipelines transportant le gaz albertain jusqu'aux marchés de l'Est. Cette dynamique s'est accompagnée de l'inversion du débit de certains tronçons du réseau principal de TransCanada vers la frontière canado-américaine, ce qui a fait affluer les importations de gaz du Nord-Est des États-Unis en Ontario et au Québec.
3. **Les sociétés pipelinières et les expéditeurs ont été en mesure de régler la majorité des problèmes de droits et de tarifs par la voie de règlements négociés.** L'Office a tranché un certain nombre de demandes visant des droits et de plaintes d'expéditeurs lorsque les parties indépendantes ne parvenaient pas à s'entendre autrement.
4. **Les sociétés pipelinières réglementées par l'Office affichaient une bonne santé financière.** Elles ont maintenu leurs cotes de solvabilité de qualité placement, et les principaux ratios financiers sont demeurés stables.

3 Le réseau pipelinier du Canada

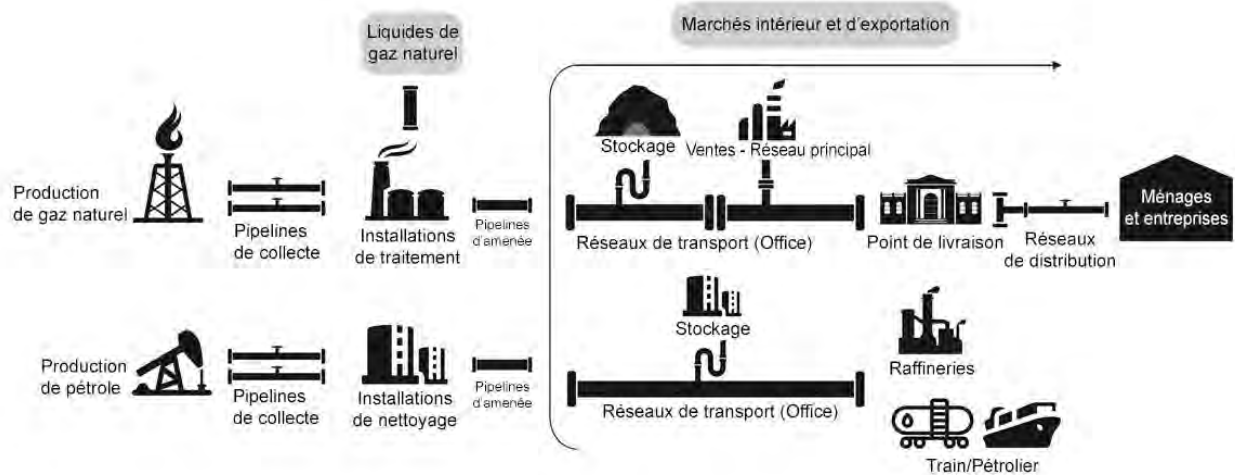
3.1 Aperçu du réseau

Le réseau pipelinier du Canada est constitué de quatre grands ensembles; chacun joue un rôle important dans le transport des ressources énergétiques jusqu'aux marchés canadiens et d'exportation (figure 1).

- Les **pipelines de collecte** transportent le pétrole brut ou le gaz naturel des têtes de puits vers les installations pétrolières ou de traitement du gaz naturel. Ils sont surtout concentrés dans les régions productrices de l'Ouest canadien.
- Les **pipelines d'amenée** acheminent le pétrole brut, le gaz naturel ou d'autres produits, comme des liquides de gaz naturel (LGN), depuis les installations de traitement et les réservoirs de stockage jusqu'aux pipelines de transport. Ils sont eux aussi surtout concentrés dans les régions productrices de l'Ouest canadien.
- Les **pipelines de transport** sont les artères principales du réseau pipelinier qui assurent le transport du pétrole brut et du gaz naturel à l'intérieur des provinces et au-delà des frontières provinciales ou nationales.
- Les **pipelines de distribution**, exploités par des sociétés de distribution locales ou des coopératives provinciales, servent à approvisionner en gaz naturel les foyers, les entreprises et diverses industries.

FIGURE 1

Aperçu du réseau pipelinier



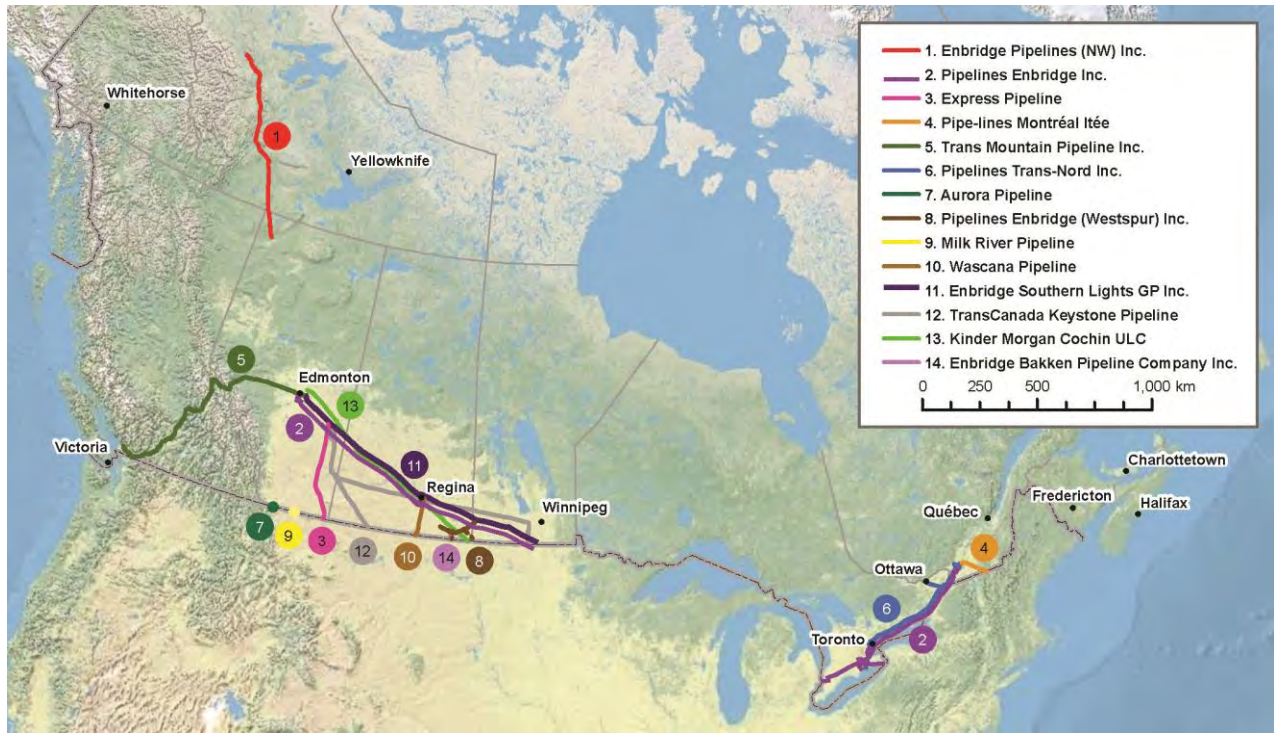
Si un pipeline traverse une frontière provinciale ou internationale, il est soumis à la réglementation de l'Office. S'il ne déborde pas les limites d'une province, il relève plutôt de l'organisme de réglementation provincial compétent, à moins d'être considéré comme une entreprise fédérale. Par exemple, en Colombie-Britannique, ces pipelines sont réglementés par la B.C. Oil and Gas Commission.

L'Office réglemente quelque 73 000 km de pipelines, soit environ 10 % de la longueur du réseau pipelinier du Canada. Ces canalisations (surtout des pipelines de transport) ont transporté en 2015 environ 99,7 milliards de dollars de produits énergétiques à un coût estimatif de 7,3 milliards de dollars.

Les figures 2 et 3 illustrent les principaux oléoducs et gazoducs réglementés par l'Office.

FIGURE 2

Grands oléoducs réglementés par l'Office (pétrole brut)



Le tableau 1 donne un aperçu de certains des plus grands pipelines de pétrole brut et de produits pétroliers soumis à la réglementation de l'Office. Quatre de ces oléoducs transportent la majeure partie du pétrole brut de l'Ouest canadien, destiné en quasi-totalité aux marchés de l'Est du Canada et des États-Unis. Le réseau Trans Mountain de Kinder Morgan (Trans Mountain) et le réseau principal d'Enbridge (Enbridge) prennent origine à Edmonton, en Alberta, tandis que le réseau Express de Spectra (Express) et le réseau Keystone de TransCanada (Keystone) partent de Hardisty, en Alberta.

TABLEAU 1

Capacité et débit des grands oléoducs réglementés par l'Office (pétrole brut)

	Capacité	Débit moyen en 2015
Réseau principal d'Enbridge	453,3 10 ³ m ³ /j (2 851 kb/j)*	368,7 10 ³ m ³ /j (2 320 kb/j)
Réseau Keystone de TransCanada	94 10 ³ m ³ /j (591 kb/j)	88,3 10 ³ m ³ /j (555 kb/j)
Réseau Trans Mountain de Kinder Morgan ¹	47,7 10 ³ m ³ /j (300 kb/j)	50,2 10 ³ m ³ /j (316 kb/j)
Réseau Express de Spectra	44,5 10 ³ m ³ /j (280 kb/j)	35,2 10 ³ m ³ /j (222 kb/j)
Pipeline de Montréal (importation)	44,5 10 ³ m ³ /j (280 kb/j)	10,2 10 ³ m ³ /j (65 kb/j)
Réseau Westspur d'Enbridge	40,5 10 ³ m ³ /j (255 kb/j)	28,1 10 ³ m ³ /j (177 kb/j)
Pipelines Trans-Nord	Varie d'un tronçon à l'autre	33,7 10 ³ m ³ /j (212 kb/j)

* La capacité d'exportation réelle est estimée à 2 500 kb/j en raison de contraintes au point de raccordement avec la partie en sol américain du réseau.

FIGURE 3

Grands gazoducs réglementés par l'Office



Plusieurs réseaux de gazoducs soumis à la réglementation de l'Office acheminent la production de l'Ouest canadien vers les marchés de l'Ouest et de l'Est du Canada. Des pipelines d'interconnexion avec les réseaux pipeliniers américains transportent aussi ce gaz naturel jusqu'aux marchés du Nord-Ouest, du Midwest et du Nord-Est des États-Unis. Le tableau 2 donne un aperçu de certains des plus grands gazoducs réglementés par l'Office.

1 La capacité indiquée pour Trans Mountain suppose que 20 % du débit est constitué de pétrole brut lourd. Lorsque la proportion de pétrole brut lourd diminue, la capacité de débit augmente.

TABLEAU 2

Capacité et débit des grands gazoducs réglementés par l'Office

	Capacité	Débit moyen en 2015
NOVA Gas Transmission Limited (NGTL)		
En amont de la rivière James	228 10 ⁶ m ³ /j (8,0 Gpi ³ /j)	220 10 ⁶ m ³ /j (7,8 Gpi ³ /j)
Nord et est	121 10 ⁶ m ³ /j (4,3 Gpi ³ /j)	87 10 ⁶ m ³ /j (3,1 Gpi ³ /j)
Porte de l'est ²	258 10 ⁶ m ³ /j (9,1 Gpi ³ /j)	124 10 ⁶ m ³ /j (4,4 Gpi ³ /j)
Réseau principal de TransCanada		
Prairies	195 10 ⁶ m ³ /j (6,9 Gpi ³ /j)	84 10 ⁶ m ³ /j (3,0 Gpi ³ /j)
Triangle de l'Est	148 10 ⁶ m ³ /j (5,2 Gpi ³ /j)	69 10 ⁶ m ³ /j (2,0 Gpi ³ /j)
Nord de l'Ontario	102 10 ⁶ m ³ /j (3,6 Gpi ³ /j)	61 10 ⁶ m ³ /j (2,2 Gpi ³ /j)
Foothills Colombie-Britannique	85 10 ⁶ m ³ /j (3,0 Gpi ³ /j)	56 10 ⁶ m ³ /j (1,9 Gpi ³ /j)
Foothills Saskatchewan	63 10 ⁶ m ³ /j (2,24 Gpi ³ /j)	40 10 ⁶ m ³ /j (1,4 Gpi ³ /j)
Westcoast		
T-Nord	81 10 ⁶ m ³ /j (2,9 Gpi ³ /j)	58 10 ⁶ m ³ /j (2,1 Gpi ³ /j)
T-Sud	44 10 ⁶ m ³ /j (1,6 Gpi ³ /j)	40 10 ⁶ m ³ /j (1,4 Gpi ³ /j)
Alliance	48 10 ⁶ m ³ /j (1,7 Gpi ³ /j)	46 10 ⁶ m ³ /j (1,6 Gpi ³ /j)

3.2 Approvisionnement en pétrole brut et en gaz naturel canadiens et utilisation

En 2015, le Canada occupait le quatrième rang des pays producteurs de pétrole et de LGN, représentant 4,8 % de l'offre mondiale³. Cette année-là, la production de pétrole brut s'est établie en moyenne à environ 615 milliers de mètres cubes par jour (10³m³/j), soit 3,9 millions de barils par jour (Mb/j). La majeure partie de ce pétrole a été transportée par pipeline⁴ depuis les provinces de l'Ouest jusqu'aux autres provinces ou aux États-Unis (figure 4).

Ces dernières années, la production canadienne de pétrole brut a augmenté de façon soutenue, surtout en raison de l'exploitation des sables bitumineux. Le résultat a été un agrandissement progressif du réseau de pipelines d'exportation, les producteurs cherchant de nouveaux débouchés, notamment dans le Sud des États-Unis. En 2014, d'importantes augmentations de la capacité pipelinière, surtout aux États-Unis, ont donné aux producteurs canadiens un premier accès véritable au marché de la côte américaine du golfe du Mexique. Le secteur de l'énergie continue d'axer ses efforts sur la pénétration et le développement des marchés outre-mer pour se préparer à la croissance prévue de l'offre de pétrole de l'Ouest canadien, et plusieurs projets de pipeline ont été proposés à cette fin.

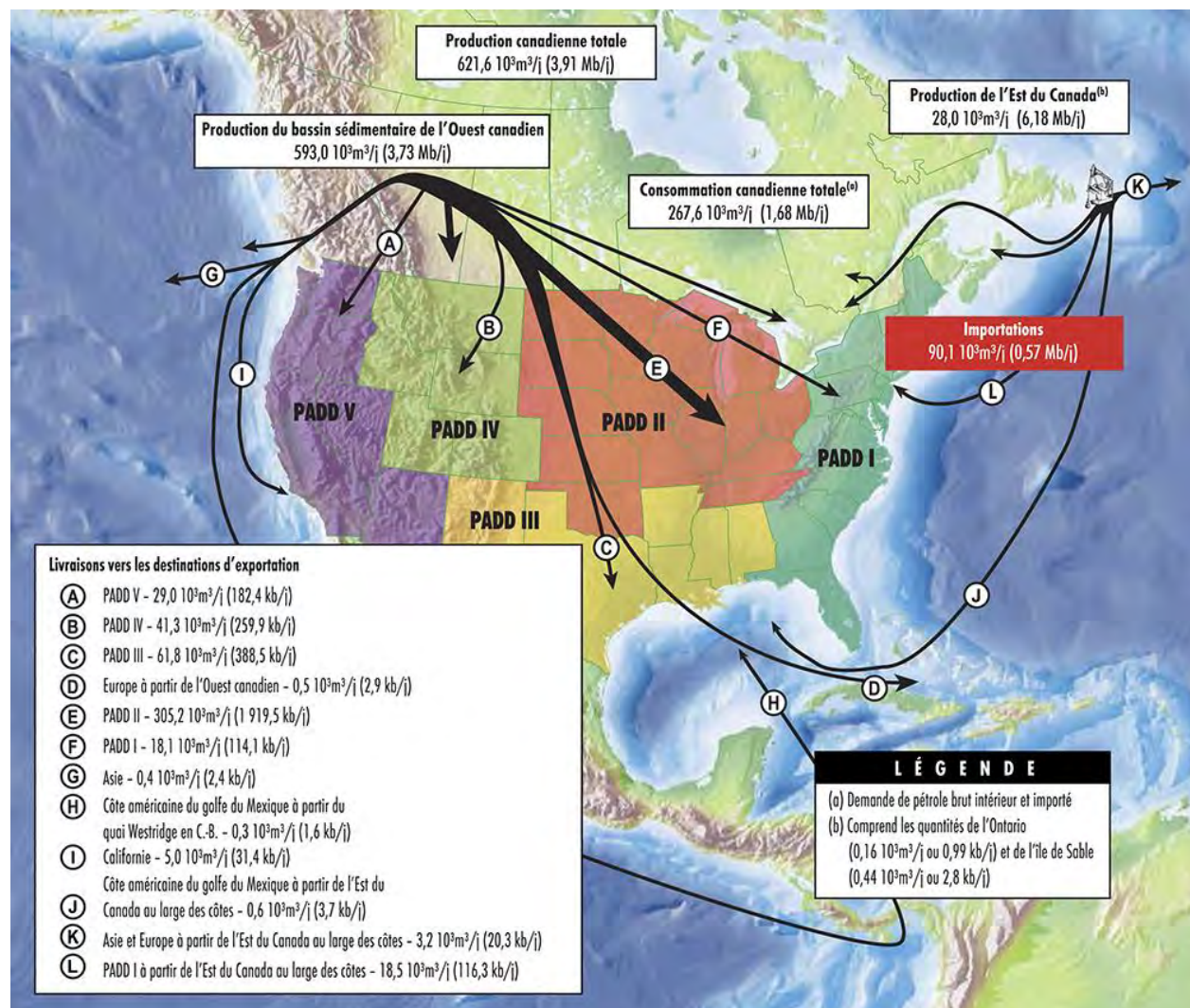
2 L'Office a basé ses calculs sur les capacités de transport combinées du pipeline Foothills Saskatchewan et du tronçon des Prairies du réseau principal de TransCanada Pipeline Limited (TCPL). TCPL estime la capacité nominale à la porte de l'est à 127 10⁶m³/j (4,5 Gpi³/j).

3 BP. *Statistical Review of World Energy*, juin 2016. Les chiffres de BP sur la production totale comprennent les LGN et diffèrent de ceux de l'Office.

4 ONÉ. [Exportations de pétrole brut canadien par mode de transport – Synthèse des tendances sur 5 ans.](#)

FIGURE 4

Approvisionnement en pétrole brut canadien et utilisation en 2015



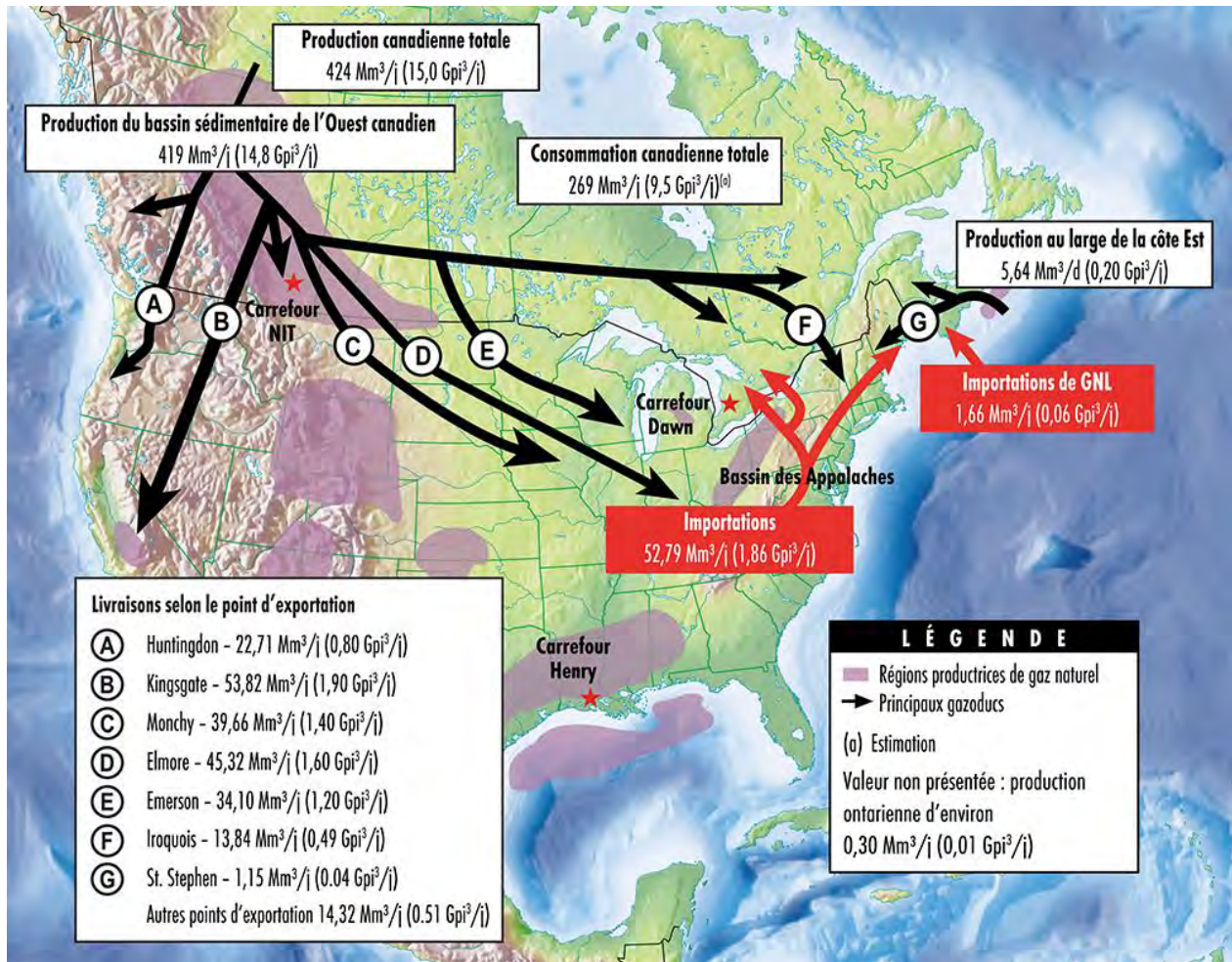
En 2015, le Canada occupait le cinquième rang des pays producteurs de gaz naturel, représentant 4,6 % de l'offre mondiale⁵. Cette année-là, la production canadienne de gaz naturel s'est établie en moyenne à environ 424 10⁶ m³/j, soit 15 milliards de pieds cubes par jour (Gpi³/j). La majeure partie de ce gaz naturel a été produite dans l'Ouest canadien et acheminée par pipeline aux consommateurs canadiens et américains (figure 5).

Bien que la production canadienne de gaz classique ait diminué ces dernières années, la production non classique augmente sous l'effet des progrès techniques dans le domaine du forage horizontal et de la fracturation hydraulique. Le Canada exporte sa production excédentaire aux États-Unis, mais le gaz naturel américain fait de plus en plus concurrence à celui de l'Ouest canadien, tant sur les marchés canadiens qu'américains. Afin de trouver des débouchés pour leur production excédentaire, beaucoup de sociétés ont proposé de construire des installations pour exporter du gaz naturel liquéfié (GNL) outre-mer. Aucun terminal d'exportation de GNL n'est en construction, et il faudrait plusieurs années avant qu'un des terminaux projetés n'entre en service.

5 BP. *Statistical Review of World Energy*, juin 2016. Les chiffres sur la production totale diffèrent de ceux de l'Office.

FIGURE 5

Approvisionnement en gaz naturel canadien et utilisation en 2015



3.3 Prix des produits de base et volatilité du secteur de l'énergie

Le contexte économique du secteur de l'énergie a radicalement changé depuis 2014. La figure 6 montre l'évolution de trois prix de référence albertains : le « mélange non corrosif mixte » (MSW) pour le brut léger, le « Western Canada Select » (WCS) pour le brut lourd, et le « NOVA Inventory Transfer » (NIT) pour le gaz naturel. Avant la fin de 2015, les prix du pétrole et du gaz naturel avaient reculé de plus de 50 % en dollars canadiens. La faiblesse des prix durant cette période a entraîné d'importantes réductions des dépenses en amont dans les projets de forage et de nouvelle production.

L'offre canadienne de pétrole et de gaz est demeurée plutôt robuste, et la production nationale de pétrole brut et de gaz naturel a augmenté en 2014 et en 2015 (figure 7). Cependant, les activités de forage au pays ont chuté de plus de 50 % d'une année à l'autre, et beaucoup de grands projets d'exploitation des sables bitumineux ont été reportés ou annulés. Ces facteurs ont créé de l'incertitude quant aux niveaux de production futurs.

Les répercussions de la volatilité récente du secteur de l'énergie sur les sociétés pipelinères réglementées par l'Office sont variables. Certaines ont des actifs et des branches d'activités sans lien avec les pipelines réglementés (p. ex., installations de stockage et centrales de production d'électricité), ce qui peut modifier leur sensibilité aux risques et aux développements du secteur de l'énergie dans son ensemble.

Les rendements sur les actifs pipeliniers sont réglementés et reposent souvent sur des contrats de longue durée⁶, ce qui réduit la sensibilité à la volatilité à court terme. Comme expliqué plus loin dans le présent rapport, en règle générale, les prix que facturent les sociétés pipelinères pour leurs services de transport (droits) sont plus étroitement corrélés aux coûts du pipeline en question qu'aux conditions du marché. À long terme, les investissements dans l'infrastructure pipelinière et l'agrandissement du réseau pipelinier dépendront largement du niveau d'intensité de l'activité pétrolière et gazière.

FIGURE 6

Prix du pétrole brut et du gaz naturel canadiens

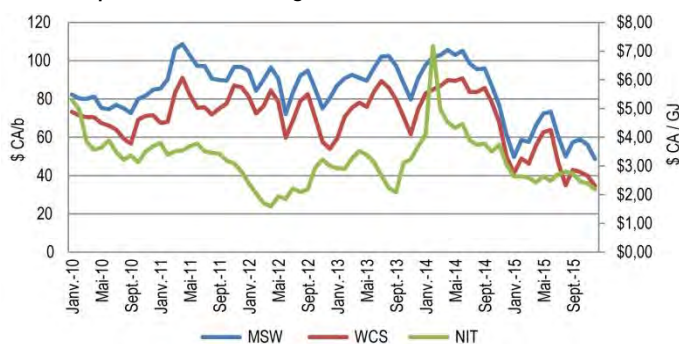
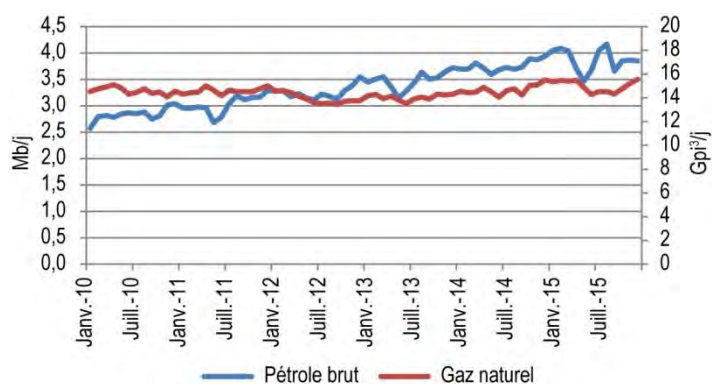


FIGURE 7

Production canadienne de pétrole brut et de gaz naturel



Dans l'intérêt public

L'Office réglemente, dans l'intérêt du public canadien, les pipelines, la mise en valeur des ressources énergétiques et le commerce de l'énergie. L'intérêt public englobe toute la population canadienne et consiste en un équilibre entre les intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société.

6 Par exemple, les nouveaux oléoducs sont souvent appuyés par des ententes de service de transport garanti de longue durée qui servent à gérer le risque de volume découlant du jeu de l'offre et de la demande. Ce sont des contrats entre une société pipelinère et ses expéditeurs qui comportent une obligation contraignante de payer les droits pour des volumes garantis sur la durée du contrat, que les produits soient transportés ou non. Si un expéditeur voit sa cote de solvabilité passer à la catégorie spéculative ou moins, il peut être tenu de déposer des garanties financières pour l'exécution de ses engagements d'expédition.

3.4 Réglementation économique des pipelines par l'Office

Surveillance et réglementation financières

Les pipelines relevant de la compétence de l'Office se divisent en deux groupes pour les besoins de la réglementation financière : les sociétés pipelinières du groupe 1, qui ont de vastes réseaux et de nombreux expéditeurs, et les sociétés du groupe 2, qui ont des pipelines plus petits et moins complexes et un nombre réduit d'expéditeurs. La liste des sociétés pipelinières réglementées par l'Office se trouve à l'annexe de la section 7.

Étant donné leur taille et leur complexité, les sociétés du groupe 1 sont soumises à une surveillance financière plus étroite et à des exigences de déclaration plus strictes que les sociétés du groupe 2. Toutes les sociétés du groupe 2 (et deux petites sociétés du groupe 1) sont assujetties à une « réglementation fondée sur les plaintes ». Sous ce régime, l'expéditeur ou l'expéditeur potentiel est encouragé à s'adresser directement à la société pipelinière pour trouver une solution aux différends. Si cette démarche échoue, il peut porter plainte à l'Office.

L'Office mène des vérifications financières pour s'assurer du respect de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et des règlements connexes. De plus, il examine les rapports de surveillance réguliers que lui envoient la plupart des sociétés du groupe 1 pour faire un suivi des résultats financiers et des débits. De nombreuses sociétés du groupe 2 déposent leurs états financiers vérifiés auprès de l'Office⁷.

Conception des droits

Les droits pipeliniers doivent être justes et raisonnables. Comme il peut être plus efficace de bâtir un seul pipeline commun au lieu de nombreux pipelines concurrents, les installations relevant de la compétence de l'Office exercent souvent un pouvoir de marché, voire parfois un monopole sur les marchés qu'elles desservent. Le rôle de l'Office consiste alors à prévenir l'abus de ce pouvoir et à préserver le caractère juste et non discriminatoire des droits des services pipeliniers.

L'Office établit les droits en s'appuyant sur le principe que la société pipelinière doit pouvoir couvrir ses coûts, y compris ceux liés aux obligations de sécurité et de protection de l'environnement. Il convient également que la société doit générer suffisamment de produits pour pourvoir efficacement aux besoins en transport de ses clients et procurer un rendement raisonnable à ses investisseurs.

Cessation d'exploitation et responsabilité financière

L'Office réglemente l'infrastructure énergétique tout au long de son cycle de vie, qui englobe la proposition du projet, la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation. En 2009, il a publié une ordonnance obligeant toutes les sociétés relevant de sa compétence à constituer un fonds de réserve pour couvrir les coûts futurs de cessation d'exploitation. L'Office a fait valoir que c'est aux pipelinières, et non aux propriétaires fonciers, qu'il revient d'assumer les coûts et la responsabilité du financement des activités de cessation d'exploitation. Les coûts estimatifs de cessation d'exploitation des pipelines réglementés par l'Office sont traités à la section 4.3.

La *Loi sur la sûreté des pipelines*, qui a reçu la sanction royale le 18 juin 2015, a instauré le principe de responsabilité absolue, c'est-à-dire sans égard à la faute, pour les exploitants de pipelines réglementés par l'Office. La responsabilité maximale est fixée à 1 milliard de dollars pour les grands oléoducs⁸. La *Loi sur la sûreté des pipelines* exige aussi que les sociétés fassent la preuve qu'elles disposent en permanence de ressources financières au moins égales au montant de la responsabilité absolue qui s'applique à elles.

7 L'Office a accordé à quelques sociétés pipelinières des exemptions relatives à certaines exigences de dépôt. Les renseignements fournis dans les demandes d'autorisation de tarif ou les dépôts de conformité annuels varient d'une société pipelinière à l'autre.

8 Comme toujours, la responsabilité d'une société trouvée coupable de faute ou de négligence est illimitée.

De plus, une partie de ces ressources doit être facilement accessible pour en accélérer la mobilisation en cas d'incident. Des règlements précisant ces exigences seront pris par le gouverneur en conseil et sont en cours de rédaction par Ressources naturelles Canada.

Surveillance des aspects économiques du secteur pipelinier

L'Office est d'avis que le bon fonctionnement des marchés sert l'intérêt public. C'est pourquoi il surveille certains indicateurs clés du fonctionnement économique des pipelines relevant de sa compétence. Trois de ces indicateurs – la capacité pipelinrière, les niveaux des droits et l'intégrité financière – sont expliqués en détail aux prochaines sections.

4 Capacité pipelinrière

L'Office surveille trois points concernant la suffisance de la capacité pipelinrière :

- le rapport entre les écarts de prix et les droits du service garanti sur les principaux trajets de transport;
- l'utilisation de la capacité des pipelines;
- le recours à la répartition de capacité⁹ dans les principaux oléoducs.

L'opinion qui fait généralement consensus sur les marchés est qu'il est utile de disposer d'une certaine capacité libre de réserve sur un réseau pipelinier. S'il est vrai qu'un tel surplus peut faire augmenter les droits pour les expéditeurs, cette hausse est un moindre mal par rapport aux coûts découlant d'une insuffisance de capacité pipelinrière (importantes pertes de recettes pour les producteurs et les gouvernements, et difficulté à répondre à la demande des consommateurs si les producteurs ne parviennent pas à acheminer leurs produits aux marchés). De plus, la capacité libre donne aux expéditeurs la liberté de changer de marché au gré de l'évolution des conditions, et ainsi de maximiser leurs recettes et de réagir rapidement aux changements dans les besoins des consommateurs.

Dans un marché où la capacité est suffisante, les fournisseurs acheminent généralement leurs produits vers les marchés où le prix net est le plus élevé¹⁰. 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 et une baisse des revenus pour les producteurs. Les écarts de prix peuvent ainsi se creuser entre régions productrices et régions consommatrices. L'Office utilise les écarts de prix entre les carrefours des marchés comme indicateurs de la suffisance de la capacité pipelinrière. Lorsque la capacité est suffisante entre deux carrefours commerciaux, les prix des différents produits de base sont à l'équilibre, et l'écart est égal ou inférieur au coût du transport entre ces deux points.

4.1 Pétrole brut

4.1.1 Écarts de prix

Le Canada produit et exporte du brut léger et du brut lourd. Le brut léger est généralement plus prisé des raffineurs, car il produit une plus grande proportion de carburants de transport de grande valeur. Quant au brut lourd, il nécessite un traitement poussé, qui se fait dans des raffineries de haute technicité. La section qui suit fait le point sur les prix du pétrole sur les marchés canadiens et américains.

9 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. Plusieurs facteurs peuvent influencer sur la répartition de la capacité, notamment la croissance de l'offre ou de la demande de pétrole et la réduction de la capacité pipelinrière.

10 Le prix net est le prix reçu pour un produit sur le marché, moins les coûts de son acheminement au marché.

Entre 2011 et 2013, les marchés de destination habituels du pétrole brut de l'Ouest canadien, notamment l'Ouest canadien, l'Ontario, le Midwest américain et les Rocheuses américaines, ont atteint un point de saturation. Pendant ce temps, les pipelines d'exportation desservant ces régions sont devenus de plus en plus chargés, et une accumulation de pétrole brut dans le centre du continent a fait chuter les prix du pétrole confiné à l'Amérique du Nord par rapport aux cours internationaux.

Dès 2014, ces baisses de prix ont été atténuées en majeure partie par une augmentation importante de la capacité pipelinière entre Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique, amenée par le projet Cushing Marketlink de TransCanada et le pipeline Seaway, une coentreprise détenue par Enterprise Products Partners LP et Enbridge Inc.

À la fin décembre 2015, les législateurs américains ont levé l'interdiction d'exporter du pétrole brut américain, en vigueur depuis les années 1970. À long terme, ce changement ramènera les prix du pétrole brut américain plus près des cours internationaux, ce qui profitera vraisemblablement aux producteurs de l'Ouest canadien, qui vendent principalement aux États-Unis.

Se concentrant sur les bruts légers, la figure 8 met en parallèle le prix « mélange non corrosif mixte » (MSW) à Edmonton, en Alberta, et celui du « West Texas Intermediate » (WTI) à Cushing. Ces deux prix de référence se sont suivis de près en 2015, et leur écart était en moyenne inférieur au coût du transport par pipeline entre les deux marchés. On peut en conclure que, globalement, la capacité pipelinière est suffisante pour acheminer la production de pétrole léger de l'Ouest canadien jusqu'aux marchés.

La figure 8 montre aussi le Brent, un prix de référence international pour le pétrole brut. De 2011 au début de 2014, des contraintes de capacité entre le centre du continent et la côte américaine du golfe du Mexique ont entraîné des réductions marquées du MSW et du WTI par rapport aux cours internationaux. Les écarts de prix entre le MSW et le Brent et entre le WTI et le Brent se sont beaucoup rétrécis au deuxième semestre de 2015.

Se concentrant sur les bruts lourds, la figure 9 compare le prix du WCS à Hardisty, en Alberta, et le prix du Maya sur la côte américaine du golfe du Mexique. Ces deux prix de référence se sont suivis de près en 2015, sauf en été, et leur écart moyen ne dépassait pas le coût du transport par pipeline entre les deux marchés. On peut en conclure que, globalement, la capacité pipelinière est suffisante pour acheminer la production de pétrole lourd de l'Ouest canadien jusqu'aux marchés.

Cependant, la capacité libre est demeurée limitée, et les prix étaient très sensibles aux perturbations, comme les arrêts de production des raffineries et les mises hors service de pipelines. Ces facteurs ont contribué à des chutes marquées des prix du pétrole lourd de l'Ouest canadien en juillet et en août 2015.

FIGURE 8

Prix du MSW à Edmonton et prix du WTI à Cushing

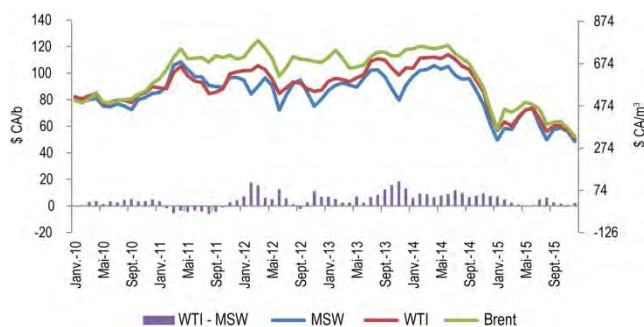
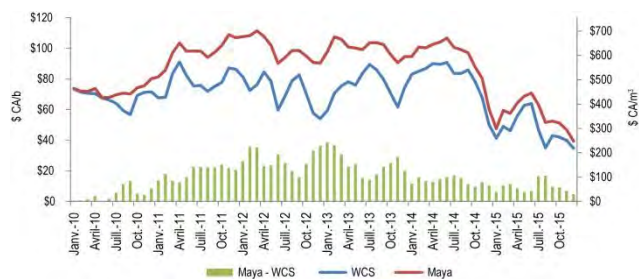


FIGURE 9

Prix du WCS à Hardisty et prix du Maya sur la côte américaine du golfe du Mexique



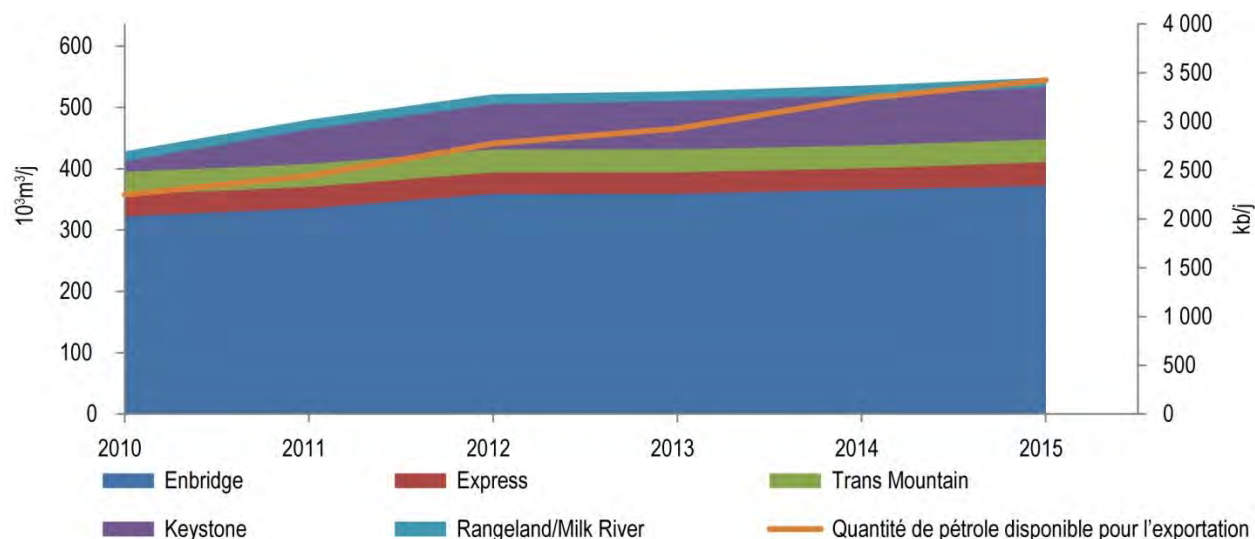
4.1.2 Utilisation et répartition de la capacité

Des renseignements sur les principaux oléoducs et pipelines de liquides réglementés par l'Office se trouvent aux annexes des sections 8 et 9. Depuis plusieurs années, les grands pipelines de pétrole brut fonctionnent généralement à pleine capacité ou presque, les ajouts progressifs de pipelines parvenant à peine à suivre le rythme de croissance de l'offre.

La figure 10 donne un portrait de la capacité résiduelle de transport du pétrole brut du BSOC. Malgré la croissance de la capacité pipelinière, il a fallu augmenter le transport par chemin de fer depuis 2012 pour acheminer la production supplémentaire aux marchés. Les volumes exportés par voie ferrée ont augmenté de façon constante pour culminer au troisième trimestre de 2014 à quelque $26,4 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (166 kb/j). Ensuite, ils ont été généralement plus faibles, étant donné la croissance de la capacité pipelinière et la baisse des prix du pétrole brut. Les exportations de pétrole brut par chemin de fer se sont chiffrées, en moyenne, à environ $19,9 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (125 kb/j) au quatrième trimestre de 2015, bien que les volumes aient atteint un sommet de $26,4 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (166 kb/j) en octobre 2015¹¹.

FIGURE 10

Capacité de transport des pipelines du BSOC et production disponible pour l'exportation



La capacité et le débit du réseau principal d'Enbridge ont augmenté en 2014 et en 2015 à la suite d'améliorations de la souplesse et du prolongement du pipeline Alberta Clipper. La capacité d'exportation du réseau principal d'Enbridge à la fin de 2015 était de $453 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (2,85 Mb/j), mais sa capacité d'exportation réelle était estimée à $397 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (2,5 Mb/j) en raison des contraintes touchant la partie américaine du réseau en aval de Superior, au Wisconsin. En décembre 2015, le débit de la canalisation 9B d'Enbridge a été inversé, ce qui a donné aux raffineurs québécois un accès par pipeline au pétrole brut de l'Ouest canadien. Le taux d'utilisation de la capacité a augmenté modestement sur les réseaux Express et Keystone, tandis que Trans Mountain fonctionne généralement à pleine capacité depuis plusieurs années.

Contrairement à Keystone et à Express, dont la capacité est en majeure partie couverte par des contrats de longue durée, les expéditeurs de Trans Mountain¹² et d'Enbridge passent des commandes mensuelles

11 ONÉ. [Exportations de pétrole brut canadien par chemin de fer – Données mensuelles](#).

12 La forte demande pour la capacité pipelinière vers la côte Ouest a contribué à la répartition de la capacité de Trans Mountain et a mené à plusieurs demandes visant à répartir la capacité entre les expéditeurs sur la terre ferme (surtout des raffineries de la Colombie-Britannique et de l'État de Washington) et les expéditeurs au quai (exportateurs maritimes). À l'heure actuelle, environ 26 % de la capacité est affectée au quai Westridge, dont $8\,600 \text{ m}^3/\text{j}$ (54 kb/j) de service garanti et $4\,000 \text{ m}^3/\text{j}$ (25 kb/j) de service interruptible, vendu lors d'enchères mensuelles.

pour les volumes qu'ils souhaitent faire acheminer. Si les quantités totales qu'ils proposent pour un mois excèdent la capacité pipelinère, leurs volumes respectifs pourront être réduits d'un même pourcentage (répartition). Ces dernières années, Enbridge et Trans Mountain ont recouru à maintes reprises à la répartition de capacité, signe que la capacité de ces réseaux ne suffisait pas toujours à combler la demande des expéditeurs.

4.1.3 Projets de pipelines d'exportation

Malgré la faiblesse des prix du brut, l'offre de pétrole de l'Ouest canadien poursuit sa croissance soutenue, alimentée par l'achèvement de projets d'exploitation, surtout dans les sables bitumineux. L'industrie a proposé des oléoducs qui augmenteraient la capacité à la sortie de l'Ouest canadien et qui diversifieraient les marchés accessibles aux producteurs. Les principaux projets relevant de la compétence de l'Office sont décrits ci-dessous et illustrés à la figure 11.

Projet de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge (canalisation 3)

Le 25 avril 2016, l'Office a recommandé l'approbation de la demande du projet de la canalisation 3, lequel amènerait la canalisation 3 à sa capacité nominale d'origine de $121\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ (760 kb/j), ce qui ajouterait $58,8\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ (370 kb/j) au débit. La canalisation 3 fait partie du réseau principal d'Enbridge, qui achemine le pétrole brut de l'Ouest canadien au Midwest américain. Sa mise en service est proposée pour 2019.

Projet pipeline Northern Gateway d'Enbridge (Northern Gateway)

En décembre 2013, la Commission d'examen conjoint a recommandé l'approbation du projet Northern Gateway, et en juin 2014, le gouverneur en conseil a donné son aval. Dans une décision rendue le 30 juin 2016, la Cour d'appel fédérale a cassé l'approbation du gouverneur en conseil ordonnant à l'Office de délivrer les certificats voulus pour le projet. La décision faisait aussi en sorte d'annuler les certificats en question. Le projet prévoyait initialement une capacité nominale de $83,5\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ (525 kb/j) reliant Bruderheim, en Alberta (près d'Edmonton), à Kitimat, en Colombie-Britannique, de même qu'un pipeline parallèle qui servirait à importer un maximum de $30,7\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ (193 kb/j) de condensats destinés à être mélangés sur les sites d'exploitation des sables bitumineux.

Projet d'agrandissement du réseau Trans Mountain de Kinder Morgan (TMX)

Le 19 mai 2016, l'Office a recommandé l'approbation de la demande visant TMX. Le projet ajouterait $93,8\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ (590 kb/j) à la capacité du réseau Trans Mountain, ce qui la porterait à $141,5\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ (890 kb/j). Le tracé partirait d'Edmonton, en Alberta, à destination de Burnaby, en Colombie-Britannique. Le projet vise à desservir les marchés du bassin du Pacifique, et sa mise en service est proposée pour 2019.

Projet Énergie Est de TransCanada (Énergie Est)

En date de juin 2016, l'Office était saisi de la demande visant Énergie Est. Le projet prévoyait une capacité nominale d'origine de $174,9\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ (1,1 Mb/j). S'il était approuvé, il irait de Hardisty, en Alberta, à Saint John, au Nouveau-Brunswick, et desservirait les marchés dans l'Est du Canada et à l'étranger. Sa mise en service est proposée pour 2020.

Projet Keystone XL de TransCanada (Keystone XL)

En mars 2010, la partie en sol canadien du projet Keystone XL a été approuvée par l'Office. En septembre 2008, TransCanada a déposé auprès du département d'État américain une demande de permis présidentiel pour la partie en sol américain du réseau. En novembre 2015, cette demande a été rejetée. TransCanada a déclaré qu'elle et ses expéditeurs étaient résolus à aller de l'avant avec ce projet et qu'elle ferait appel de la décision du gouvernement américain.

FIGURE 11

Oléoducs et projets d'oléoduc au Canada et aux États-Unis



4.2 Liquides de gaz naturel

En 2015, le Canada a exporté quelque $21,7 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (137 kb/j) de propane et de butanes, majoritairement par chemin de fer¹³. Le transport de propane et de butanes par gazoduc jusqu'aux marchés d'exportation se fait surtout au moyen du réseau de livraison de l'Est de Plains, dont le point d'origine se trouve à proximité de Sarnia, en Ontario.

En avril 2014, le pipeline Cochin de Kinder Morgan (Cochin) a été inversé et a cessé de servir à exporter du propane. Les importations de condensats par le réseau Cochin ont commencé en juillet 2014. Depuis l'inversion du sens d'écoulement, ce pipeline connaît des taux élevés d'utilisation. Tout comme le réseau Cochin, le pipeline Southern Lights d'Enbridge sert aussi à importer des condensats des États-Unis pour la fluidification du bitume. En 2015, il a été utilisé à environ 60 % de sa capacité. Des compléments d'information sur les pipelines d'exportation et d'importation de LGN du Canada se trouvent aux annexes des sections 8 et 9.

13 Office, [Aperçu des exportations de propane et de butanes en 2015](#).

Ces dernières années, l'offre de LGN américains connaît une croissance soutenue, stimulée par de fortes hausses de la production de gaz de schiste. L'abondance d'éthane bon marché dans l'Est des États-Unis (Marcellus et Utica) et le Dakota du Nord (Bakken) a soutenu la construction de nouveaux pipelines d'importation d'éthane reliant les carrefours du secteur pétrochimique au Canada.

Depuis quelques années, deux nouveaux pipelines d'importation de LGN sont en service et acheminent les apports supplémentaires d'éthane au Canada :

- Le pipeline Vantage (Pembina Prairie Facilities) part de Tioga, au Dakota du Nord, et transporte l'éthane de la formation de Bakken jusqu'au réseau de collecte d'éthane de l'Alberta, à Empress, qui l'achemine ensuite à l'usine pétrochimique de NOVA, à Joffre. Le pipeline a été mis en service à la fin de 2014.
- Le pipeline Genesis part des environs de Marysville, au Michigan, traverse la rivière St. Clair et la frontière canado-américaine, puis se rend jusqu'au complexe pétrochimique de NOVA à Corunna, en Ontario. Il achemine l'éthane de la région de Marcellus transporté par le pipeline Mariner East. Sa mise en service remonte à la fin de 2013.

En règle générale, ces pipelines d'importation connaissent des taux d'utilisation moyens à élevés. Les importations par ces réseaux pourraient augmenter grâce aux ajouts de capacité prévus et annoncés dans les usines pétrochimiques canadiennes. Par exemple, NOVA réalise actuellement un projet d'agrandissement de 1,0 milliard de dollars de son usine de polypropylène à Joffre et prévoit une mise en service au quatrième trimestre de 2016. NOVA envisage également de construire une nouvelle usine de polyéthylène à Sarnia et d'agrandir son unité de craquage de LGN à Corunna, en Ontario. Si les projets sont approuvés d'ici 2018, les installations pourraient entrer en service en 2022.

4.3 Gaz naturel

4.3.1 Écarts de prix

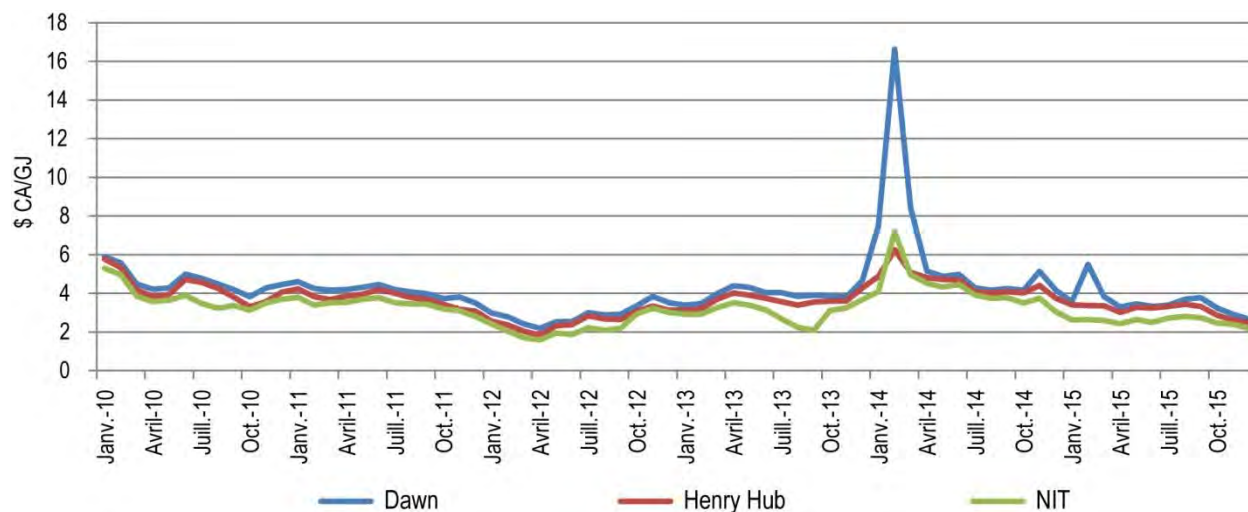
Les marchés nord-américains du gaz naturel sont généralement bien reliés entre eux par les pipelines, d'où l'uniformité des prix. Les prix du gaz ont tendance à être plus faibles près des grandes zones d'approvisionnement (p. ex., carrefour NIT, en Alberta), et plus élevés près des centres de demande (p. ex., carrefour Dawn, dans le Sud de l'Ontario). À long terme, les prix sur les différents marchés tendent à évoluer de pair. L'écart de prix représente la valeur du transport. Mieux les marchés sont reliés, plus les prix se suivent.

La figure 12 montre les moyennes mensuelles des prix quotidiens du gaz naturel au carrefour NIT, au carrefour Dawn et au carrefour Henry, en Louisiane. En règle générale, les trois prix se sont suivis, malgré quelques variations dues aux facteurs météorologiques locaux et aux restrictions de capacité temporaires. Par exemple, lorsque les prix du gaz naturel ont grimpé en flèche au carrefour Dawn au début de 2014 en raison du froid extrême (le « tourbillon circumpolaire »), les prix du gaz ont aussi augmenté aux carrefours Henry et NIT (Alberta), bien que ces régions aient connu un hiver tempéré. Tout au long de 2015, les prix à ces trois carrefours ont baissé de concert, signe que les marchés sont interreliés.

Habituellement, les grands volumes de gaz naturel produits dans le BSOC sont acheminés aux marchés canadiens et américains par des pipelines comme le réseau principal de TransCanada. Depuis la fin des années 1990, l'écart de prix du gaz entre le carrefour NIT, dans l'Ouest, et le carrefour Dawn ou le carrefour Henry, dans l'Est, équivalait à peu près au coût de l'acheminement d'ouest en est. Autrement dit, le producteur obtenait le même montant net, que le gaz soit vendu dans l'Est ou dans l'Ouest.

FIGURE 12

Prix du gaz naturel aux principaux carrefours nord-américains



Ces dix dernières années, les progrès technologiques ont rendu possible l'extraction à faibles coûts du gaz naturel du schiste. Aux États-Unis, la production a connu un essor considérable dans le bassin des Appalaches (figure 5), surtout dans la formation schisteuse Marcellus. Si cette région était peu productive en 2008, elle produit maintenant plus de gaz naturel que le Canada en entier, et elle est à proximité immédiate des marchés densément peuplés de l'Ontario et du Québec et des débouchés habituels de la production canadienne dans le Nord-Est des États-Unis. Par conséquent, les marchés de l'Est du Canada s'approvisionnent de plus en plus aux États-Unis, et de moins en moins dans le BSOC.

La figure 13 montre les écarts entre les prix du gaz au carrefour NIT, en Alberta, et au carrefour Dawn, en Ontario. La ligne rouge représente le coût du transport du gaz entre ces carrefours par le réseau de NOVA Gas Transmission Ltd., plus les droits de service garanti du réseau principal de TransCanada.

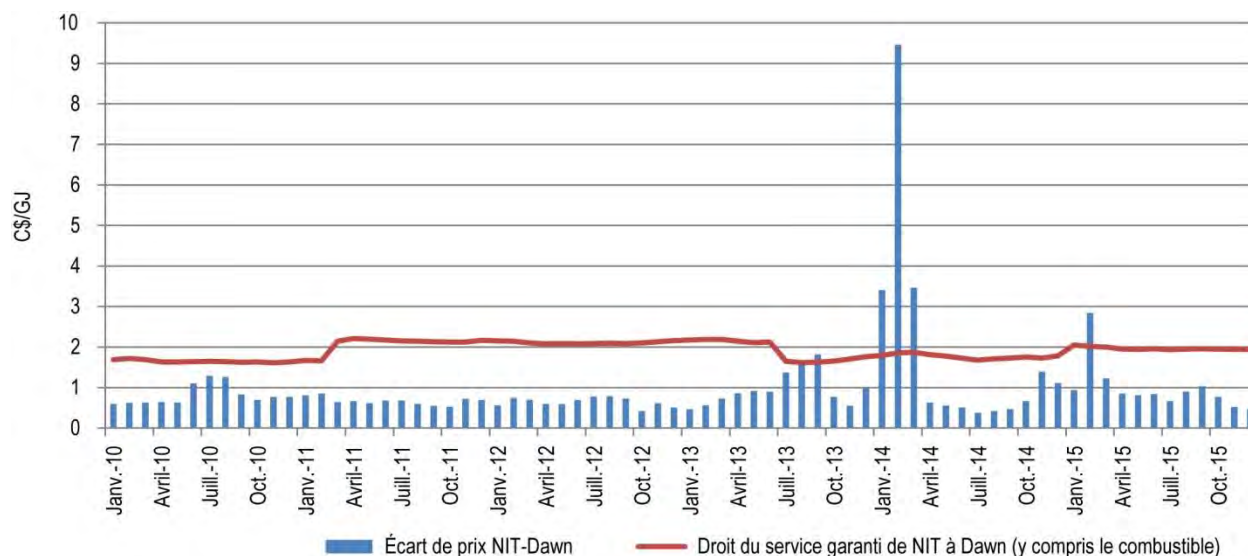
Les expéditeurs qui signent des contrats de longue durée avec une société pipelinière paient des droits fixes basés sur les coûts du pipeline, qui ne sont pas modulés en fonction des cours. Par conséquent, les droits de transport excèdent souvent l'écart de prix entre la zone d'approvisionnement et le marché de destination. Dans le réseau TransCanada, l'écart de prix fluctue, mais est généralement très inférieur au coût total du transport, signe d'une sous-utilisation de la capacité pipelinière entre les deux carrefours.

Durant les hivers de 2014 et de 2015, où la demande a atteint un pic en raison du froid extrême qui a frappé le centre du Canada, le prix au carrefour Dawn est devenu beaucoup plus élevé que le prix au carrefour NIT. À certains moments, l'écart dépassait le montant des droits, comme le montre la figure 13. Durant ces périodes, le débit du réseau principal a augmenté, mais la capacité pipelinière n'a généralement pas été limitée.

En 2015, l'écart moyen était d'environ 1 \$/GJ, tandis que le coût du transport garanti équivalait presque au double, soit quelque 2 \$/GJ. En théorie, les producteurs acheminent leur gaz naturel vers les marchés qui leur offrent le prix net le plus élevé, et les acheteurs s'approvisionnent en gaz naturel dans les régions où le prix de revient est le plus bas. En pratique, la circulation du gaz naturel obéit à beaucoup d'autres facteurs, dont la sécurité de l'approvisionnement, la diversité des parcours de transport, le coût des services de transport de remplacement et la couverture des prix aux fins de gestion des risques. Les consommateurs de l'Est, comme ils s'approvisionnent en gaz dans le BSOC et à d'autres sources, continuent de payer pour l'acheminement à partir du BSOC. Cela dit, il devrait y avoir d'autres changements dans l'offre, les contrats et l'utilisation des pipelines pour servir les consommateurs du Centre et de l'Est.

FIGURE 7

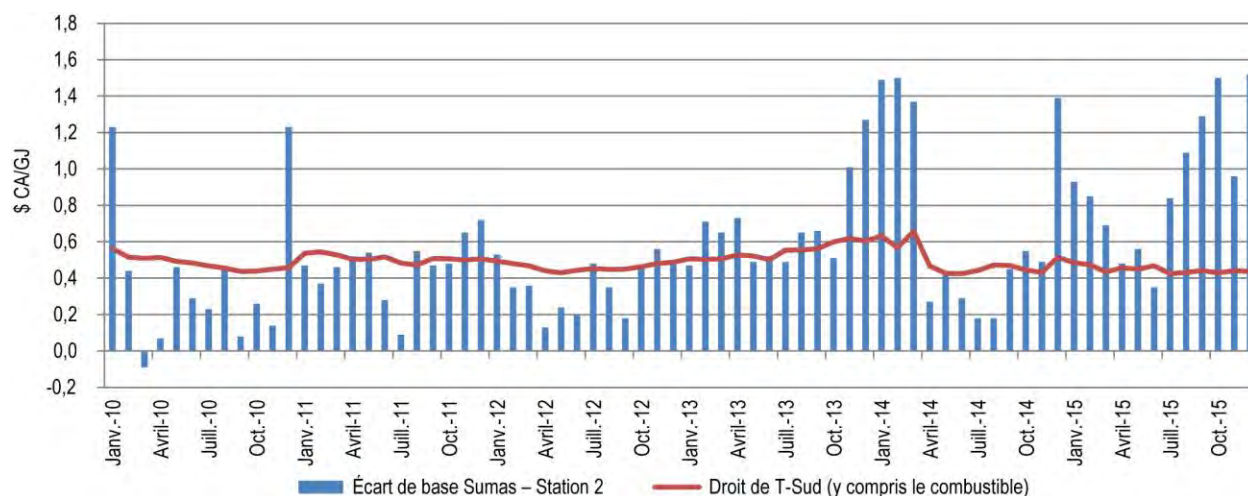
Comparaison entre l'écart de prix Alberta-Dawn et les droits du service garanti de NIT à Dawn (plus le combustible)



La figure 14 compare l'écart de prix aux droits du service garanti sur le pipeline T-Sud du réseau Westcoast de Spectra entre le carrefour de la station 2, dans le Nord de la Colombie-Britannique, et le point d'exportation de Sumas vers l'État de Washington. Par le passé, l'écart de prix entre la station 2 et Sumas était comparable au coût du transport entre ces deux points, signe d'une capacité pipelinière suffisante.

FIGURE 14

Comparaison entre l'écart de prix Sumas-station 2 et les droits du pipeline T-Sud de Westcoast



La plupart des mois depuis la fin de 2013, l'écart de prix entre ces deux points dépasse le coût du transport. Autrement dit, il serait plus rentable pour les expéditeurs de vendre leur gaz à Sumas plutôt qu'à la station 2, à condition de pouvoir le transporter jusque-là. Cependant, en raison de la forte production du Nord-Est de la Colombie-Britannique, la capacité est limitée. Par conséquent, les prix ont chuté à la station 2, et l'écart de prix entre Sumas et la station 2 s'est creusé sous l'effet des contraintes de capacité.

4.3.2 Utilisation de la capacité

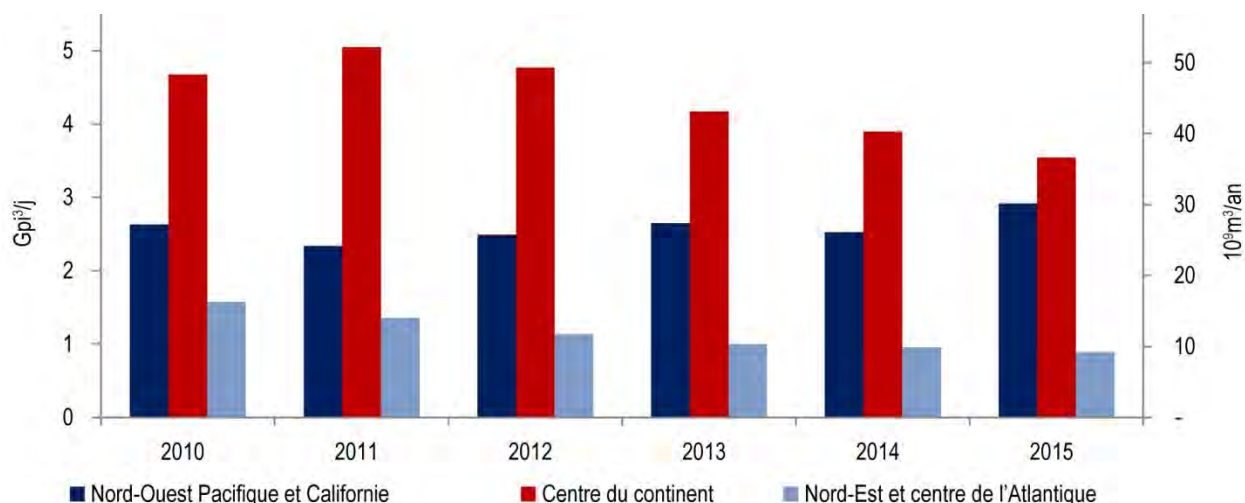
Les débits des gazoducs au Canada sont habituellement plus élevés en hiver, puisque le froid intensifie la demande, et plus faibles en été. À long terme, les tendances d'utilisation sont déterminées par l'évolution de l'offre et de la demande. Une analyse des capacités et des débits des grands gazoducs réglementés par l'Office est présentée aux annexes des sections 9 et 10.

Le pipeline Alliance, des tronçons des réseaux de Westcoast et de NOVA Gas Transmission Ltd., et les points d'importation du réseau principal de TransCanada à Niagara et à Chippewa, dans l'Est du Canada, ont généralement fonctionné à pleine capacité. En revanche, certains réseaux et tronçons de réseau ont présenté un excédent de capacité, notamment le tronçon des Prairies et la canalisation du Nord de l'Ontario du réseau principal de TransCanada et le gazoduc Brunswick d'Emera.

Ces variations de la capacité et de l'utilisation sont étroitement liées aux tendances dans la production et les exportations. Bien que la production soit demeurée stable depuis cinq ans dans le BSOC, les exportations nettes vers les États-Unis ont reculé de 24 % en raison de la croissance de la demande de gaz naturel au Canada, qui a fait diminuer la quantité de gaz disponible pour l'exportation, et de la baisse de la demande de gaz canadien dans les marchés américains. La figure 15 montre qu'entre 2010 et 2015, les exportations vers le Nord-Est des États-Unis ont diminué de 44 %, et les exportations vers le centre du continent, de 24 %. Parallèlement, l'offre croissante provenant du bassin des Appalaches a délogé le BSOC comme source habituelle d'approvisionnement en gaz.

FIGURE 15

Exportations canadiennes de gaz naturel vers les États-Unis, par régions



Étant donné la chute marquée des exportations nettes du Canada, les tendances d'utilisation de certains gazoducs réglementés par l'Office ont évolué de sorte que le sens d'écoulement physique de certains tronçons a été inversé. Par exemple, certains points d'exportation du réseau de TransCanada ont été convertis en points d'importation : Niagara en novembre 2012, puis Chippewa en novembre 2015. Les importations combinées à ces deux points se sont établies, en moyenne, à $21,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($0,75 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2015, tandis que les exportations s'élevaient à $39,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($1,4 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) durant les mois d'hiver de 2006 à 2008.

FIGURE 16

Projets de gazoduc visant à desservir l'Ontario et le Québec



S'attendant à une importante croissance à long terme de la production américaine de gaz naturel, l'industrie a proposé des projets pipeliniers visant à diversifier l'approvisionnement pour les consommateurs ontariens et québécois (figure 16). Plusieurs projets ont pour but d'augmenter les livraisons du bassin des Appalaches au carrefour Dawn, en Ontario, par un raccord au réseau Vector, qui transporte du gaz jusqu'au Canada. Cette hausse des livraisons influera probablement sur les flux d'ouest en est, surtout dans le réseau principal de TransCanada et les autres réseaux aux États-Unis, dont le réseau Great Lakes Gas Transmission.

En 2015, l'offre de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse a varié considérablement en raison d'un arrêt de production à la plateforme Deep Panuke, survenu de juin à novembre. De plus, la production de l'île de Sable a poursuivi son recul par rapport aux niveaux historiques. La production moyenne combinée de Deep Panuke et de l'île de Sable était de $5,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($0,2 \text{ Gpi}^3/\text{j}$), en baisse de 40 % par rapport à 2014. Vu la diminution de l'offre de gaz dans les Maritimes, le point d'exportation de St. Stephen du gazoduc de Maritimes & Northeast Pipeline (M&NP) a été de plus en plus utilisé pour importer du gaz naturel des États-Unis.

5 Droits pipeliniers et services d'expédition

L'Office réglemente les droits et tarifs des pipelines relevant de sa compétence de sorte qu'ils soient justes et raisonnables. Il exige d'ailleurs que les sociétés pipelinières fonctionnent selon le principe du « libre accès ». En d'autres termes, toutes les parties doivent avoir accès au transport sans discrimination, dans la mesure où elles remplissent les conditions énoncées dans le tarif.

En outre, les droits relatifs aux services offerts dans des conditions et des circonstances analogues doivent, pour tous les transports de même nature et suivant le même parcours, être identiques pour tous les clients.

L'Office s'est doté de certains mécanismes pour vérifier si les sociétés pipelinières fournissent des services qui répondent aux besoins des expéditeurs à des prix raisonnables (droits) et dans le respect des exigences réglementaires. Il s'agit notamment de surveiller les droits pipeliniers, d'exiger le dépôt régulier de documents par les sociétés, de mener des vérifications financières et de solliciter directement l'avis des expéditeurs par sondage. Les parties peuvent aussi déposer une plainte officielle auprès de l'Office si elles sont incapables de régler un différend lié aux droits ou aux tarifs.

Tarif

Un tarif est un document qui définit les conditions dans lesquelles les services pipeliniers sont offerts ou fournis, notamment les droits, les règles et les règlements et les pratiques reliées aux services précis. Une société pipelinière ne peut percevoir de droits qui ne font pas partie du tarif déposé auprès de l'Office ou qui n'ont pas été approuvés par une ordonnance de ce dernier. Le tarif indique également les responsabilités et les droits respectifs de la société pipelinière et de l'expéditeur une fois le contrat de service en vigueur.

5.1 Règlements négociés et instances sur les droits

Un règlement négocié est une entente conclue entre une société pipelinière et des parties prenantes sur des questions afférentes aux besoins en produits¹⁴, aux droits, aux tarifs et à l'exploitation de la société. Au cours des discussions qui mènent à un tel règlement, les parties intéressées doivent avoir une juste occasion de se faire entendre et de voir leurs intérêts reconnus. La nécessité d'un processus d'audience officiel devant l'Office est normalement levée si les trois conditions suivantes sont réunies :

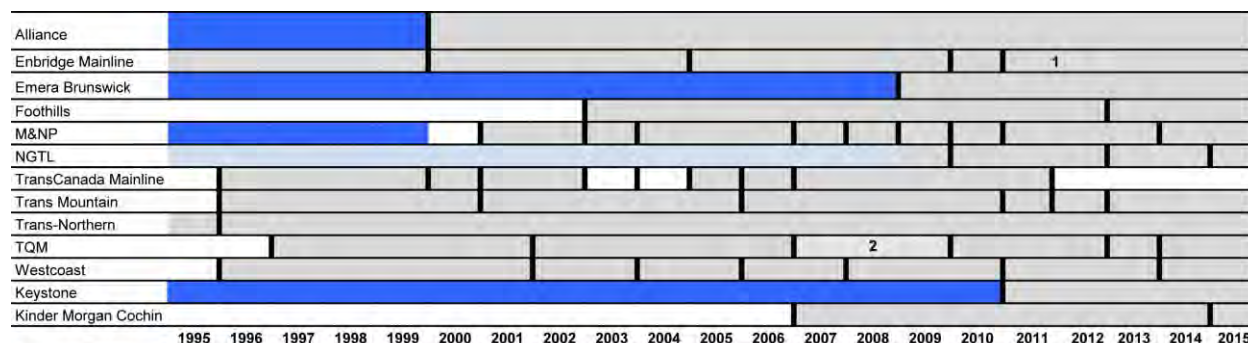
- Les parties sont capables d'arriver à un règlement sur les points en litige.
- L'Office juge que les négociations entre les parties ne mettent pas en jeu l'intérêt public.
- Le règlement se traduit par des droits justes et raisonnables non contraires à la *Loi sur l'office national de l'énergie*.

Les sociétés pipelinières et les expéditeurs continuent de résoudre la plupart des litiges relatifs aux droits et aux tarifs par la voie de règlements négociés. La figure 17 montre que la majorité des grands pipelines réglementés par l'Office fonctionnaient sous le régime de règlements négociés durant une partie ou la totalité des cinq dernières années. Du milieu de 2013 à la fin de 2015, l'Office a rendu six décisions sur des demandes litigieuses relatives aux droits et tarifs qui n'avaient pu faire l'objet d'un règlement négocié. En date de juin 2016, il y a une seule instance en cours.

14 Correspond au coût total de la prestation du service, y compris les frais d'exploitation et d'entretien, l'amortissement, la dépréciation, l'impôt et le rendement de la base tarifaire.

FIGURE 17

Période d'application des règlements négociés



Notes:

- Alliance, Emera, Keystone et M&NP n'étaient pas en service pendant la période examinée.
- L'Office a commencé à exercer sa compétence au cours de 2009.
- Les barres grises horizontales désignent les années d'assujettissement à un règlement et les traits noirs verticaux, la durée des divers règlements.

1 L'entente de tarification concurrentielle d'Enbridge est en vigueur depuis le 1er juillet 2011.

2 Un règlement partiel a été approuvé pour 2007-2009; la décision sur la demande relative au coût du capital a été rendue en mars 2009.

Certains des litiges tranchés par l'Office portaient sur le traitement des droits relatif aux modifications (p. ex., inversions, agrandissements) de réseaux existants. Quant aux instances portant exclusivement sur les droits, l'Office s'est intéressé tantôt à la structure tarifaire ou à la méthode de conception des droits dans son ensemble, tantôt à des éléments précis du tarif.

Entre le milieu de 2013 et 2015, l'Office a reçu dix plaintes d'expéditeurs. La moitié d'entre elles ont été retirées, et l'Office a donné des instructions pour les cinq autres. De ce nombre, deux ont été maintenues, deux ont nécessité la prise de mesures sur ordre de l'Office, et une s'est révélée insuffisamment étayée.

5.2 Indice des droits pipeliniers

La stabilité et le caractère raisonnable des droits sont des préoccupations de premier plan pour les expéditeurs et, pour cette raison, sont un indicateur de l'efficacité du réseau de transport. Souvent, une diminution du débit entraîne une hausse des droits, les coûts du pipeline étant partagés entre les expéditeurs restants du réseau. Sous un régime de réglementation fondé sur le coût du service, les dépenses importantes (p. ex., agrandissements) peuvent induire une augmentation ou une réduction des droits, selon leur incidence sur le débit et les revenus. La section qui suit décrit les variations et les tendances observées depuis 2010 relativement aux droits sur certains des pipelines du ressort de l'Office.

5.2.1 Droits des oléoducs

Les droits repères des grandes sociétés d'oléoducs (pétrole et produits pétroliers) du groupe 1 et le déflateur du produit intérieur brut (PIB)¹⁵ normalisés¹⁶ pour 2010 sont illustrés à la figure 19.

Livraison et paiement

Le tarif établit la procédure par laquelle les expéditeurs doivent commander leurs volumes et fournir leurs produits aux fins de transport ainsi que les modalités de paiement. En règle générale, les commandes sont passées une fois par mois pour les oléoducs, et plusieurs fois par jour pour les gazoducs. Les expéditeurs reçoivent habituellement des factures mensuelles.

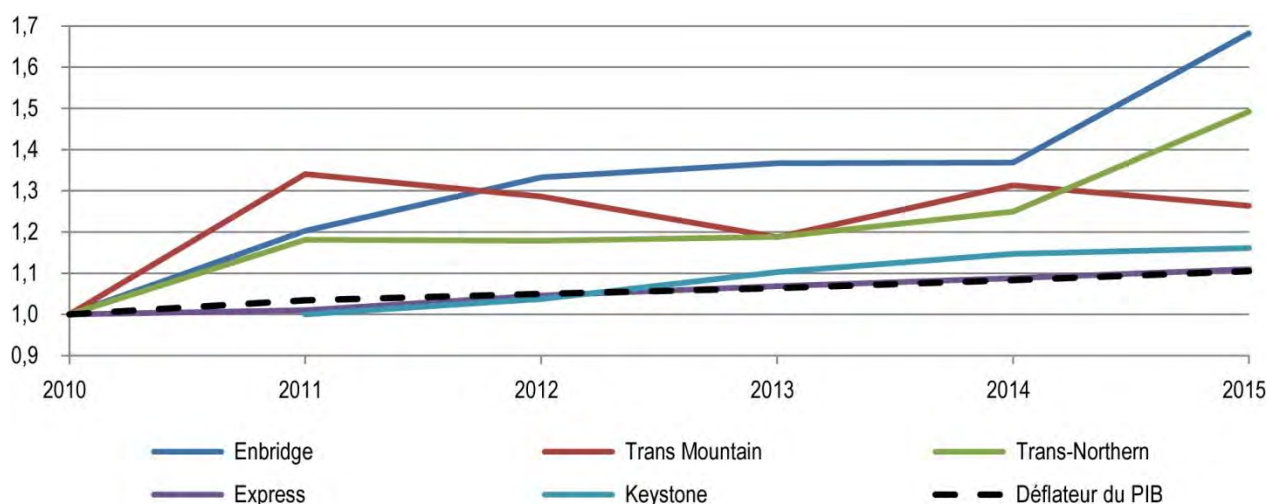
15 Le déflateur du PIB est une mesure de l'inflation. On le compare aux droits pipeliniers pour voir l'évolution de ceux-ci par rapport à l'inflation globale.

16 Les différentes distances parcourues ajoutent à la complexité de la comparaison des droits entre les divers pipelines. Pour rendre les comparaisons possibles, les droits et le déflateur du PIB sont comparés à leurs propres valeurs en 2010 et normalisés de sorte que la valeur en 2010 soit égale à un.

Une modification des droits pipeliniers peut découler de différents facteurs, comme des variations du débit ou des coûts d'immobilisations et d'exploitation. Pipelines Trans-Nord Inc. (Trans-Nord) et Enbridge ont vu leurs droits repères respectifs augmenter considérablement en 2015. Les droits de Trans-Nord ont augmenté de 19 % en 2015, notamment en raison des dépenses liées à l'intégrité des pipelines. Quant à l'augmentation de 23 % des droits d'Enbridge enregistrée en 2015, elle peut s'expliquer par l'ajout d'une majoration relative au projet pipeline d'Edmonton à Hardisty.

FIGURE 18

Droits repères des oléoducs réglementés par l'Office



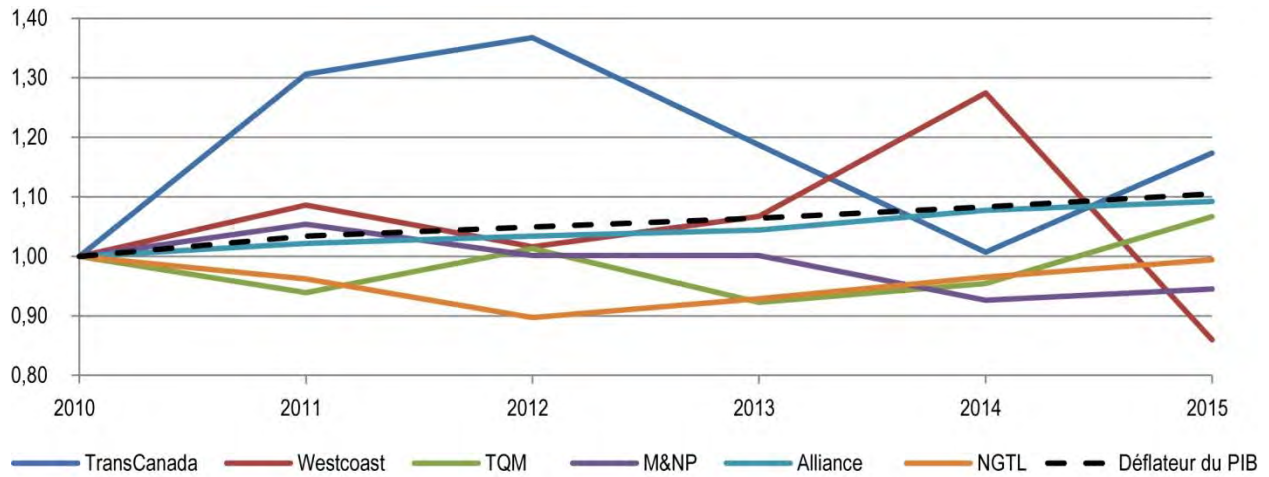
5.2.2 Droits des gazoducs

Les droits repères des grandes sociétés de gazoducs du groupe 1 et le déflateur du PIB normalisés sont illustrés à la figure 19. Entre 2010 et 2012, les droits de TransCanada ont augmenté de près de 40 % en raison de la baisse d'utilisation du réseau principal pour l'acheminement du gaz du BSOC vers les marchés de l'Est. En 2013 et en 2015, les droits ont été restructurés et sont revenus à des niveaux plus stables.

Selon de nombreux règlements négociés, si un pipeline génère des revenus trop élevés ou trop faibles pour couvrir les coûts d'une année donnée, la différence est comblée l'année suivante. Les droits de Westcoast ont augmenté en 2014 en raison d'un moins-perçu en 2013, tandis que les produits excédentaires enregistrés en 2014 ont entraîné une réduction des droits en 2015.

FIGURE 19

Droits repères des gazoducs réglementés par l'Office

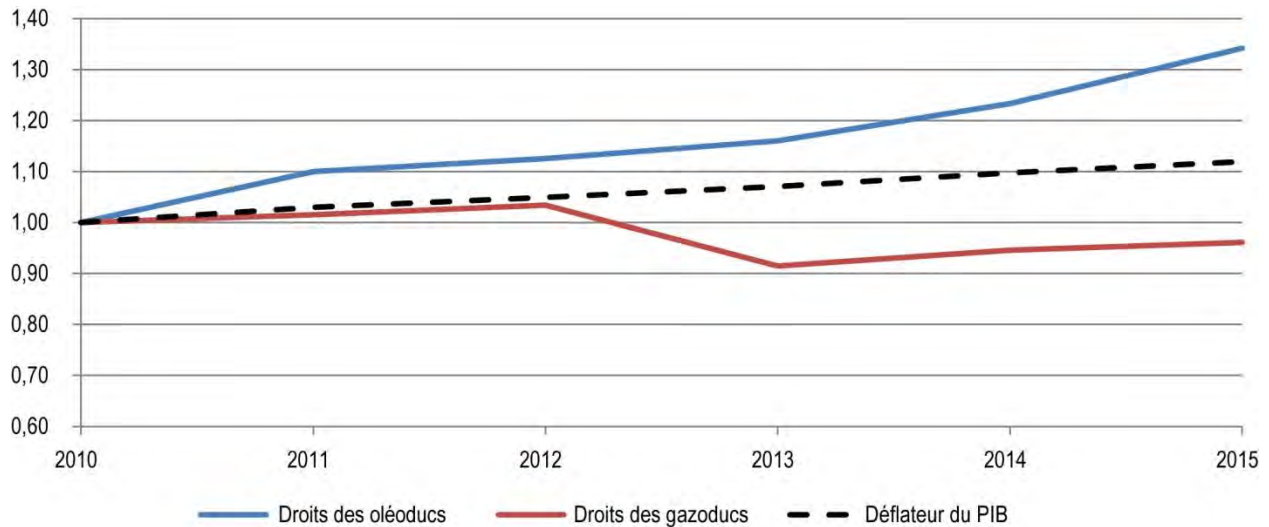


5.2.3 Comparaison des droits des oléoducs et des gazoducs

La figure 20 montre les moyennes non pondérées¹⁷ des droits repères des sociétés d'oléoducs et de gazoducs du groupe 1 et le déflateur du PIB. De 2010 à 2015, les droits moyens des oléoducs ont dépassé le déflateur du PIB, tandis que ceux des gazoducs ont reculé.

FIGURE 20

Droits repères des gazoducs et des oléoducs



17 Aucun rajustement n'est effectué en fonction des caractéristiques particulières (longueur, capacité, volume, etc.) de chacun des pipelines.

5.3 Financement de la cessation d'exploitation

Les sociétés réglementées par l'Office doivent percevoir et mettre de côté les fonds nécessaires pour couvrir les coûts futurs de cessation d'exploitation, le principe de base étant que les frais et le financement de la cessation sécuritaire et respectueuse de l'environnement incombent aux sociétés pipelinières, et non aux propriétaires fonciers ni à l'État. Collectivement, les sociétés réglementées devront amasser 8,6 milliards de dollars pour couvrir les coûts de cessation futurs, d'après les estimations actuelles (tableau 3).

En mai 2011, les sociétés pipelinières réglementées par l'Office ont commencé à déposer des résumés de l'emplacement de leurs pipelines par diamètre de canalisation et type de terres.

Tout au long de 2012, l'Office a examiné les estimations de coûts préliminaires des sociétés pour la cessation d'exploitation de leurs réseaux pipeliniers.

En février 2013, l'Office a publié les Motifs de décision [MH-001-2012](#) concernant les coûts estimatifs de cessation d'exploitation.

La plupart des sociétés disposent de nombreuses années pour provisionner ces coûts futurs. En 2013, les sociétés ont déposé leurs plans pour la constitution des fonds nécessaires, qui décrit aussi le mécanisme par lequel elles entendent mettre cette réserve en sûreté. En 2014, l'Office a publié les Motifs de décision [MH-001-2013](#), qui indiquaient que les fiducies, les lettres de crédit et les cautionnements étaient des mécanismes acceptables.

En décembre 2014, les sociétés ont présenté à l'Office la version définitive de leurs conventions de fiducie, majorations de droits au titre de la cessation d'exploitation, politiques de placement, lettres de crédit et cautionnements.

Après que l'Office a apporté quelques ajustements, le mécanisme de financement des activités de cessation de l'exploitation a été instauré et, dorénavant, les sociétés perçoivent et mettent de côté les fonds nécessaires pour financer les coûts futurs de cessation d'exploitation.

TABLEAU 3	
Coûts estimatifs de la cessation d'exploitation	
	Coût estimatif en millions de dollars ¹⁸
Alliance	310
Enbridge	1 115
Enbridge (Norman Wells)	37
Foothills	198
Keystone	236
Cochin de Kinder Morgan	26
Maritimes & Northeast Pipeline (M&NP)	151
NOVA Gas Transmission Limited (NGTL)	2 185
Réseau principal de TransCanada	2 530
TransQuébec and Maritimes	103
Trans Mountain	340
Trans-Nord	77
Division des installations de collecte et de traitement de Westcoast	363
Division du transport de Westcoast	320
Sociétés pipelinières du groupe 1 – Total	7 991
Sociétés pipelinières du groupe 2 – Total	562
Pipelines réglementés par l'Office – Total	8 553

¹⁸ Estimations en dollars courants pour l'année où elles ont été faites, 2011-2014.

Les sociétés rendent compte chaque année à l'Office des renseignements pertinents, notamment les sommes placées dans des fiducies et les gains sur les placements qui y sont détenus. Les sociétés qui procèdent par lettre de crédit ou cautionnement, ou qui sont dispensées de l'exigence d'instaurer un mécanisme de mise de côté, font leur déclaration à l'Office le 31 janvier de chaque année, tandis que celles qui utilisent une fiducie la font tous les 30 avril. L'Office exige aussi des mises à jour régulières sur les estimations des fonds nécessaires et mis de côté, surtout vers la fin de la durée de vie utile du pipeline. En 2016, l'Office a entrepris un examen des estimations de coûts de cessation d'exploitation des pipelines soumis à sa réglementation.

6 Intégrité financière des sociétés pipelinières

Les droits traités aux sections précédentes visent à permettre aux sociétés pipelinières de recouvrer leurs coûts d'immobilisations et d'exploitation, d'assurer le service de leur dette et de procurer un rendement à leurs investisseurs. Les aspects financiers comme la dette et le capital-actions ont un effet déterminant sur la capacité des sociétés pipelinières d'entretenir leurs réseaux, d'attirer des capitaux pour la construction de nouvelles infrastructures et de répondre aux besoins changeants du marché.

Les sections qui suivent portent sur les facteurs relatifs à l'intégrité financière du réseau pipelinier.

6.1 Capital-actions ordinaire

Le ratio du capital-actions ordinaire se définit comme la proportion du capital-actions constitué d'actions ordinaires dans la structure du capital d'une société¹⁹. C'est une indication du risque financier de la société, soit le risque inhérent à son endettement. Si on suppose les autres facteurs constants, plus le ratio du capital-actions ordinaire est élevé, plus le risque financier est faible, car plus grande est la probabilité que la société puisse honorer ses obligations financières, notamment le service de sa dette.

Ratios présumés du capital-actions ordinaire

Lorsque l'Office approuve les droits d'une société du groupe 1 en l'absence d'un règlement négocié, il approuve généralement un rendement du capital-actions (RCA) et un ratio présumé du capital-actions ordinaire pour l'entité réglementée. Les sociétés mères sont souvent composées de diverses branches d'activités regroupées sous une même structure du capital. Toutefois, l'Office fixe un ratio du capital-actions ordinaire approprié pour les actifs soumis à sa réglementation²⁰.

Par ailleurs, certaines sociétés pipelinières du groupe 1 négocient avec leurs expéditeurs un règlement de droits global qui ne précise pas expressément la structure du capital et le rendement du capital-actions²¹. Dans ce cas, l'Office tient compte de l'ensemble du règlement au moment de l'approuver.

Les ratios présumés du capital-actions ordinaire des sociétés pipelinières du groupe 1 de l'Office pour la période de 2008 à 2014, lorsqu'ils sont connus, sont présentés à l'annexe de la section 11. Ces ratios n'ont pas changé depuis 2011.

19 Par exemple, si le ratio du capital-actions est de 30 %, cela signifie que 30 % de la structure du capital de la société provient de son capital-actions, et 70 % d'emprunts.

20 Le ratio présumé du capital-actions donne une structure du capital théorique qui sert à des fins d'établissement des droits et qui peut être différente de la structure du capital réelle de la société.

21 L'Office a accordé à quelques sociétés pipelinières des exemptions relatives à certaines exigences de dépôt. Les renseignements fournis dans les demandes d'autorisation de tarif ou les dépôts de conformité annuels varient d'une société pipelinier à l'autre.

Rendement du capital-actions ordinaire

Pour les sociétés pipelinières réglementées par l'Office, le rendement du capital-actions (RCA) est fixé par décision ou négociation. Les RCA réels des sociétés peuvent différer, notamment en raison de variations du débit, de régimes incitatifs, de mécanismes de partage des bénéfices ou d'écarts de coûts.

Les RCA réels de plusieurs sociétés pipelinières réglementées par l'Office pour la période de 2008 à 2014 sont donnés à l'annexe de la section 11. Les RCA calculés avec la méthode décrite dans les Motifs de décision [RH-2-94](#) sont aussi fournis à titre de référence²².

La plupart des sociétés du groupe 1 communiquent leur RCA réel à l'Office, tandis que celles qui fonctionnent selon le modèle des règlements négociés ne sont pas tenues de le faire. Le personnel de l'Office analyse les tendances des RCA réels, les dépenses d'exploitation et d'entretien et les commentaires des expéditeurs pour déceler les rendements abusifs ou qui pourraient se traduire par des droits inéquitables.

6.2 Ratios financiers

Le risque financier dépend de l'usage qu'une société fait des titres d'emprunt et autres types d'obligations assorties de paiements fixes. Il se distingue du risque commercial, défini comme le risque inhérent à la nature d'une activité commerciale donnée et qui, dans le cas des sociétés pipelinières, englobe habituellement les risques liés à l'approvisionnement, au marché, à la réglementation, à la concurrence et à l'exploitation.

Le risque financier d'une société augmente en proportion de l'importance de sa dette et de ses paiements d'intérêts par rapport à son capital-actions et à sa trésorerie. Ce risque peut être caractérisé au moyen de certains ratios, comme le ratio de couverture des intérêts et des charges fixes ou le ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette.

Ratios de couverture des intérêts et des charges fixes

Le ratio de couverture des intérêts est un indicateur de la capacité de la société d'honorer les paiements d'intérêts et de rembourser sa dette. On l'obtient en divisant le bénéfice avant intérêts et impôts (BAII) par les frais d'intérêts. De même, le ratio de couverture des charges fixes témoigne de la capacité de la société de faire face à ses paiements d'intérêts et à ses créances et d'assumer certains autres 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 la société puisse honorer ses obligations et peut aussi dénoter une capacité d'emprunt supérieure.

Les ratios de couverture des charges fixes de certaines sociétés pipelinières et de certains réseaux pipeliniers réglementés par l'Office, tels qu'ils ont été calculés par DBRS²³, sont donnés à l'annexe de la section 11. En 2014, le ratio moyen de couverture des charges fixes de ces sociétés était de 4,3, contre 2,7 en 2010. C'est signe qu'en moyenne, la capacité de ces sociétés de payer leurs charges fixes à même leur bénéfice était plus grande en 2014 qu'en 2010. La différence est essentiellement attribuable à la réduction de la dette d'Express et de Trans-Nord. Sur la même période, les ratios de couverture des charges fixes

22 Entre 1995 et les derniers mois de 2009, l'Office a établi un RCA chaque année en se fondant sur la méthode décrite dans les Motifs de décision RH-2-94. En 2009, l'Office a institué un processus par voie de mémoires pour réexaminer cette méthode, s'attachant notamment à l'évolution des conditions financières et économiques depuis 1994 et à l'expérience acquise par l'industrie depuis 15 ans dans la conclusion de règlements négociés. En octobre 2009, l'Office a décidé de ne plus appliquer la décision RH-2-94, tout en continuant de la publier par souci de commodité pour les parties qui l'utilisent encore.

23 Dominion Bond Rating Service (DBRS) attribue une cote de solvabilité et produit des rapports de solvabilité pour certaines des sociétés pipelinières du groupe 1, mais pas toutes. Keystone et Trans Mountain, par exemple, sont évaluées en tant que parties de leurs sociétés mères, soit TransCanada Pipelines et Kinder Morgan, respectivement.

d'Alliance, d'Enbridge, de Maritimes & Northeast Pipeline, de NOVA Gas Transmission Ltd., de Trans Québec and Maritimes Pipeline (TQM), de Westcoast et du réseau principal de TransCanada ont augmenté en moyenne de 9 %.

Ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette

Le ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette constitue un autre indicateur de la capacité d'une société de rembourser ses créances et d'effectuer ses paiements fixes. On l'obtient en divisant les flux de trésorerie d'exploitation par la dette totale et la quasi-dette. Ici encore, un ratio élevé indique une probabilité accrue que la société puisse faire face à ses obligations et dénote une capacité d'emprunt supérieure.

Les ratios des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette de certaines sociétés pipelinières et certains réseaux pipeliniers réglementés par l'Office, tels qu'ils ont été calculés par DBRS, sont donnés à l'annexe de la section 11. En 2014, le ratio moyen s'est établi à 30 %, contre 18 % environ en 2010. La tendance haussière des ratios de couverture du service de la dette s'explique principalement par la poursuite des efforts de réduction de l'endettement. Un exemple digne de mention est celui d'Express, qui a porté ses flux de trésorerie de 75 millions de dollars en 2010 à plus de 175 millions en 2014, tout en faisant passer sa dette totale de 300 millions de dollars à moins de 185 millions. En revanche, les ratios de couverture du service de la dette d'Enbridge ont diminué, d'où, en partie, l'abaissement récent de sa cote de solvabilité par Standard & Poor's (S&P), passée de « A- » à « BBB+ ».

6.3 Cotes de solvabilité

Au Canada, les cotes de solvabilité des sociétés pipelinières sont généralement déterminées par trois agences de notation indépendantes : DBRS, S&P et Moody's. Toutes les sociétés pipelinières ne sont pas cotées par les trois agences. Les cotes de solvabilité sont une évaluation de la probabilité qu'un émetteur de titres de créance honore ses obligations; elles donnent une idée de l'intégrité financière de la société.

Les cotes de solvabilité rendent habituellement compte des activités consolidées de la société dans son ensemble, et non seulement de la partie assujettie à la réglementation. Par conséquent, de telles cotes pour des sociétés comme Enbridge, TransCanada et Westcoast, qui ont à la fois des activités réglementées et d'autres qui ne le sont pas, peuvent être influencées par la partie non réglementée de leur exploitation. Les cotes de solvabilité sont d'ailleurs quelque peu subjectives, en ce sens que la cote attribuée à un émetteur peut varier d'une agence à l'autre, puisqu'il s'agit d'une opinion des experts de chacune. L'annexe de la section 12 compare les échelles de DBRS, S&P et Moody's.

DBRS

L'historique des cotes de solvabilité attribuées par DBRS à la plupart des sociétés pipelinières du groupe 1 est présenté à l'annexe de la section 12. Toutes les sociétés ont maintenu une cote de qualité placement, mais certaines ont subi une décote entre 2010 et 2015.

- En mars 2011, DBRS a décoté Pipelines Enbridge de « A (élevée) » à « A » après que la société a annoncé une entente de tarification concurrentielle de 10 ans pour son réseau principal au Canada.
- En juin 2013, les cotes des obligations non garanties de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) ainsi que des obligations non garanties et des billets à moyen terme de NOVA Gas Transmission Limited (NGTL) ont été abaissées, passant de « A » à « A (faible) ». Le déclassement de NGTL reflète l'opinion de DBRS selon laquelle la cote de la dette à long terme de NGTL repose essentiellement sur le soutien financier et l'apport en liquidités de TCPL.
- En octobre 2015, la cote d'Alliance Pipeline Limited Partnership a été abaissée de deux crans, de « A (faible) » à « BBB ». Les contrats initiaux de 15 ans qui appuyaient la construction du pipeline sont arrivés à échéance en novembre 2015. Alliance a conclu de nouveaux contrats pour la majeure partie

de la capacité du pipeline, mais 60 % des nouveaux expéditeurs sont classés dans la catégorie spéculative. Alliance se trouve ainsi exposée à un risque de contrepartie plus élevé qu'avec les contrats d'origine, dont 85 % avaient été conclus avec des expéditeurs ayant une cote de crédit de qualité placement. Pour justifier son déclassement, DBRS a aussi évoqué le risque de concentration du crédit d'Alliance et la durée réduite de ses contrats.

S&P

L'historique des cotes de solvabilité attribuées par S&P à plusieurs sociétés pipelinières du groupe 1 sont présentées à l'annexe de la section 12. Toutes les sociétés ont maintenu une cote de qualité placement, mais certaines ont subi une décote entre 2010 et 2015.

- En novembre 2013, S&P a décoté Westcoast de « BBB+ » à « BBB », comme elle l'a fait pour sa société mère, Spectra Energy Corp. Ce déclassement fait suite à la restructuration de l'entreprise (« autocession » de certains actifs américains de Spectra à une autre filiale), qui aurait eu pour effet de dégrader la qualité du crédit de Spectra selon S&P, puisqu'elle place certains actifs productifs de rentrées stables à l'abri des créanciers.
- En juin 2015, S&P a déclassé plusieurs sociétés canadiennes d'Enbridge²⁴, faisant passer la cote de la dette à long terme de Pipelines Enbridge Inc. de « A- » à « BBB+ ». S&P considérait le profil de risque financier d'Enbridge comme « audacieux », faisant référence à la baisse des flux de trésorerie provenant de l'exploitation et aux dépenses en immobilisations de 40 milliards de dollars prévues d'ici 2020.

Moody's

L'historique des cotes de solvabilité attribuées par Moody's à plusieurs sociétés pipelinières du groupe 1 est présenté à l'annexe de la section 12. Toutes les sociétés ont maintenu une cote de qualité placement, mais certaines ont subi une décote entre 2010 et 2015.

- En 2014 et en 2015, Moody's a abaissé la cote de solvabilité d'Alliance, pour des motifs semblables à ceux de DBRS. Dans son annonce de 2015, Moody's a précisé qu'elle n'abaissait la cote que d'un cran en raison des progrès qu'a fait Alliance dans la conclusion de nouveaux contrats sur les débits du pipeline.
- En juin 2015, Moody's a décoté Enbridge Inc. (la société mère de Pipelines Enbridge Inc.) de « Baa1 » à « Baa2 », invoquant que les changements apportés à sa structure organisationnelle et à sa politique de distribution favorisaient ses actionnaires au détriment de ses créanciers.

24 Enbridge Inc., Pipelines Enbridge Inc. et Enbridge Gas Distribution Inc. S&P a aussi décoté Enbridge Energy Partners, L.P., dont le siège social est à Houston, de « BBB+ » à « BBB ».

7 Annexe : Sociétés pipelières des groupes 1 et 2

Sociétés réglementées au 31 décembre 2015

Sociétés d'oléoducs (pétrole et produits pétroliers) du groupe 1

Réseau principal de Pipelines Enbridge Inc.
Pipeline Enbridge Norman Wells de Pipelines Enbridge (NW) Inc.
Pipeline Cochin de Kinder Morgan Cochin ULC
Pipeline Trans Mountain de Trans Mountain Pipeline ULC
Pipeline Keystone de TransCanada Keystone Pipelines GP Ltd.
Pipeline Trans-Nord de Pipelines Trans-Nord Inc.

Sociétés d'oléoducs (pétrole et produits pétroliers) du groupe 2

1057533 Alberta Ltd.
Pipeline Aurora d'Aurora Pipeline Company Ltd.
Canadian Natural Resources Limited
ConocoPhillips Canada Operations Ltd.
Enbridge Bakken Pipeline Company L.P. (pipeline Bakken Enbridge)
Pipeline Enbridge Westpur de Pipelines Enbridge (Westspur) Inc.
Pipeline Southern Lights d'Enbridge Southern Lights GP Inc.
Pipeline Express d'Express Pipeline Limited Partnership
Pipeline Genesis de Genesis Pipeline Canada Ltd.
Glenogle Energy Inc.
Husky Oil Limited
ISH Energy Ltd.
Pipeline de Montréal de Pipe-lines Montréal Limitée

Sociétés de gazoducs du groupe 1

Pipeline Alliance d'Alliance Pipeline Ltd.
Réseau Foothills de Foothills Pipe Lines Ltd.
Réseau de Maritimes & Northeast LP
NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL)
Réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
Réseau principal de TransCanada PipeLines Limited
Réseau de Westcoast Energy Inc.

NOVA Chimie (Canada) Ltée
Pembina Energy Services Inc.
Pipeline Vantage de Pembina Prairie Facilities Ltd.
Pembina Resource Services GP Inc.
Penn West Petroleum Ltd.
Pipeline de Milk River de Plains Midstream Canada ULC
Plains Midstream Canada ULC - Pipeline Wascana de Pipeline Wascana Ltd.
Pouce Coupé Pipeline Ltd. (Pembina North LP)
SCL Pipeline Inc.
Spectra Energy Empress Management Inc., à titre de commandité et de mandataire de Spectra Energy Empress LP
Strategic Transmission Ltd.
Sunoco Logistics Partners Operations GP LLC
Venturion Oil Limited

Sociétés de gazoducs du groupe 2

1057533 Alberta Ltd.
2193914 Canada Limited
6720471 Canada Ltd.
Altagas Holdings Inc. pour Altagas Pipeline Partnership et en son nom
ARC Resources Ltd.
Bellatrix Exploration Ltd.
Bonavista Energy Corporation
Bow River Energy Limited
Agence des services frontaliers du Canada
Canadian Natural Resources Limited
Canadian-Montana Pipeline Company
Centra Transmission Holdings Inc.
Corporation Champion Pipe Line Limitée
Chief Mountain Gas Co-op Ltd.
ConocoPhillips Canada Operations Ltd.
Service de distribution de gaz du comté de Vermilion River n° 24
Crescent Point Resources Corp.
Delphi Energy Corporation
DR Four Beat Energy Corp.
Gazoduc Brunswick d'Emera Brunswick Pipeline Company Ltd.
Encana Corporation
Enerplus Corporation au nom d'Enerplus Partnership
ExxonMobil Canada Properties
FortisBC Energy Inc.
FortisBC Huntingdon Inc.
Forty Mile Gas Co-op Ltd.
Glenogle Energy Inc.
Husky Oil Operations Limited
Ikkuma Resources Corp.
Mid-Continent Pipelines Ltd. (SaskEnergy)
Minell Pipelines Limited
Murphy Oil Company Ltd.
Niagara Gas Transmission Ltd.
Northern Blizzard Resources Inc.
Omimex Canada, Ltd.

ONEOK Rockies Processing Company (Canada) Ltd.
PENGROWTH Energy Corporation
Penn West Petroleum Ltd.
Pine Cliff Border Pipelines Limited
Plains Midstream Canada ULC (Plains)
SaskEnergy (Portal Municipal Gas Company Inc.)
Shiha Energy Transmission Ltd.
Spectra Energy Midstream Canada Partner Corporation
Spyglass Resources Corporation
St. Clair Pipelines Management Inc.
Steppe Petroleum Inc.
Strategic Transmission Ltd.
Tamarack Acquisition Corp.
TAQA North Ltd.
Terra Energy Corp.
Union Gas Limited
Vector Pipeline Limited Partnership
Venturion Oil Limited
Veresen Energy Pipeline Inc.
Yoho Resources Inc.

Sociétés d'autres produits

Blackpearl Resources Inc.
1057533 Alberta Ltd.
Domtar inc.
Genesis Pipeline Canada Ltd.
Penn West Petroleum Ltd.
Produits forestiers Résolu (Compagnie Abitibi-Consolidated du Canada)
Souris Valley Pipeline Limited
Tundra Oil & Gas Limited pour le compte de Tundra Oil and Gas Partnership
Twin Rivers Paper Company Inc.
Venturion Oil Limited
Whitecap Resources Inc.

8 Annexe : Profils des sociétés d'oléoducs du groupe 1

8.1 Réseau principal de Pipelines Enbridge inc.

Produits et groupe de l'Office	Pétrole brut, produits pétroliers et LGN Groupe 1
Capacité annuelle moyenne	453 300 m ³ /j (2,85 Mb/j) ²⁵
Taux d'utilisation moyen en 2015	85 %
Points de réception principaux	Edmonton, Hardisty (Alb.); Kerrobert, Regina (Sask.); Cromer (Man.)
Points de livraison principaux	Clearbrook (Minn.); Superior (Wisc.)
Base tarifaire en 2015	8 785 M\$
Produits pour 2015	697 M\$
Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et période de prélèvement ²⁶	1 115 M\$ 40 ans



Aperçu

Le réseau principal d'Enbridge est le principal transporteur de pétrole brut au Canada. Il part d'Edmonton, en Alberta, traverse les Prairies en direction est jusqu'à la frontière canado-américaine près de Gretna, au Manitoba, où il rejoint le réseau Lakehead d'Enbridge. Il regagne le Canada à Sarnia, en Ontario, et se branche sur la canalisation 7 et la canalisation 9, qui aboutit à Montréal, au Québec. La figure 8.1.1 décrit la configuration du réseau. À noter que le réseau Lakehead est relié à des oléoducs qui acheminent du pétrole brut à Cushing, en Oklahoma, et à la côte américaine du golfe du Mexique.

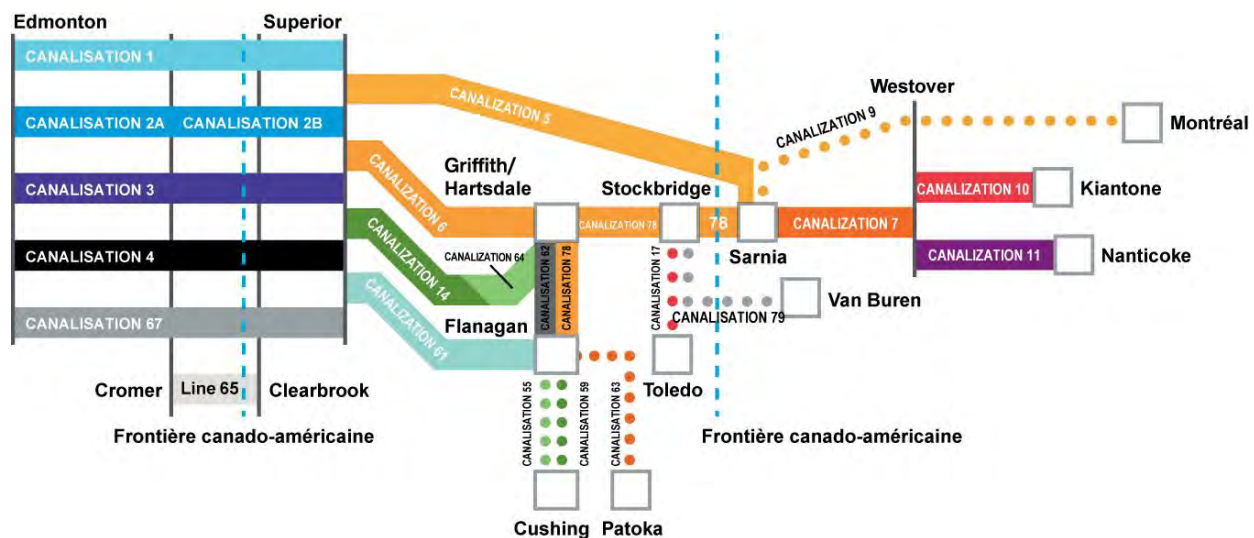
Documents de réglementation

- [Entente de tarification concurrentielle de 2011](#)
- [Programme de remplacement de la canalisation 3](#)
- [Canalisations 9 et 9B](#)
- [Phase II du projet d'agrandissement Alberta Clipper](#)
- [Projet d'agrandissement Alberta Clipper](#)

25 À la frontière canado-américaine près de Gretna, au Manitoba.

26 Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

Figure 8.1.1 : Configuration du réseau principal d'Enbridge



Le réseau principal compte six canalisations en provenance de l'Ouest canadien; la première, qui porte le numéro 65, peut transporter $29\,600\text{ m}^3/\text{j}$ ($186\text{ kb}/\text{j}$) de brut léger et moyen et va de Cromer, au Manitoba, jusqu'à Clearbrook, au Minnesota; les cinq autres partent de l'Alberta et aboutissent à Superior, au Wisconsin.

- La canalisation 1 transporte des liquides de gaz naturel, du brut synthétique et des produits pétroliers raffinés et a une capacité de $37\,700\text{ m}^3/\text{j}$ ($237\text{ kb}/\text{j}$). Comme les produits raffinés sont livrés amont de Superior, seuls les liquides de gaz naturel et le brut synthétique parviennent au parc de stockage.
- La canalisation 2 transporte du brut léger et des condensats et a une capacité de $70\,300\text{ m}^3/\text{j}$ ($442\text{ kb}/\text{j}$).
- La canalisation 3 transporte du brut léger (et des condensats d'Edmonton à Hardisty, en Alberta) et a une capacité de $62\,000\text{ m}^3/\text{j}$ ($390\text{ kb}/\text{j}$).
- La canalisation 4 transporte du brut lourd (et du brut léger et moyen au-delà de Clearbrook) et a une capacité de $126\,600\text{ m}^3/\text{j}$ ($796\text{ kb}/\text{j}$).
- La canalisation 67 (canalisation Alberta Clipper) transporte du brut lourd et a une capacité de $127\,200\text{ m}^3/\text{j}$ ($800\text{ kb}/\text{j}$).

Faits marquants

En décembre 2015, le projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 a été achevé, ce qui a donné aux raffineurs québécois un accès par pipeline au pétrole brut de l'Ouest canadien.

En 2014 et en 2015, Enbridge a achevé les parties canadiennes du prolongement du pipeline Alberta Clipper (canalisation 67), ajoutant au total $55\,600\text{ m}^3/\text{j}$ ($350\text{ kb}/\text{j}$) à la capacité, pour la porter à sa valeur nominale d'origine de $127\,100\text{ m}^3/\text{j}$ ($800\text{ kb}/\text{j}$). Ces travaux, combinés à des améliorations de la souplesse, ont fait augmenter les débits du réseau principal.

En novembre 2014, Enbridge a présenté une demande pour le programme de remplacement de la canalisation 3, qui visait à rétablir la capacité du pipeline à $127\,200\text{ m}^3/\text{j}$ ($760\text{ kb}/\text{j}$) d'ici 2019. Le 25 avril 2016, l'Office a conclu que le programme servait l'intérêt du public canadien et en a donc recommandé l'approbation au palier fédéral par le gouverneur en conseil.

Utilisation

La figure 8.1.2 indique le débit et la capacité du réseau principal pour 2010-2015. À la fin de 2015, la capacité était de 453 100 m³/j (2,85 Mb/j), mais la capacité d'exportation réelle est estimée à 397 300 m³/j (2,5 Mb/j) en raison de contraintes sur les pipelines en aval de Superior, au Wisconsin.

Le débit moyen était d'environ 368 700 m³/j (2,32 Mb/j) en 2015, contre environ 317 100 m³/j (2,11 Mb/j) en 2014.

D'ici 2017, Enbridge entend ajouter 63 600 m³/j (400 kb/j) à la capacité de la canalisation 61 reliant Superior et Flanagan, en Illinois, ce qui augmenterait la capacité d'exportation réelle du Canada.

La figure 8.1.3 indique les répartitions de la capacité annoncées par Enbridge pour la partie américaine du réseau principal, et la figure 8.1.4, celles annoncées pour son tronçon canadien. La capacité de certaines parties du réseau au Canada et aux États-Unis ne suffisait pas toujours à combler entièrement la demande des expéditeurs.

Droits

Enbridge fonctionne sous le régime de l'entente de tarification concurrentielle de 2011, entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2011 et arrivant à échéance le 30 juin 2021. Les droits de la canalisation 9 sont exclus de la portée de cette entente.

La figure 8.1.5 montre les droits repères d'Enbridge (transport de pétrole léger depuis le terminal d'Edmonton jusqu'à la frontière canado-américaine près de Gretna, au Manitoba) et le déflateur du PIB (normalisé) pour 2010-2015. Les droits repères ont augmenté d'environ 20 % en 2011, principalement en raison des coûts du pipeline Alberta Clipper supportés par Enbridge. Ils ont augmenté de 23 % en 2015 à la suite d'une majoration en lien avec le projet d'oléoduc d'Edmonton à Hardisty.

FIGURE 8.1.2

Débit et capacité du réseau principal d'Enbridge

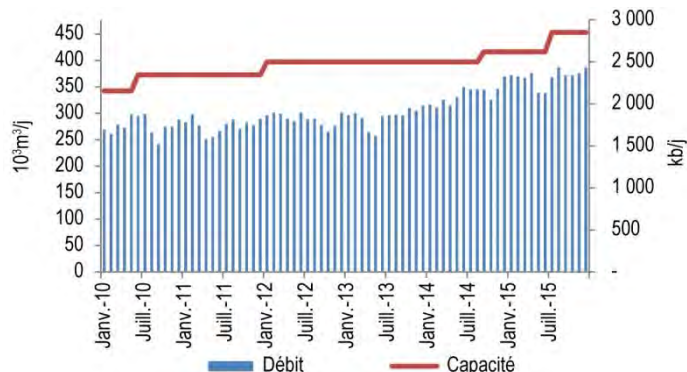


FIGURE 8.1.3

Répartition de la capacité en aval de Superior

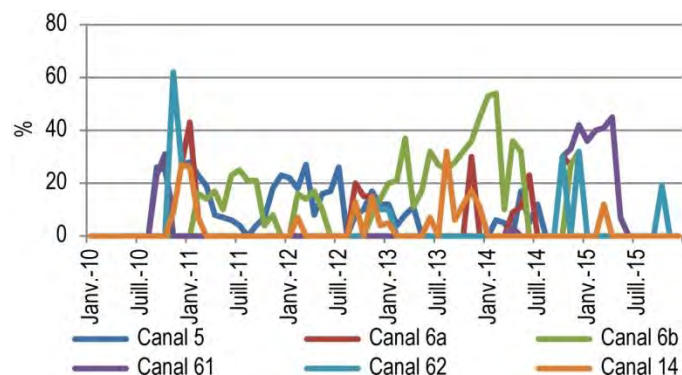
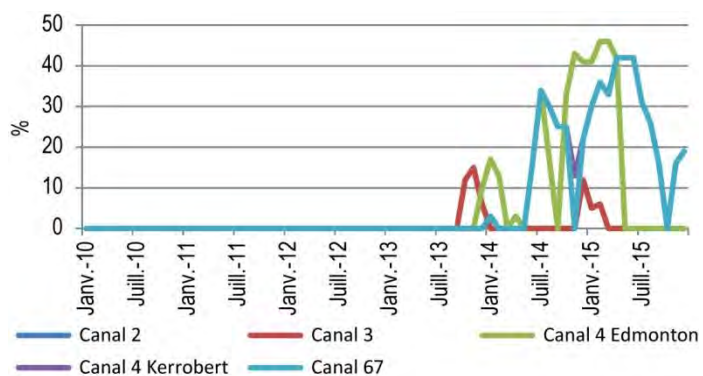


FIGURE 8.1.4

Répartition de la capacité du réseau principal d'Enbridge à la sortie de l'Alberta



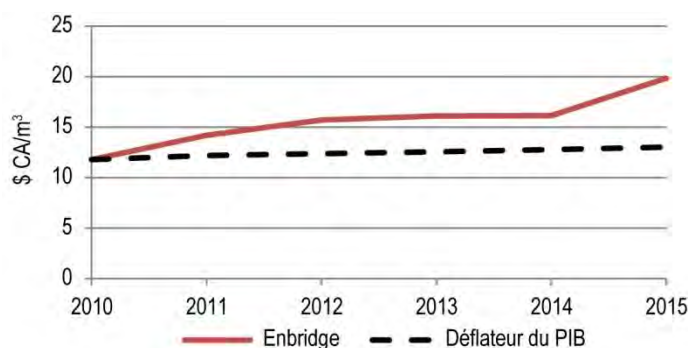
Données financières

En 2015, Enbridge Inc. a mené à terme de multiples restructurations financières touchant Pipelines Enbridge inc., qui a vu ses ratios financiers mis à mal ces dernières années sous le poids croissant de ses dettes. Standard and Poor's (S&P) et Moody's ont toutes deux abaissé sa cote de solvabilité en 2015, mais celle-ci demeure de qualité placement. Les deux agences considéraient que sa société mère, Enbridge Inc., affichait des signes de détérioration de ses résultats financiers, une subordination structurelle de plus en plus marquée et une politique

financière plus orientée en faveur des actionnaires. En 2011, DBRS a abaissé la cote d'Enbridge de « A (élevée) » à « A » par suite de la mise en œuvre de l'entente de tarification concurrentielle de 2011, qui a introduit des risques d'exploitation et de volume pour le réseau principal en remplaçant la formule de droits fondés sur le coût du service par une méthode de conception des droits fixes.

FIGURE 8.1.5

Droits repères du réseau principal d'Enbridge



Pipelines Enbridge Inc.	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Produits avant le transfert à Enbridge Energy Company, Inc. (en millions)*	9 217 \$	10 536 \$	8 667 \$	9 004 \$	10 568 \$	-
Produits après le transfert à Enbridge Energy Company, Inc. (en millions, redressés pour 2013 et 2014)				1 242 \$	1 222 \$	697 \$
Produits des activités abandonnées				7 762 \$	9 346 \$	4 749 \$
Base tarifaire du réseau principal d'Enbridge (en millions)		4 731 \$	5 193 \$	5 683 \$	6 387 \$	8 785 \$
Ratio de couverture des intérêts et des charges fixes	2,11	2,52	2,39	1,95	2,08	1,55
Ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette	15,2 %	11,2 %	11,4 %	8,8 %	8,8 %	8,9 %
Cote de solvabilité attribuée par DBRS	A (élevée)	A	A	A	A	A
Cote de solvabilité attribuée par S&P	A-	A-	A-	A-	A-	BBB+
Cote de solvabilité attribuée par Moody's	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1	Baa2

Sources des données financières : produits et base tarifaire - [documents annuels d'Enbridge](#) présentés à l'Office; rendement et ratios de couverture et d'endettement - DBRS; cotes de solvabilité - DBRS, S&P et Moody's.

* Le 10 août 2015, Enbridge a procédé à une restructuration et a transféré certains actifs de Pipelines Enbridge inc. à Enbridge US Holdings Inc. (EUSH), une filiale d'Enbridge Inc. Les documents déposés par Enbridge en 2015 font état de produits de 697 millions de dollars, qui ne tiennent pas compte des 4 749 millions de dollars en produits issus des actifs transférés en cours d'année. Le chiffre ci-dessus comprend les produits de 4 749 millions de dollars tirés des activités abandonnées, mais ne se prête pas entièrement aux comparaisons en raison d'autres opérations importantes de restructuration et de transfert d'actifs.

8.2 Pipeline Keystone de TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.

Produits et groupe de l'Office	Pétrole brut Groupe 1
Capacité d'exploitation	94 000 m ³ /j (591 kb/j)
Taux d'utilisation moyen en 2015	94 %
Points de réception principaux	Hardisty (Alb.)
Points de livraison principaux	Wood River, Patoka (Ill.); Cushing (Okla.)
Valeur nette des installations en 2015 (en millions)	2 090 \$
Produits en 2015 (en millions)	466 \$
Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et période de prélèvement ²⁷	236 M\$ 25 ans



Aperçu

Le pipeline Keystone (Keystone) achemine le pétrole brut de Hardisty, en Alberta, aux marchés du raffinage du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique. Le tronçon canadien part de Hardisty et s'étend à l'est vers le Manitoba, où il traverse la frontière jusqu'au Dakota du Nord et continue vers le sud pour rejoindre le Dakota du Sud et le Nebraska. À Steele City, au Nebraska, il y a deux embranchements : l'un va vers l'est, traversant le Missouri jusqu'à Wood River et Patoka, en Illinois, et l'autre descend vers le sud, jusqu'à Cushing, en Oklahoma. À Cushing, le pipeline se branche sur un autre (Cushing Marketlink) qui transporte le pétrole brut jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. La majeure partie (90 %) de la capacité du pipeline Keystone fait l'objet de contrats de longue durée avec des expéditeurs.

L'exploitation commerciale de la première phase de Keystone a commencé en juillet 2010, ce qui a ajouté 69 200 m³/j (435 kb/j) à la capacité entre Hardisty et les carrefours de Wood River et de Patoka. La deuxième phase, soit le prolongement du réseau jusqu'à Cushing, est entrée en service en février 2011 et a ajouté 24 800 m³/j (156 kb/j) à la capacité, portant la capacité d'exportation totale à 94 000 m³/j (591 kb/j).

Documents de réglementation

- [Tarif n° 19 de l'Office](#)
- [Tarif n° 17 de l'Office](#)
- [Plainte de Husky Oil Operations Limited](#)
- [Projet pipelinier Keystone XL](#)
- [Projet d'agrandissement Cushing de Keystone](#)
- [Projet pipelinier Keystone](#)

²⁷ Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

Faits marquants

En septembre 2008, TransCanada a présenté au département d'État américain une demande de permis présidentiel pour le projet Keystone XL et, en novembre 2015, a essuyé un refus. Depuis, TransCanada conteste la décision et a déclaré qu'elle et ses expéditeurs demeuraient résolus à aller de l'avant avec le projet.

Utilisation

La figure 8.2.1 indique le débit et la capacité du pipeline de Keystone pour 2010-2015. Le débit moyen était d'environ 84 300 m³/j (531 kb/j) en 2014, et d'environ 88 300 m³/j (556 kb/j) en 2015.

Droits

La figure 8.2.2 indique les droits repères de Keystone (droits engagés sur 10 ans pour le transport de pétrole léger de Hardisty, en Alberta, à la frontière canado-américaine, à destination finale de Cushing, en Oklahoma) et le déflateur du PIB (normalisé) pour 2011-2015. Les droits repères ont augmenté de façon constante de 2011 à 2015. En 2012, il a connu une hausse de 4 % du fait d'un rajustement en fonction des coûts définitifs du projet. Les droits ont augmenté de 6 % en 2013, et de 4 % en 2014, deux hausses dues à une augmentation des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration.

FIGURE 8.2.1

Débit et capacité du pipeline de Keystone

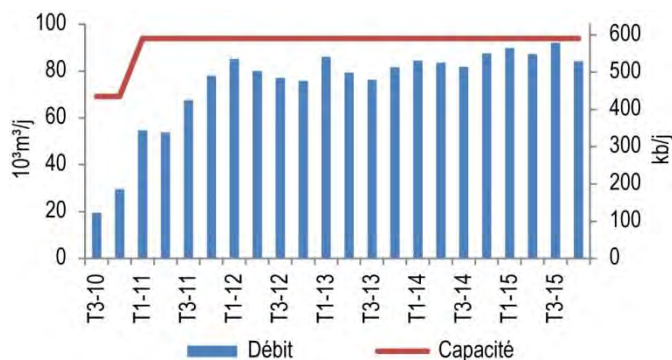
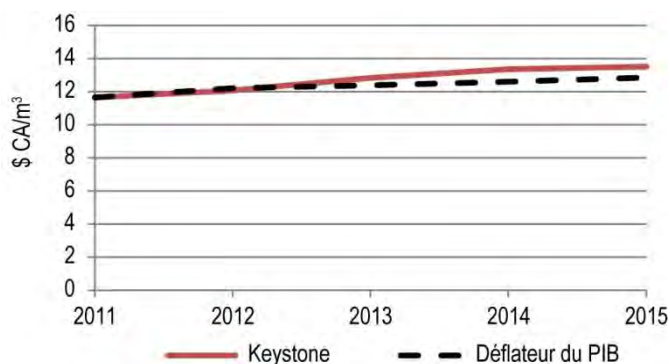


FIGURE 8.2.2

Droits repères de Keystone



Données financières

TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. est détenue et exploitée par TransCanada Corporation. Ces dernières années, les débits ont augmenté, de même que les produits et les rendements. Les activités de Keystone contribuent à hauteur de 20 % environ au bénéfice de TransCanada Corporation. Les ratios financiers de TransCanada Corporation demeurent stables, et les cotes de solvabilité de TransCanada Pipelines Ltd. sont de qualité placement. En 2015, une charge de dépréciation de 194 millions de dollars a été comptabilisée à la suite du rejet de la demande de permis présidentiel pour le pipeline Keystone XL.

TransCanada Corporation	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Produits* (en millions) – Pipeline Keystone	47,5 \$	310,2 \$	369,9 \$	399,1 \$	431,8 \$	465,8 \$
Valeur nette des installations* (en millions) – Pipeline Keystone	1 805,5 \$	2 105,8 \$	2 096,8 \$	2 060,1 \$	2 035,1 \$	2 089,7 \$
Rendement sur la valeur nette des installations* – Pipeline Keystone	2,12 %	7,78 %	9,78 %	10,39 %	10,94 %	11,61 %
Ratio de couverture des intérêts et des charges fixes**	2,01	2,39	2,18	2,39	2,59	2,7
Ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette	15,6 %	16,4 %	15,1 %	15,5 %	15,4 %	14,7 %
Cote de solvabilité attribuée par DBRS***	A	A	A	A	A	A
Cote de solvabilité attribuée par S&P***	A-	A-	A-	A-	A-	A-
Cote de solvabilité attribuée par Moody's***	A3	A3	A3	A3	A3	A3

Sources des données financières : produits, valeur nette des installations et rendement sur la valeur nette des installations – [documents trimestriels de Keystone](#) présentés à l'Office; ratios de couverture et d'endettement – DBRS; cotes de solvabilité – DBRS, S&P et Moody's.

* Les produits, la valeur nette des installations et le rendement sur la valeur nette des installations sont ceux de TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.

** Les ratios de couverture sont ceux de TransCanada Corporation, selon DBRS. Les ratios de 2015 comprennent les trois mois précédant le 31 mars 2015.

*** Les cotes de solvabilité sont celles de TransCanada Pipelines Ltd.

8.3 Pipeline Trans Mountain de Trans Mountain Pipeline ULC

Produits et groupe de l'Office	Pétrole brut, produits pétroliers Groupe 1
Capacité annuelle moyenne	47 700 m ³ /j (300 kb/j) ²⁸
Taux d'utilisation moyen en 2015	105 %
Points de réception principaux	Edmonton (Alb.); Kamloops (C.-B.)
Points de livraison principaux	Kamloops, Burnaby, Westridge Dock (C.-B.); Cherry Point, Ferndale, Anacortes (Wash.)
Base tarifaire en 2015	996 M\$
Besoins en produits pour 2015	293 M\$
Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et période de prélèvement ²⁹	340 M\$ 40 ans



Aperçu

Le pipeline Trans Mountain (Trans Mountain) achemine le pétrole brut et les produits pétroliers raffinés d'Edmonton, en Alberta aux raffineries et aux terminaux de la Colombie-Britannique et de l'État de Washington. Le pétrole brut est aussi expédié outre-mer vers l'Asie et la côte Ouest des États-Unis par le terminal maritime de Trans Mountain (quai Westridge) situé à Burnaby, en Colombie-Britannique.

Documents de réglementation

- [Droits définitifs pour 2015](#)
- [Agrandissement du réseau de Trans Mountain \(OH-001-2014\)](#)
- [Règlement avec droits incitatifs de 2016-2018](#)
- [Modifications au tarif de Trans Mountain au sujet des procédures de vérification \(RHW-001-2013\)](#)
- [Approbation du tarif n° 95 de Trans Mountain](#)
- [Tarif définitif n° 95 de Trans Mountain \(règles et règlements\)](#)
- [Tarif n° 98 de Trans Mountain \(droits pour le pétrole brut et les produits pétroliers\)](#)

Faits marquants

En décembre 2013, Kinder Morgan a présenté une demande pour le projet d'agrandissement du réseau pipelinier de Trans Mountain (TMX). Le 19 mai 2016, l'Office a approuvé le projet, qui porterait la capacité du réseau Trans Mountain à 141 500 m³/j (890 kb/j).

En janvier 2015, l'Office a approuvé des modifications tarifaires qui, entre autres, fixaient des limites pour la vérification des commandes des expéditeurs basées sur les *antécédents de livraison* (RHW-001-2013). Anciennement, la vérification se fondait sur la *capacité* de l'expéditeur de fournir et de recevoir les

28 Selon l'hypothèse que le pétrole brut lourd compte pour 20 % des volumes expédiés.

29 Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

volumes. À l'issue d'une période de commentaires supplémentaire, l'Office a approuvé la révision des modifications tarifaires en avril 2015. Ces modifications ont contribué à une réduction de la répartition de la capacité de Trans Mountain, qui avait souvent dépassé les 70 % durant la période 2013-2014.

En février 2016, l'Office a approuvé le règlement avec droits incitatifs pour 2016-2018 de Trans Mountain.

Utilisation

La capacité du pipeline de Trans Mountain varie en fonction de la proportion de brut lourd et de brut léger transportée. La figure 8.3.1 indique une capacité de 47 600 m³/j (300 kb/j), qui suppose que les volumes expédiés comptent 20 % de brut lourd. La capacité augmente lorsque la proportion de brut lourd diminue.

Le débit moyen était d'environ 46 500 m³/j (293 kb/j) en 2014, et d'environ 50 300 m³/j (316 kb/j) en 2015.

La forte demande pour la capacité pipelinière vers la côte Ouest a contribué à la répartition de la capacité de Trans Mountain et a mené à plusieurs demandes visant à répartir la capacité entre les expéditeurs sur la terre ferme (surtout des raffineries de la Colombie-Britannique et de l'État de Washington) et les expéditeurs au quai (exportateurs maritimes). À l'heure actuelle, environ 26 % de la capacité est affectée au quai Westridge, dont 8 600 m³/j (54 kb/j) de service garanti et 4 000 m³/j (25 kb/j) de service interruptible, vendu lors d'enchères mensuelles. Le reste de la capacité est affecté aux destinations sur la terre ferme, qui représentaient en moyenne 70,2 % en 2014, et 31,2 % en 2015.

Droits

Trans Mountain est actuellement assujettie à un règlement avec droits incitatifs d'une durée de trois ans (2016-2018). La figure 8.3.2 indique les droits repères de Trans Mountain (transport de pétrole léger d'Edmonton à Burnaby) et le déflateur du PIB (normalisé) pour 2010-2015. Les droits ont fluctué, les produits à recouvrer ou recouverts en trop étant reportés aux exercices ultérieurs.

FIGURE 8.3.1

Débit et capacité du pipeline de Trans Mountain

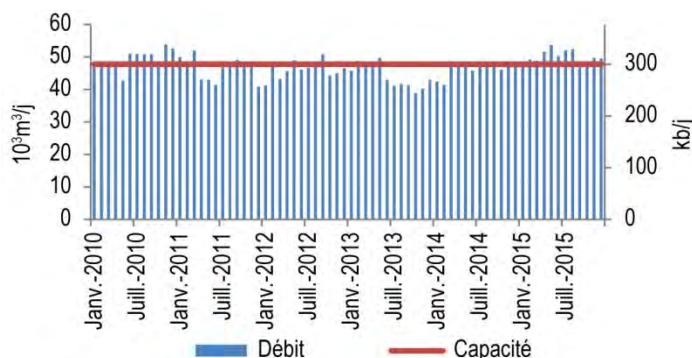
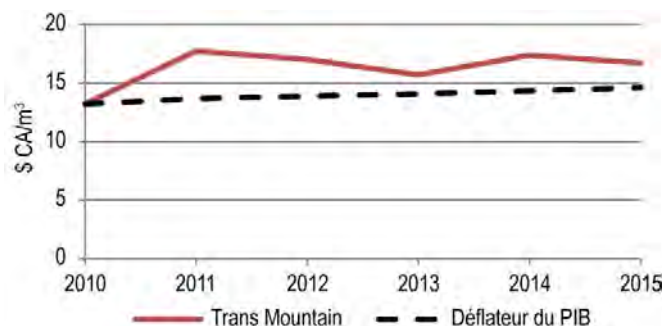


FIGURE 8.3.2

Droits repères de Trans Mountain



Données financières

Trans Mountain fonctionne sous le régime de règlements avec droits incitatifs depuis 2013. Les règlements de 2013-2015 et de 2016-2018 prévoient un rendement du capital-actions de base de 9,5 % et comportent des mesures incitant à augmenter le rendement par des gains d'efficacité.

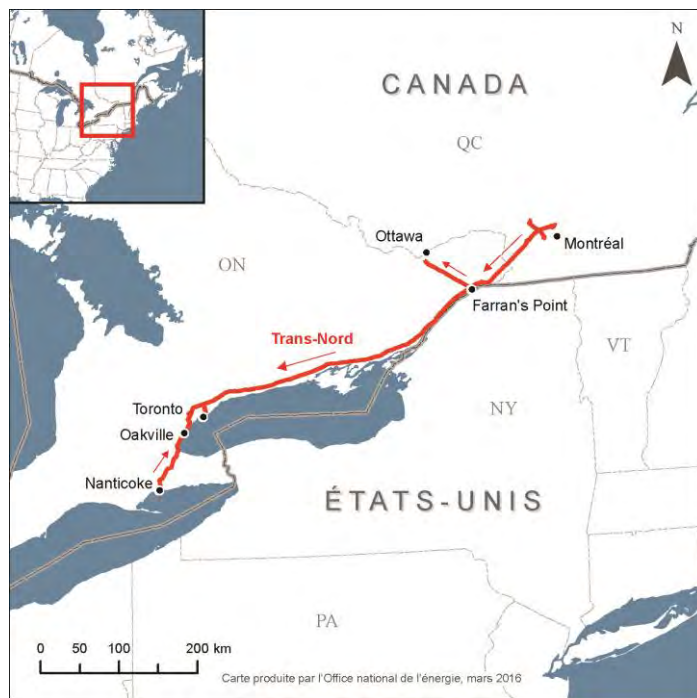
Aucune cote de solvabilité n'est disponible pour Kinder Morgan Canada, propriétaire de Trans Mountain Pipeline ULC et pourvoyeuse d'environ 2 % du bénéfice de sa société mère (Kinder Morgan Inc.). L'accès de Kinder Morgan Canada aux marchés obligataires est facilité par Kinder Morgan Inc., qui affiche actuellement une cote de BBB selon DBRS.

Trans Mountain Pipeline ULC	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Besoins en produits (en millions)	221 \$	270 \$	295 \$	275 \$	292 \$	293 \$
Base tarifaire (en millions)	1 036 \$	1 020 \$	996 \$	990 \$	994 \$	1 005 \$
Ratio présumé du capital-actions	45 %	45 %	45 %	45 %	45 %	45 %
Rendement du capital-actions réalisé	----	10,5 %	9,82 %	9,5 %	8,06 %	8,5 %

Sources des données financières : [documents sur le règlement avec droits incitatifs de Trans Mountain](#) présentés à l'Office.

8.4 Pipeline Trans-Nord de Pipelines Trans-Nord Inc.

Produits et groupe de l'Office	Produits pétroliers raffinés Groupe 1
Capacité annuelle moyenne	Varie d'un tronçon à l'autre
Débit moyen en 2015 ³⁰	33 700 m ³ /j (212 kb/j)
Points de réception principaux	Montréal (Québec); Nanticoke (Ont.)
Points de livraison principaux	Montréal (Québec); Toronto, Clarkson, Kingston, Oakville, Cornwall, Belleville, Maitland et Ottawa (Ont.)
Base tarifaire en 2015	Inconnue
Coût du service en 2015	81,1 M\$
Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et période de prélèvement ³¹	76,7 M\$ 40 ans



Aperçu

Le pipeline Trans-Nord (Trans-Nord) achemine les produits pétroliers raffinés vers l'ouest, de Montréal, au Québec, jusqu'à Toronto, en Ontario, et vers l'est, de la raffinerie de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée (Impériale) de Nanticoke, en Ontario, jusqu'à Toronto. Des points de livraison se trouvent dans ces deux tronçons, et un embranchement alimente la région d'Ottawa. La canalisation est bidirectionnelle entre Toronto et Oakville, en Ontario. Chaque tronçon a une capacité différente. Par exemple, le tronçon qui va de Montréal à Farran's Point a une capacité de 21 000 m³/j (132 kb/j); la capacité entre Farran's Point et Belleville est de 11 400 m³/j (72 kb/j); et le tronçon compris entre Belleville et Toronto offre une capacité de 10 000 m³/j (63 kb/j).

Documents de réglementation

[Droits de 2015 \(TO-009-2015\)](#)

[Demande visant les droits de 2016](#)

[Règlement avec droits incitatifs \(RHW-3-96\)](#)

Faits marquants

En octobre 2010, l'Office a imposé dans tout ce réseau une réduction à 80 % de la pression maximale d'exploitation après avoir évalué le plan de gestion de l'intégrité de Trans-Nord Inc. En date de juin 2016, cette restriction était toujours en vigueur dans certaines parties du réseau.

³⁰ Somme du débit moyen des principaux tronçons.

³¹ Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

Utilisation

La figure 8.4.1 indique le débit de Trans-Nord de 2010 à 2015, qui s'élevait en moyenne à 33 600 m³/j (211 kb/j) en 2014 et à 33 700 m³/j (212 kb/j) en 2015. La capacité varie d'un tronçon à l'autre. Le débit indiqué est constitué par la somme du volume des expéditions mensuelles moyennes de tous les tronçons.

Droits

Le règlement concernant les droits (RHW-3-96) a établi un point de départ pour le besoin en produits en 1996 ainsi qu'un mécanisme pour le rajuster annuellement par la suite. Les droits sont soumis annuellement à l'Office et réajustés en fonction des plaintes reçues. La figure 8.4.2 indique les droits repères de Trans-Nord pour le transport entre Nanticoke et Toronto Nord ainsi que le déflateur du PIB (normalisé) de 2010 à 2015. Les droits repères ont augmenté de 18 % en 2011 principalement à cause d'une provision pour intégrité de 6,5 millions de dollars et de dépenses de 4,5 millions de dollars en couverture de coûts de nettoyage à la suite d'événements survenus en 2010. Ils sont demeurés stables de 2012 à 2014, puis ont connu une hausse de 19 % attribuable en partie à un redressement inhabituel pour l'intégrité des pipelines.

Données financières

Le rendement du capital-actions de Pipelines Trans-Nord Inc. (PTNI) est calculé selon la formule RH-2-94 plus 25 points pour le risque. Ses ratios financiers se sont améliorés dans les dernières années grâce à ses flux de trésorerie stables et à la réduction continue de sa dette. Sa cote de solvabilité, évaluée par DBRS, est toujours de catégorie investissement.

Pipelines Trans-Nord Inc.	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Besoins en produits (en millions)	56,3 \$	66,2 \$	65,1 \$	65,8 \$	69,1 \$	81,1 \$
Ratio de couverture des intérêts et des charges fixes	3,83	3,47	4,83	6,41	5,52	*
Ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette	14,1 %	23,9 %	29,7 %	24,1 %	37,8 %	*
Cote de solvabilité attribuée par DBRS	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)

Sources des données financières : besoins en produits - [documents concernant les droits](#) présentés à l'Office; ratios de couverture et d'endettement - DBRS; cotes de solvabilité - DBRS.

* Les ratios de couverture de 2015 sont inconnus, car DBRS ne produit plus de rapports de solvabilité pour PTNI.

FIGURE 8.4.1

Débit et capacité de Trans-Nord

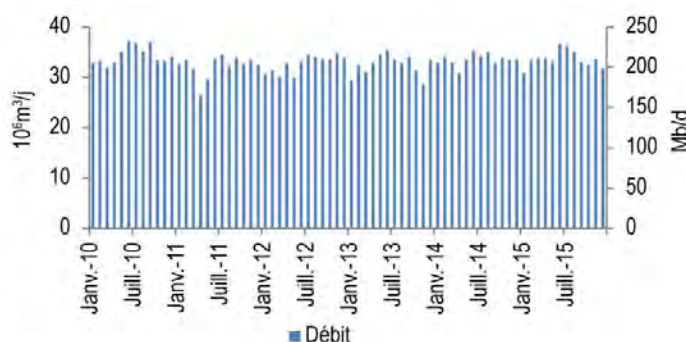
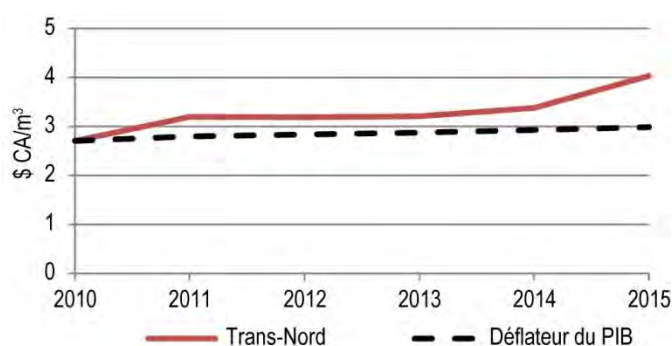


FIGURE 8.4.2

Droits repères de Trans-Nord



8.5 Pipeline Cochin de Kinder Morgan Cochin ULC

Produits et groupe de l'Office	Condensats (tronçon ouest) et mélanges d'éthane et de propane (tronçon est) Groupe 1
Capacité	15 100 m ³ /j (95 kb/j)
Taux d'utilisation moyen en 2015	84 %
Points de réception principaux	Condensats : comté de Kankakee (Ill.) Mélanges d'éthane et de propane : comté de Fulton (Ohio)
Points de livraison principaux	Tronçon ouest : Fort Saskatchewan (Alb.) Tronçon est : Windsor (Ont.)
Base tarifaire	146,10 M\$
Produits de 2015	49,65 M\$
Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et période de prélèvement ³²	26,3 M\$ 19,5 ans



Aperçu

Transportant de multiples produits, le pipeline Cochin (Cochin) court de Fort Saskatchewan, en Alberta, jusqu'à Windsor, en Ontario, où il se raccorde au pipeline Windsor-Sarnia, propriété de Plains Midstream. Ce pipeline acheminait autrefois du propane de Fort Saskatchewan vers Windsor, mais son sens d'écoulement a été inversé en mars 2014 pour qu'il transporte des condensats vers l'ouest, de son point de raccordement avec le pipeline Explorer dans le comté de Kankakee, en Illinois, jusqu'en Alberta. Un tarif est toujours en vigueur pour le tronçon est du pipeline (de l'Illinois jusqu'en Ontario) pour le transport de mélanges d'éthane et de propane de la frontière canado-américaine jusqu'à Windsor, en Ontario, mais aucun débit n'a été relevé en 2015.

Documents de réglementation

[Tarif n° 179 de l'Office \(condensats\)](#)

[Tarif n° 176 de l'Office \(mélanges d'éthane et de propane\)](#)

[Demande visant le transfert de propriété de la partie est du pipeline Cochin de Kinder Morgan Cochin à Kinder Morgan Utopia](#)

[Demande d'approbation de la méthode de conception des droits et tarifs visant le transport d'éthane et de mélanges d'éthane et de propane dans la partie est du pipeline Cochin](#)

[Demande visant le projet d'inversion de Cochin](#)

³² Période de prélèvement débutant le 1er janvier 2015.

Faits marquants

En mai 2013, l'Office a approuvé une demande d'inversion du sens d'écoulement du tronçon ouest du pipeline; ainsi, depuis juillet 2014, les condensats sont acheminés de l'Illinois à Fort Saskatchewan, en Alberta.

Kinder Morgan va de l'avant avec son projet de pipeline Utopia Est visant le transport de liquides de gaz naturel (LGN) depuis les formations schisteuses d'Utica dans le tronçon est de Cochin. Une demande d'approbation de la méthode de conception des droits et tarifs visant le transport d'éthane et de mélanges d'éthane et de propane dans la partie est du pipeline a d'ailleurs été soumise à l'Office en novembre 2015. En mars 2016, Kinder Morgan Cochin ULC a présenté à l'Office une demande de transfert de propriété de la partie est du pipeline Cochin à Kinder Morgan Utopia ULC.

Utilisation

La figure 8.5.1 indique le débit et la capacité de Cochin. La capacité actuelle est de 15 100 m³/j (95 kb/j). Le débit moyen s'élevait à 9 000 m³/j (57 kb/j) de juillet à décembre 2014, et à 12 700 m³/j (80 kb/j) en 2015.

Droits

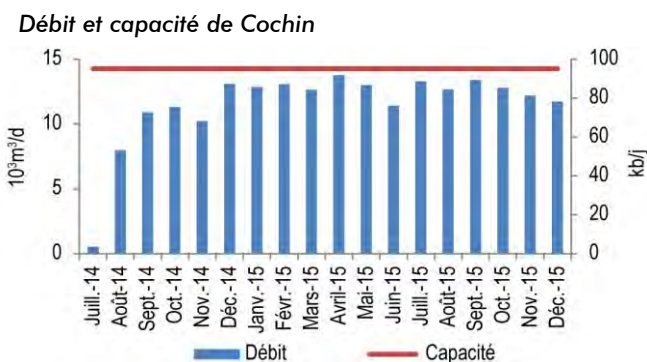
Cochin transporte les condensats des expéditeurs engagés d'Illinois selon des droits communs internationaux. Est également offert un service non souscrit à des droits non engagés pour les expéditions canadiennes locales ou à des droits communs internationaux pour les expéditions en provenance des États-Unis.

Les droits internationaux communs pour le service souscrit se chiffraient à 4,950 \$ US/b en 2014 et à 5,0635 \$ US/b en 2015; les droits communs pour le service non souscrit, à 7,500 \$ US/b en 2014 et à 7,5776 \$ US/b en 2015; et les droits locaux canadiens moyens, à 23,62 \$ CA/m³ (3,76 \$/b) en 2014 et à 23,92 \$ CA/m³ (3,80 \$/b) en 2015.

Données financières

Cochin est réglementé en fonction des plaintes depuis 1986 et peut réaliser un taux de rendement de 5,75 à 8,25 % de sa base tarifaire. Son taux de rendement, minimal de 2010 à 2014, est passé au taux maximal autorisé en 2015, la première année complète durant laquelle le service d'importation de condensats était offert. Les cotes de solvabilité de Kinder Morgan Canada Company et de Kinder Morgan Cochin ULC ne sont pas connues. Kinder Morgan Canada, qui détient Kinder Morgan Cochin ULC, rapporte environ 2 % des bénéfices de sa société mère, Kinder Morgan Inc.

FIGURE 8.5.1

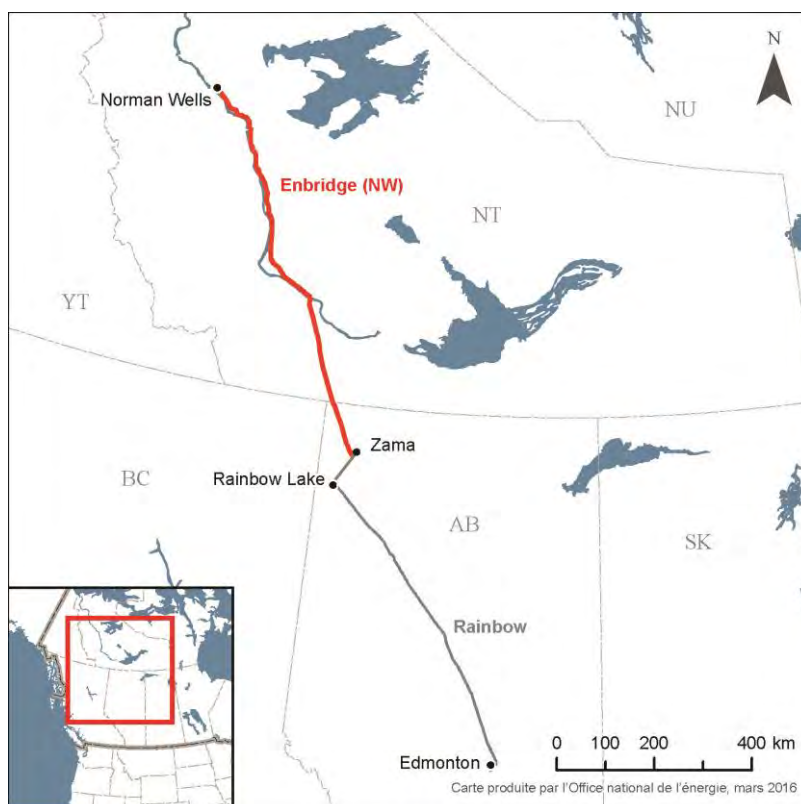


Kinder Morgan Cochin ULC	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Produits (en millions)	22,77 \$	40,07 \$	25,52 \$	19,10 \$	29,89 \$	49,65 \$
Base tarifaire moyenne (en millions)	84,03 \$	80,78 \$	76,26 \$	74,47 \$	106,68 \$	146,10 \$
Rendement de la base tarifaire	5,75 %	5,75 %	5,75 %	5,75 %	5,75 %	8,25 %

Source des données financières : [documents trimestriels de Cochin](#) présentés à l'Office.

8.6 Pipeline Enbridge Norman Wells de Pipelines Enbridge (NW) Inc.

Produit et groupe de l'Office	Pétrole brut Groupe 1
Capacité	5 087 m ³ /j (32 kb/j)
Taux d'utilisation moyen en 2015	24 %
Point de réception principal	Norman Wells (T.N.-O.)
Point de livraison principal	Zama (Alb.)
Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et période de prélèvement ³³	37 M\$ 11 ans



Aperçu

D'une longueur de 869 km, le pipeline Enbridge Norman Wells (Norman Wells) a été mis en service en 1985 pour transporter du pétrole brut de l'installation d'Impériale de Norman Wells, dans les Territoires du Nord-Ouest, jusqu'à Zama, dans le nord de l'Alberta.

Faits marquants

À la suite du déversement de pétrole brut survenu en mai 2011, l'Office a délivré à Pipelines Enbridge (NW) Inc. l'ordonnance SO-E102-002-2011 Inc., laquelle avait pour effet d'imposer une restriction de pression pour le pipeline ainsi qu'une évaluation technique de son intégrité. En mars 2013, l'Office a rendu l'ordonnance AO-001-SO-E102-002-2011, laquelle imposait une restriction de pression supplémentaire. L'ordonnance AO-002-SO-E102-002-2011, rendue en mai 2013, imposait quant à elle le maintien de ces restrictions de pression et obligeait la société à réaliser une évaluation technique supplémentaire du tronçon Wrigley-Mackenzie. Après avoir vérifié que les évaluations techniques avaient été effectuées et que des mesures correctives avaient été prises, l'Office a délivré en novembre 2015 l'ordonnance MO-066-2015, qui annulait les restrictions de pression.

Documents de réglementation

[Tarif n° 44 de l'Office](#)

[SO-E102-002-2011](#)

[AO-001-SO-E102-002-2011](#)

[AO-002-SO-E102-002-2011](#)

[MO-066-2015](#)

³³ Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

Utilisation

Le débit moyen de Norman Wells était de 2 200 m³/j (14 kb/j) en 2014 et de 1900 m³/j (12 kb/j) en 2015.

Droits

La figure 8.6.2 indique les droits repères de Norman Wells pour le transport de Norman Wells à Zama ainsi que le déflateur du PIB (normalisé) de 2010 à 2015. Les droits repères ont augmenté de 42 % en 2013, de 52 % en 2014 et de 21 % en 2015. Ces hausses importantes sont attribuables à la baisse du débit et à l'augmentation des dépenses au titre de la gestion de l'intégrité.

Données financières

Les droits de Norman Wells sont simplement fondés sur le coût du service, et le pipeline est réglementé en fonction des plaintes. Pipelines Enbridge (NW) Inc. et ses expéditeurs utilisent toujours la formule RH-2-94 pour calculer le rendement du capital-actions intégré au coût de service du pipeline.

Les cotes de solvabilité de Pipelines Enbridge (NW) Inc. ne sont pas connues. Pipelines

Enbridge (NW) Inc. est une filiale en propriété exclusive de Pipelines Enbridge Inc. La solvabilité de Norman Wells est étroitement liée à celle de son principal expéditeur, Impériale, à laquelle DBRS avait attribué la cote AA au moment de la rédaction du présent document.

Pipelines Enbridge (NW) Inc.	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Coût du service (en millions)	32,17 \$	75,03 \$	46,81 \$	65,43 \$	69,21 \$	61,84 \$
Base tarifaire (en millions)	113,4 \$	108,7 \$	110,0 \$	141,1 \$	162,3 \$	150,9 \$
Rendement du capital-actions approuvé	8,46 %	8,08 %	7,58 %	7,23 %	7,93 %	7,64 %

Source des données financières : [documents concernant le coût du service de Pipelines Enbridge \(NW\) Inc.](#) présentés à l'Office.

FIGURE 8.6.1

Débit et capacité de Norman Wells

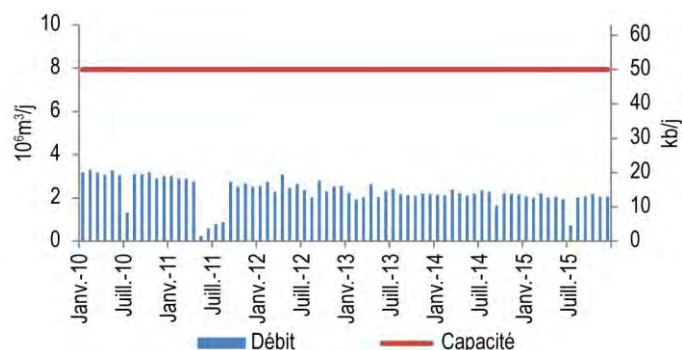
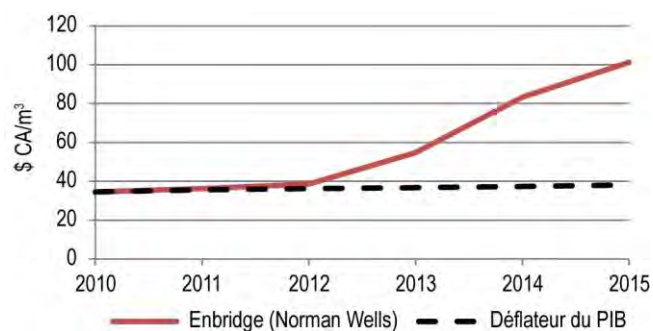


FIGURE 8.6.2



9 Annexe : Profils des grandes sociétés d'oléoducs et de pipelines de liquides du groupe 2

9.1 Pipeline Express d'Express Pipeline Limited Partnership

Produit et groupe de l'Office	Pétrole brut Groupe 2	
Capacité annuelle moyenne	44 500 m ³ /j (280 kb/j)	
Taux d'utilisation moyen en 2015	78 %	
Point de réception principal	Hardisty (Alb.)	
Point de livraison principal	Casper (Wyom.)	
Valeur comptable nette des immobilisations corporelles en 2014	148 M\$	
Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et période de prélèvement ³⁴	44,3 M\$ 40 ans	

Aperçu

Le pipeline Express (Express) transporte du pétrole brut léger, moyen et lourd de l'ouest du Canada jusqu'aux raffineurs de la région des Rocheuses américaines. Il se raccorde au pipeline Platte à Casper, au Wyoming, pour les expéditions en direction des raffineries du Kansas et de l'Illinois. Le tronçon canadien du pipeline est détenu et exploité par Express Pipeline Limited Partnership et réglementé par l'Office, alors que le tronçon américain est détenu et exploité par Express Pipeline LLC et réglementé par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC).

Documents de réglementation

[Tarif n° 138 de l'Office](#)

[Tarif n° 137 de l'Office](#)

[Approbation de la FERC pour l'accroissement, les droits et les tarifs aux É.-U.](#)

³⁴ Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

Faits marquants

En mars 2013, Spectra Energy Corp. (Spectra) a fait l'acquisition du réseau pipelinier Express-Platte, qui appartenait auparavant à Kinder Morgan, à Borealis Infrastructure et au Régime de retraite des enseignantes et des enseignants de l'Ontario, pour 1,49 milliard de dollars.

À la suite d'un appel de soumissions en 2013, la capacité d'Express visée par des contrats est passée de 18 900 m³/j (119 kb/j) à 35 800 m³/j (225 kb/j). Ces contrats représentent environ 80 % de la capacité nominale et ont une durée moyenne d'environ dix ans.

En mai 2015, la FERC a approuvé l'augmentation de la capacité du tronçon américain, qui passera de 39 700 m³/j (250 kb/j) à 43 100 m³/j (271 kb/j). La mise en service devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2016.

Utilisation

La figure 9.1.1 indique le débit et la capacité d'Express. Le débit moyen était de 31 000 m³/j (196 kb/j) en 2014 et de 34 700 m³/j (219 kb/j) en 2015.

Droits

La figure 9.1.2 indique que les droits repères d'Express, soit les droits non engagés pour le transport de pétrole léger de Hardisty jusqu'à la frontière canado-américaine, ont varié plus ou moins au même rythme que le déflateur du PIB (normalisé) de 2010 à 2015. Les droits d'Express sont réglementés en fonction des plaintes.

FIGURE 9.1.1

Débit et capacité d'Express

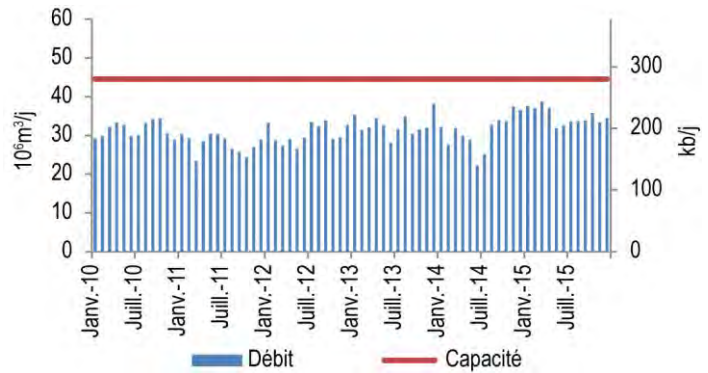
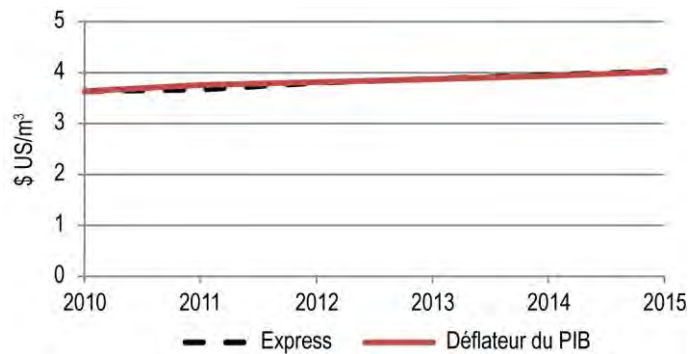


FIGURE 9.1.2

Droits repères d'Express



Données financières

L'augmentation des taux d'utilisation et la diminution continue de la dette ont entraîné une hausse des produits et des ratios de couverture. Les cotes de solvabilité sont toujours de catégorie investissement. Après que Spectra a acheté Express en 2013, un écart d'acquisition de 203 millions de dollars a été soustrait de son bilan, ce qui se reflète dans l'avoir des sociétaires.

Express Pipeline Limited Partnership	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Produits (en millions)	47,7 \$	51,6 \$	55,97 \$	61,2 \$	70,8 \$	92,1 \$
Bénéfice net (en millions)	10,2 \$	9,2 \$	17,1 \$	13,2 \$	20,1 \$	30,1 \$
Avoir des sociétaires (en millions)	287,2 \$	296,4 \$	296,7 \$	96,9 \$	101,6 \$	98,6 \$
Ratio de couverture des intérêts et des charges fixes	3,11	4,23	6,29	8,66	11,38	16,7
Ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette	24,9 %	34,9 %	51,2 %	70,3 %	95,1 %	139,0 %
Cote de solvabilité attribuée par DBRS	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)
Cote de solvabilité attribuée par Moody's	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1

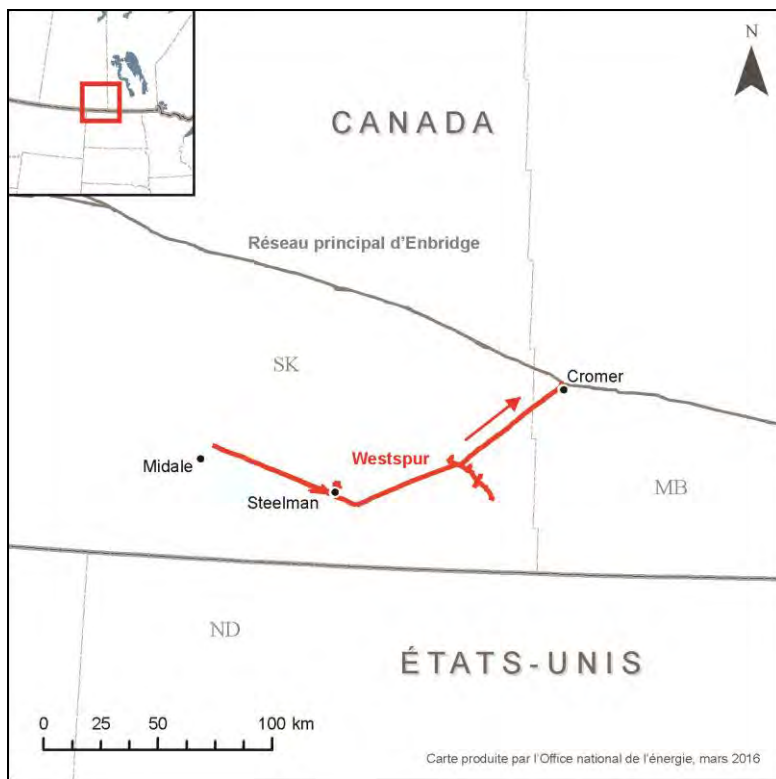
Sources des données financières : produits, valeur nette des installations et rendement du capital-actions - [documents annuels d'Express](#) présentés à l'Office; ratios de couverture et d'endettement - DBRS; cotes de solvabilité - DBRS, S&P et Moody's.

* Les produits, le bénéfice net et le rendement sur la valeur nette des installations sont ceux d'Express Pipeline Limited Partnership (actif canadien seulement).

** Les ratios de couverture et les cotes de solvabilité sont ceux d'Express Pipeline Limited Partnership et d'Express Pipeline LLC (actif canadien et américain).

9.2 Pipeline Enbridge Westspur de Pipelines Enbridge (Westspur) Inc.

Produit et groupe de l'Office	Pétrole brut Groupe 2
Capacité annuelle moyenne	40 500 m ³ /j (255 kb/j)
Taux d'utilisation moyen en 2015	69 %
Points de réception principaux	Alida, Bryant, Steelman et Midale (Sask.)
Point de livraison principal	Cromer (Man.)
Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et période de prélèvement ³⁵	32,3 M\$ 25 ans



Aperçu

Le pipeline Enbridge Westspur (Westspur), situé dans le sud de la Saskatchewan, comprend environ 390 km de conduites principales et 80 km de pipelines de collecte. Il transporte le pétrole brut des réseaux de collecte et des livraisons par camion ainsi que les LGN de l'usine de traitement du gaz de Steelman jusqu'au réseau principal d'Enbridge, près de Cromer, au Manitoba.

Documents de réglementation

[Tarif n° 75 de l'Office](#)
[Projet d'agrandissement d'Enbridge Westspur \(phase II\)](#)
[Plainte au sujet des droits d'Enbridge Westspur](#)

Faits marquants

En février 2010, Pipelines Enbridge (Westspur) Inc. (Enbridge Westspur) a déposé une demande en vue d'accroître la capacité de deux tronçons du réseau dans le sud-est de la Saskatchewan, soit ceux reliant Steelman à Alida et à Bryant. La demande a été approuvée par l'Office en avril 2010 et l'autorisation de mise en service a été accordée en janvier 2011.

³⁵ Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

Utilisation

La figure 9.2.1 indique le débit de Westspur de 2010 à 2015. Le débit s'élevait en moyenne à 28 700 m³/j (180 kb/j) en 2014 et à 28 100 m³/j (177 kb/j) en 2015.

Droits

La figure 9.2.2 indique les droits repères de Westspur pour le transport de pétrole brut du terminal de Midale, en Saskatchewan, jusqu'à Cromer, au Manitoba, ainsi que le déflateur du PIB (normalisé). L'augmentation considérable des droits en 2011 correspond à l'adoption de règlements négociés pour remplacer les droits fondés sur le coût du service. Le règlement sur les droits actuel est entré en vigueur en avril 2013 et a une durée de cinq ans. Les droits de Westspur sont réglementés en fonction des plaintes.

Données financières

Les produits et le bénéfice net sont stables depuis que les règlements négociés ont remplacé les droits fondés sur le coût du service en 2011. Enbridge Westspur détient environ 22 % des parts de deux sociétés du secteur de l'énergie renouvelable, pour un actif d'environ 227,6 millions de dollars en 2015.

FIGURE 9.2.1

Débit et capacité de Westspur

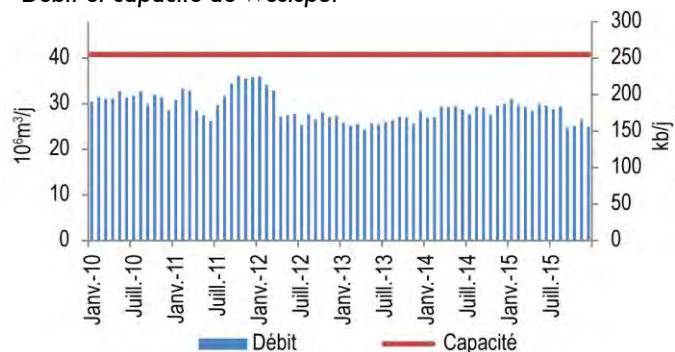
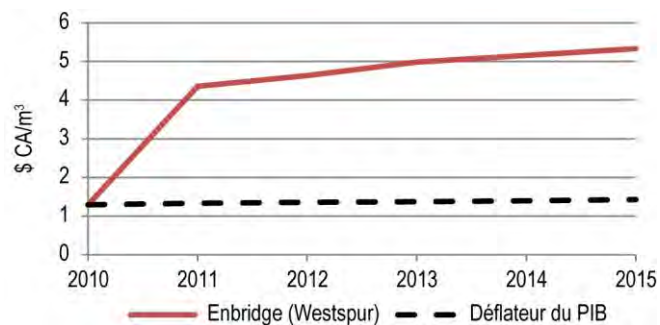


FIGURE 9.2.2

Droits repères de Westspur



Pipelines Enbridge (Westspur) Inc.	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Produits (en millions)	43,1 \$	59,5 \$	64,9 \$	54,2 \$	63,5 \$	67,3 \$
Bénéfice net (en millions)	14,2 \$	21,0 \$	15,8 \$	17,8 \$	18,0 \$	19,6 \$
Immobilisations corporelles (en millions)	104,7 \$	112,7 \$	109,5 \$	109,2 \$	93,0 \$	86,0 \$
Actif (en millions)	195 \$	478 \$	500,2 \$	432,3 \$	409,1 \$	397,7 \$

Source des données financières : [documents annuels d'Enbridge Westspur](#) présentés à l'Office.

9.3 Pipeline Southern Lights d'Enbridge Southern Lights GP Inc.

Produits et groupe de l'Office	Condensats Groupe 2
Capacité annuelle moyenne	28 600 m ³ /j (180 kb/j)
Taux d'utilisation moyen en 2015	59 %
Point de réception principal	Manhattan (Ill.)
Points de livraison principaux	Edmonton et Hardisty (Alb.); Kerrobert (Sask.)
Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et période de prélèvement ³⁶	100,8 M\$ 40 ans



Aperçu

Le pipeline Southern Lights (Southern Lights) transporte du diluant de Manhattan, en Illinois, jusqu'à Edmonton, en Alberta, où il est mélangé à du bitume et à du pétrole lourd. Le réseau est composé d'environ 1 465 km de l'ancienne canalisation 13 d'Enbridge, dont le sens d'écoulement a été inversé, et d'une nouvelle canalisation de 1 091 km aux États-Unis. Son emprise est la même que celle du réseau principal d'Enbridge.

Documents de réglementation

[Tarif n° 14 de l'Office](#)

[Demande relative à Southern Lights](#)

[Tarifs n°s 1 et 2 de l'Office](#)

Faits marquants

Southern Lights a été approuvé par l'Office en février 2008 et est entré en service en juillet 2010.

³⁶ Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

Utilisation

La figure 9.3.1 indique le débit de Southern Lights de 2010 à 2015. Le débit s'élevait en moyenne à 19 300 m³/j (121 kb/j) en 2014 et à 16 900 m³/j (107 kb/j) en 2015.

Droits

La figure 9.3.2 indique les droits repères de Southern Lights pour le transport de diluant de la frontière canado-américaine jusqu'à Edmonton, en Alberta, ainsi que le déflateur du PIB (normalisé) de 2010 à 2015. Les droits sont établis selon le coût du service et réglementés en fonction des plaintes.

Données financières

L'actif total d'Enbridge Southern Lights LP avait une valeur comptable de 1,1 milliard de dollars en 2015. Les droits de Southern Lights comprennent un taux de rendement de 10 % sur la composante du capital-actions dans sa base tarifaire (qui correspond à environ la moitié de son actif total en raison d'effets à recevoir de sa société mère s'élevant à 471 millions de dollars).

FIGURE 9.3.1

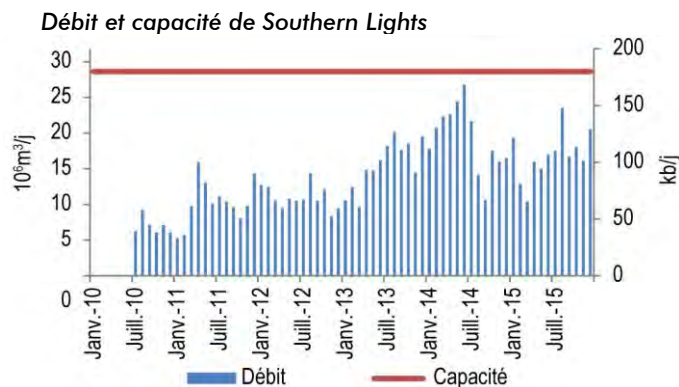
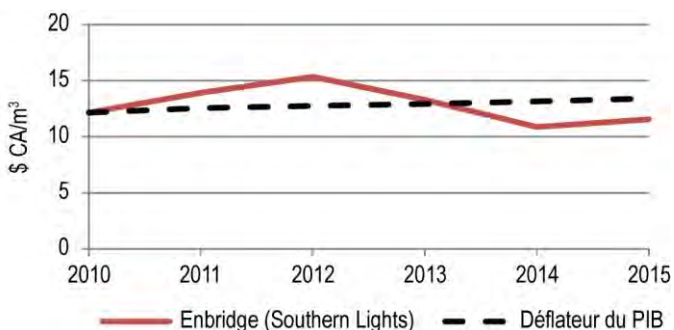


FIGURE 9.3.2

Droits repères de Southern Lights

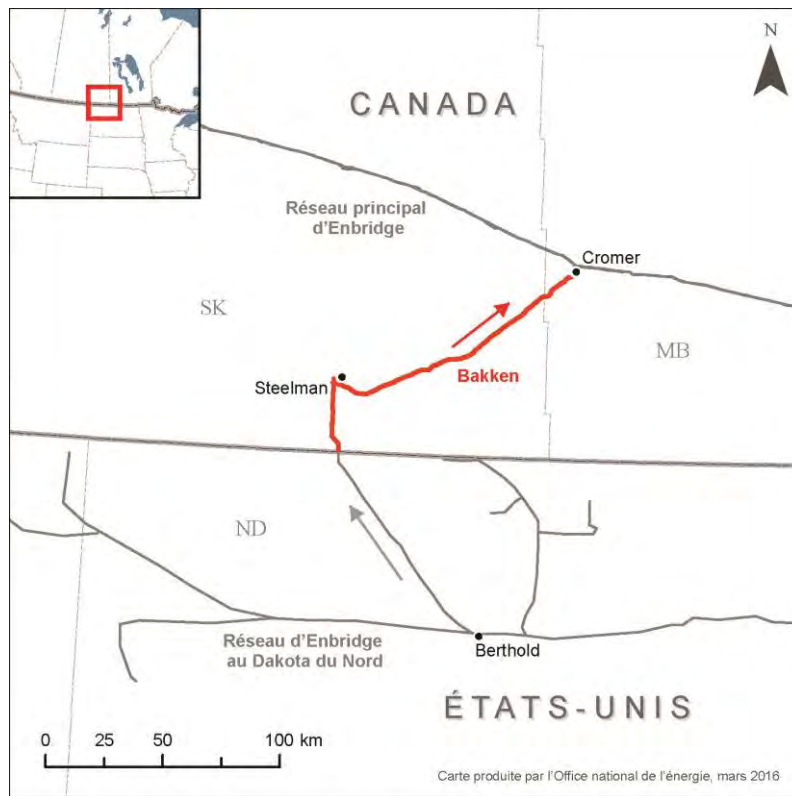


Enbridge Southern Lights LP	2011	2012	2013	2014	2015
Produits (en millions)	58,5 \$	65,2 \$	81,2 \$	87,1 \$	98 \$
Bénéfice net (en millions)	33,4 \$	34,8 \$	37,8 \$	41,1 \$	47,0 \$
Actif (en millions)	1 010 \$	1 052 \$	1 049 \$	1 101 \$	1 115 \$

Source des données financières : [documents annuels d'Enbridge Southern Lights](#) présentés à l'Office.

9.4 Pipeline Enbridge Bakken d'Enbridge Bakken Pipeline LP

Produit et groupe de l'Office	Pétrole brut Groupe 2
Capacité annuelle moyenne	23 100 m ³ /j (145 kb/j)
Taux d'utilisation moyen en 2015	61 %
Points de réception principaux	Berthold (D. N.); Steelman (Sask.)
Point de livraison principal	Cromer (Man.)
Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et période de prélèvement ³⁷	9,3 M\$ 25 ans



Aperçu

Le pipeline Enbridge Bakken (Enbridge Bakken) transporte du pétrole brut léger de la région de Bakken, au Dakota du Nord³⁸, jusqu'au réseau principal d'Enbridge, près de Cromer, au Manitoba. Le réseau canadien est formé de l'ancienne canalisation EX-02 d'Enbridge Westspur de 34 km, qui a été remise en service et relie la frontière canado-américaine au terminal Steelman d'Enbridge Westspur, et d'une nouvelle canalisation de 123 km entre Steelman et Cromer, au Manitoba.

Documents de réglementation

[Tarif n° 19 de l'Office](#)

[Demande visant le projet de pipeline Bakken Canada](#)

Faits marquants

Enbridge Bakken a été approuvé par l'Office en décembre 2011 et est entré en service en avril 2013.

³⁷ Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

³⁸ Le tronçon américain du pipeline est détenu par Enbridge Pipelines (North Dakota) LLC et est réglementé par la FERC.

Utilisation

La figure 9.4.1 indique le débit d'Enbridge Bakken de 2013 à 2015. Le débit s'élevait en moyenne à 7 900 m³/j (49 kb/j) en 2014 et à 14 000 m³/j (88 kb/j) en 2015.

Droits

La figure 9.4.2 indique les droits repères d'Enbridge Bakken, soit les droits non engagés pour le transport de pétrole brut de la frontière canado-américaine à Cromer, ainsi que le déflateur du PIB (normalisé) de 2013 à 2015. Enbridge Bakken est réglementé en fonction des plaintes.

Données financières

Enbridge Bakken Pipeline LP a déclaré des produits de 30 millions de dollars en 2015, ce qui représente une hausse de 12 % comparativement à sa première année complète d'exploitation entraînée par l'augmentation du débit.

FIGURE 9.4.1

Débit et capacité d'Enbridge Bakken

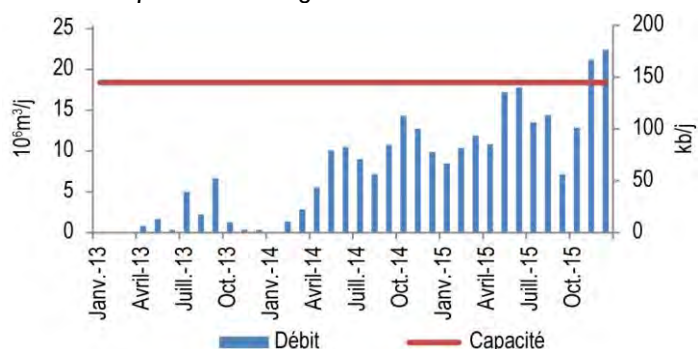
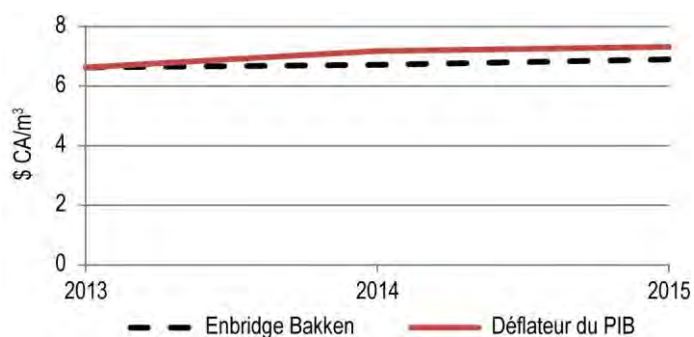


FIGURE 9.4.2

Droits repères d'Enbridge Bakken



Enbridge Bakken Pipeline LP	2012	2013	2014	2015
Produits (en millions)	0 \$	16,7 \$	27,2 \$	30,4 \$
Bénéfice net (en millions)	(2,1 \$)	5,7 \$	12,7 \$	16,5 \$
Actif (en millions)	141,0 \$	162,3 \$	160,6 \$	152,8 \$

Source des données financières : [documents annuels d'Enbridge Bakken](#) présentés à l'Office.

9.5 Pipeline de Montréal de Pipe-lines Montréal Itée

Produit et groupe de l'Office	Pétrole brut Groupe 2
Capacité annuelle moyenne	44 500 m ³ /j (280 kb/j)
Taux d'utilisation moyen en 2015	22 %
Point de réception principal	Portland (Me)
Point de livraison principal	Montréal (Québec)
Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et période de prélèvement ³⁹	19,9 M\$ 40 ans



Aperçu

Le pipeline de Montréal correspond au tronçon canadien du pipeline Portland-Montréal, un réseau de 380 km qui transporte le pétrole brut de l'est du Canada et en provenance d'autres pays depuis Portland, dans le Maine, jusqu'à la raffinerie de Suncor et au terminal d'Enbridge, situés à Montréal, au Québec. Ce réseau est composé de trois canalisations dans la même emprise, dont la plus grande, de 24 po, est la seule en service, les deux autres, de 12 et de 18 po, ayant été désactivées respectivement en 1982 et en 2011.

Faits marquants

Le pipeline de Montréal n'a transporté aucun pétrole de janvier à mars 2016. L'agrandissement de la canalisation 9 d'Enbridge et le projet d'inversion de la canalisation 9B sont entrés en service en décembre 2015, donnant ainsi aux raffineurs du Québec un accès au pétrole brut de l'ouest du Canada et des États-Unis.

Documents de réglementation

[Tarif n° 173 de l'Office](#)

[Tarif n° 174 de l'Office](#)

[Mise en application des exigences en matière de ressources financières de la Loi sur la sûreté des pipelines – Capacité pipelinrière](#)

[Demande de désactivation du pipeline de transport de 18 po entre Highwater et Montréal-Est](#)

[Demande visant la désactivation de la station de pompage Saint-Césaire](#)

39 Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

En raison de la mise en application des exigences en matière de ressources financières énoncées dans la réglementation issue de la *Loi sur la sûreté des pipelines*, Pipe-lines Montréal Itée (PML) a, en mai 2016, signalé son intention de réduire la capacité de son réseau à moins de 39 700 m³/j (250 kb/j).

En avril 2014, PML a présenté une demande à l'Office en vue de la désactivation de la station de pompage de Saint-Césaire et des installations connexes, laquelle a été approuvée en mai 2014 et effectuée en décembre 2014.

PML a obtenu en avril 2011 l'approbation réglementaire pour la désactivation de sa canalisation de 18 po entre Highwater et Montréal-Est, qui a été réalisée en décembre 2011.

Utilisation

La figure 9.5.1 indique le débit et la capacité du pipeline de Montréal. Le débit a diminué graduellement de 2010 à 2015; il s'élevait en moyenne à 14 200 m³/j (89 kb/j) en 2014 et à 9 700 m³/j (61 kb/j) en 2015.

Droits

La figure 9.5.2 indique les droits repères du pipeline de Montréal pour le transport de la frontière canado-américaine jusqu'à Montréal-Est ainsi que le déflateur du PIB (normalisé) de 2010 à 2015. L'augmentation prononcée des droits entre 2013 et 2014 découle de la diminution du débit. Les droits sont réglementés en fonction des plaintes.

Données financières

Les produits et le bénéfice net ont diminué en raison de la réduction du débit.

Pipe-Lines Montréal Itée	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Produits (en millions)	77,3 \$	71,5 \$	71,2 \$	64,3 \$	49,3 \$	38,6 \$
Bénéfice net (en millions)	19,9 \$	19,1 \$	22,9 \$	18,1 \$	10,1 \$	6,1 \$
Capitaux propres (en millions)	38,7 \$	51,3 \$	74,2 \$	90,9 \$	101,0 \$	107,1 \$

Source des données financières : [documents annuels de Pipe-lines Montréal](#) présentés à l'Office.

FIGURE 9.5.1

Débit et capacité du pipeline de Montréal

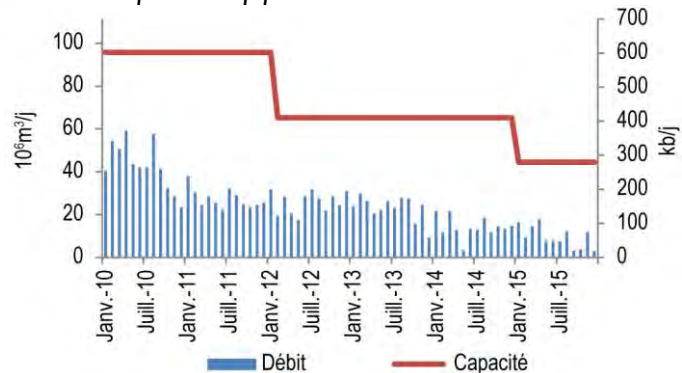
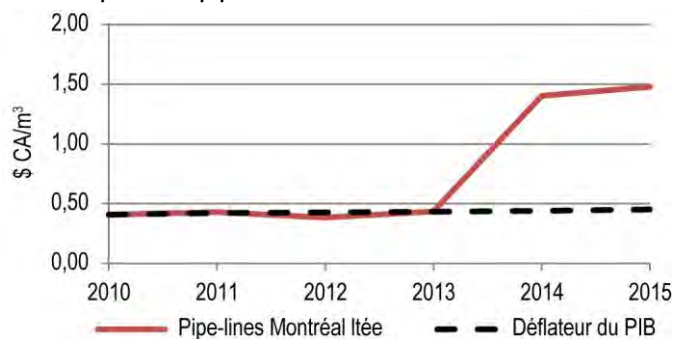


FIGURE 9.5.2

Droits repères du pipeline de Montréal



9.6 Pipeline de Milk River de Plains Midstream Canada ULC

Produit et groupe de l'Office	Pétrole brut Groupe 2
Débit moyen en 2015	15 087 m ³ /j (94,9 kb/j)
Point de réception principal	Milk River (Alb.)
Point de livraison principal	Station Santa Rita, comté de Glacier (Mont.)
Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et période de prélèvement ⁴⁰	4,1 M\$ 40 ans



Aperçu

D'une longueur de 16,5 km, le pipeline de Milk River (Milk River) se raccorde à celui de Bow River à Milk River, en Alberta, et transporte divers types de pétrole brut jusqu'à la frontière canado-américaine, à l'ouest de Coutts, en Alberta, où il se raccorde au réseau pipelinier américain Cenex Santa Rita. Milk River appartient à Plains Midstream Canada ULC (PMC).

Faits marquants

En avril 2012, Plains Midstream Canada ULC a soumis une demande à l'Office en vue du remplacement de la canalisation de 10 po entre le terminal de Milk River, au sud de Milk River, et la frontière canado-américaine. L'Office a approuvé cette demande en août 2012 (XO-P384-011-2012) et a autorisé la mise en service en décembre 2012.

En octobre 2013, PMC a présenté à l'Office une demande visant la désactivation de la canalisation de 6 po et des installations devenues superflues après le remplacement de la canalisation de 10 po. L'Office a rendu l'ordonnance MO-007-2014 en février 2014, autorisant la désactivation.

Documents de réglementation

[Tarif n° 86 de l'Office](#)

[Demande visant la désactivation de tronçons du pipeline de Milk River](#)

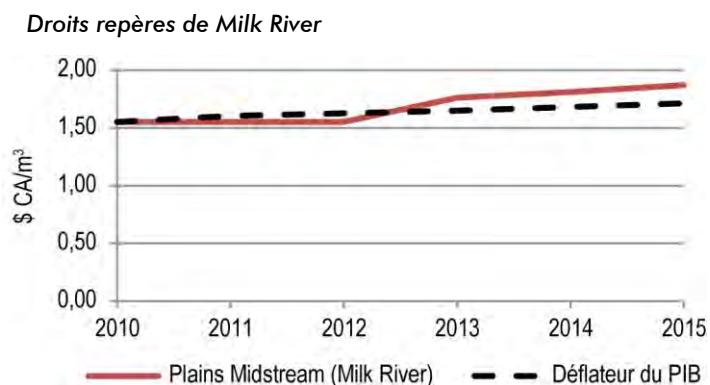
[Demande visant le remplacement du pipeline de Milk River - 2012](#)

⁴⁰ Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

Droits

La figure 9.6.1 indique les droits repères de Milk River pour le transport de pétrole brut moyen de la station de pompage de Milk River jusqu'à la frontière canado-américaine ainsi que le déflateur du PIB (normalisé) de 2010 à 2015, période durant laquelle les droits repères ont augmenté plus ou moins au même rythme que le déflateur du PIB. Les droits sont réglementés en fonction des plaintes.

FIGURE 9.6.1



Données financières

Les recettes au titre du transport de Milk River ont augmenté en raison de la hausse des droits.

Pipeline de Milk River	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Recettes au titre du transport (en millions)	8,2 \$	8,4 \$	7,9 \$	9,8 \$	11,3 \$	12,8 \$
Actif (en millions)	22,2 \$	22,0 \$	24,3 \$	29,7 \$	29,4 \$	28,6 \$

Source des données financières : [documents annuels de PMC](#) présentés à l'Office.

9.7 Pipeline Aurora d'Aurora Pipeline Company Ltd.

Produits et groupe de l'Office	Pétrole brut, condensats et butanes Groupe 2
Débit moyen en 2015	1 732 m ³ /j (10,9 kb/j)
Point de réception principal	Carway (Alb.)
Point de livraison principal	Cut Bank (Mont.)
Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et période de prélèvement ⁴¹	0,1 M\$ 40 ans



Aperçu

Le pipeline Aurora (Aurora) correspond au tronçon du réseau Rangeland qui est réglementé par l'Office, près de la frontière canado-américaine. Il est formé de deux canalisations parallèles de 12 et 8 po de diamètre et de 0,75 km de long, dont l'une des extrémités se trouve près de Carway, en Alberta, et l'autre, à la frontière canado-américaine, près de Cut Bank, au Montana.

Documents de réglementation

[Tarif n° 7 de l'Office](#)

[Demande de désactivation du pipeline Aurora NPS 8](#)

Faits marquants

En octobre 2015, Plains Midstream Canada ULC (PMC), propriétaire d'Aurora Pipeline Company Ltd., a présenté à l'Office une demande visant la désactivation de la canalisation de 8 po, qui avait cependant été désactivé en juillet 2010 sans qu'une demande ne soit soumise à l'Office. Cette demande a été approuvée en novembre 2015, et PMC a confirmé en décembre 2015 que la désactivation était conforme à toutes les exigences de l'ordonnance.

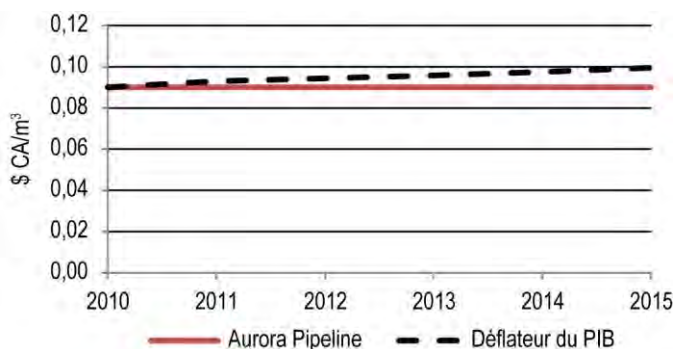
⁴¹ Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

Droits

La figure 9.7.1 indique les droits repères d'Aurora pour le transport du réseau Rangeland jusqu'au pipeline de Glacier Pipe Line Company, à la frontière canado-américaine, ainsi que le déflateur du PIB (normalisé). Les droits repères sont demeurés inchangés depuis 2010. Les droits sont réglémentés en fonction des plaintes.

FIGURE 9.7.1

Droits repères d'Aurora



Données financières

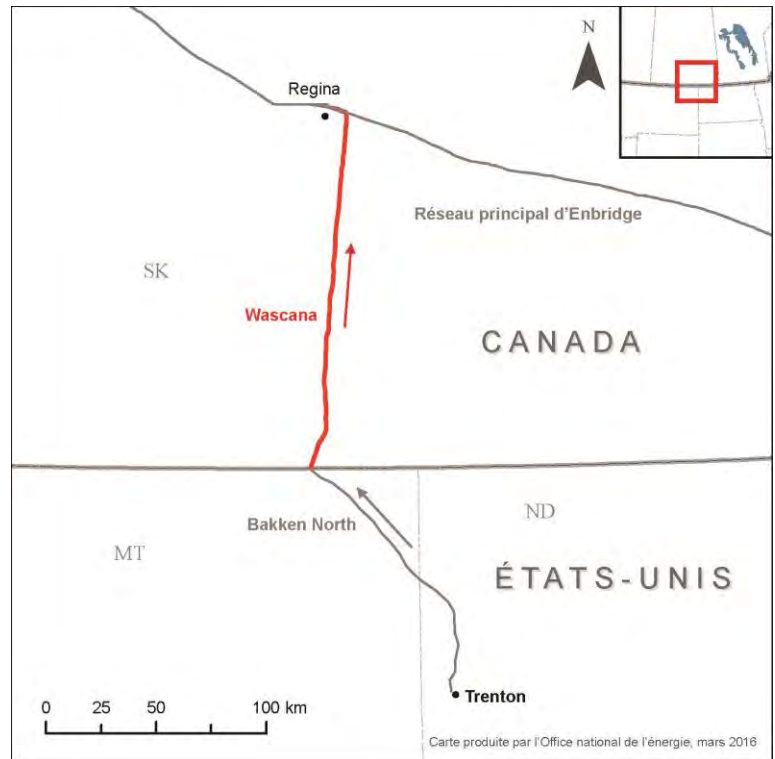
Aurora est exploité par PMC. Les produits qui y sont directement attribuables ont diminué de 2010 à 2015, passant d'environ 83 000 \$ à 63 000 \$. Durant cette période, l'actif d'Aurora a été amorti de 5 000 \$ par année, faisant passer la valeur comptable des immobilisations corporelles de 308 000 \$ à 283 000 \$.

Aurora Pipeline Company Ltd.	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Produits (en milliers)	83 \$	81 \$	62 \$	39 \$	60 \$	63 \$
Bénéfice d'exploitation (en milliers)	69 \$	73 \$	54 \$	31 \$	52 \$	54 \$
Actif (en milliers)	308 \$	303 \$	298 \$	293 \$	288 \$	283 \$

Source des données financières : [documents annuels de PMC](#) présentés à l'Office.

9.8 Plains Midstream Canada ULC – Pipeline Wascana de Wascana Pipeline Ltd.

Produits et groupe de l'Office	Pétrole brut, produits pétroliers et LGN Groupe 2
Débit moyen en 2015	1 540 m ³ /j (9,7 kb/j)
Point de réception principal	Station Raymond, comté de Sheridan (Mont.)
Point de livraison principal	Terminal de Plains, Regina (Sask.)
Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et période de prélèvement ⁴²	12,5 M\$ 40 ans



Aperçu

D'une longueur de 172 km, le pipeline Wascana (Wascana) relie la frontière canado-américaine au terminal de Plains à Regina, en Saskatchewan, où il se raccorde au réseau principal d'Enbridge. Il est également raccordé au pipeline Bakken North, dans le Dakota du Nord, à partir duquel il transporte du pétrole léger en provenance de la région de Bakken. Il appartient à Plains Midstream Canada ULC (PMC).

Documents de réglementation

[Tarif de 2016](#)

[Demande relative à l'inversion du sens d'écoulement du pipeline Wascana](#)

[Ordonnance SO-P384-004-2011](#)

[Ordonnance SO-P384-001-2014](#)

Faits marquants

En octobre 2011, l'Office a rendu l'ordonnance SO-P384-004-2011, imposant la réduction de la pression maximale d'exploitation de Wascana jusqu'à ce que les problèmes d'intégrité aient été réglés. Cette restriction a été levée par l'ordonnance SO-P384-001-2014 une fois qu'il a été confirmé que PMC avait rempli toutes les exigences de l'ordonnance de 2011.

Wascana a servi au stockage du pétrole de 2009 jusqu'à sa mise hors service en vue de réparations, en décembre 2011. Ces réparations ont été terminées en décembre 2012, et le pipeline est demeuré désactivé de janvier 2013 à avril 2014.

⁴² Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

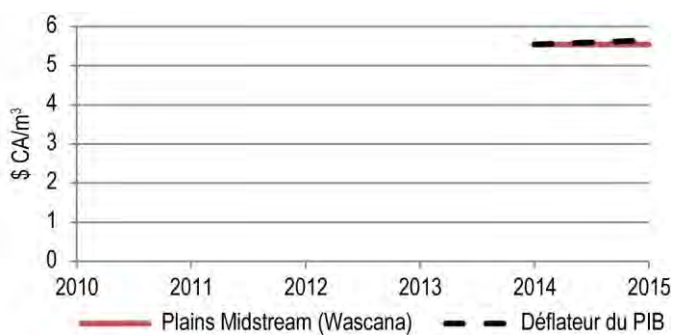
En octobre 2012, PMC a soumis à l'Office une demande visant l'inversion du sens d'écoulement de Wascana afin de transporter du pétrole brut léger de la région de Bakken jusqu'au terminal de Plains, à Regina, en traversant la frontière. Cette demande a été approuvée en mai 2013, et le transport de pétrole brut a débuté en avril 2014.

Droits

La figure 9.8.1 indique les droits repères de Wascana pour le transport de pétrole brut de la frontière canado-américaine jusqu'à Regina ainsi que le déflateur du PIB (normalisé) de 2010 à 2015. Les droits de 2014 et de 2015 étaient de 5,54 \$/m³ (0,88 \$/b), compte tenu des tarifs convenus avec les expéditeurs pour l'inversion du sens d'écoulement. Les droits sont réglementés en fonction des plaintes.

FIGURE 9.8.1

Droits repères de Wascana



Risque financier

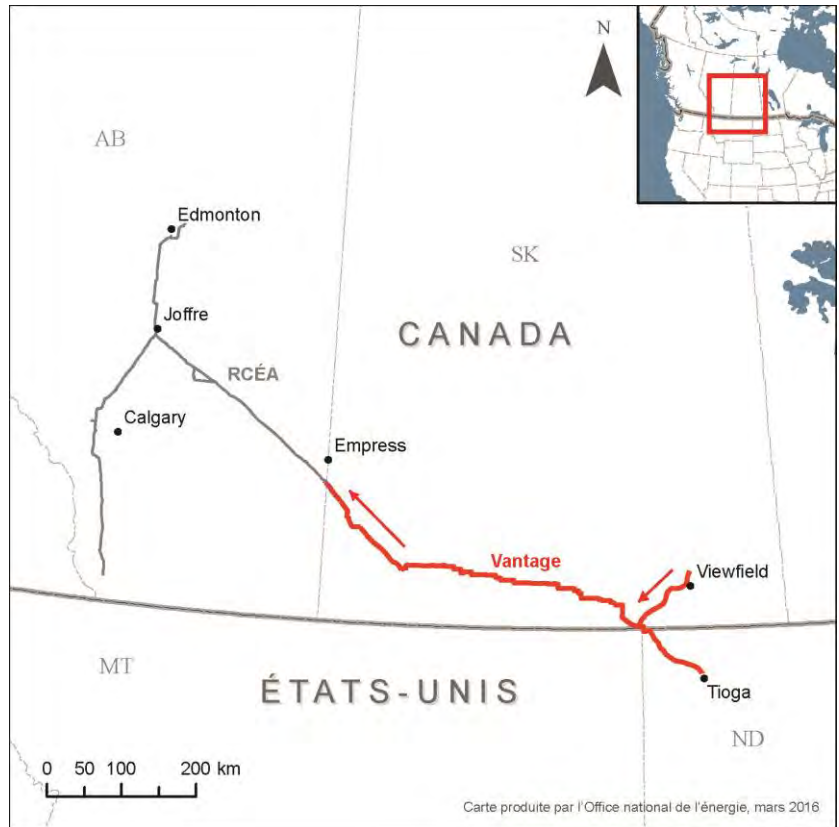
Wascana n'a généré aucun produit de 2010 à 2013, pendant qu'il était hors service. Son capital de base a augmenté de 5,6 millions de dollars grâce au projet d'inversion.

Pipeline Wascana	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Recettes au titre du transport (en millions)	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	3,0 \$	3,5 \$
Actif (en millions)	3,8 \$	3,7 \$	9,2 \$	9,2 \$	9,2 \$	9,3 \$

Source des données financières : [documents annuels de PMC](#) présentés à l'Office.

9.9 Pipeline Vantage de Pembina Prairie Facilities Ltd.

Produit et groupe de l'Office	Éthane Groupe 2
Capacité annuelle moyenne	6 400 m ³ /j (40 kb/j)
Taux d'utilisation moyen en 2015	50 %
Points de réception principaux	Tioga (D. N.); Viewfield (Sask.)
Point de livraison principal	Empress (Alb.)
Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et période de prélèvement	4,8 M\$ S.O. ⁴³



Aperçu

Le pipeline Vantage (Vantage) à haute pression de vapeur transporte de l'éthane de Tioga, au Dakota du Nord, et de la Saskatchewan jusqu'à Empress, en Alberta, où il se raccorde au réseau de collecte d'éthane de l'Alberta pour alimenter les usines pétrochimiques de Joffre et de Fort Saskatchewan, également en Alberta.

Faits marquants

Vantage est entré en service en juin 2014.

En octobre 2014, Pembina Prairie Facilities Ltd. (PPF) a conclu avec Vantage Pipeline Canada ULC et Mistral Midstream Inc. un accord de fusion ayant pour effet de transférer la propriété du pipeline de Vantage à PPF. À la fin d'août 2015, l'usine d'extraction d'éthane de Saskatchewan (UEES), près de Viewfield, est entrée en service, fournissant ainsi 800 m³/j (5 kb/j) d'éthane supplémentaire à Vantage.

Documents de réglementation

- [Tarif de l'Office](#)
- [Demande visant le projet de pipeline Vantage](#)
- [Demandes visant l'ajout de stations de pompage](#)
- [Agrandissement des stations de pompage Empress et Assiniboia](#)

⁴³ Les coûts de cessation d'exploitation de Vantage sont couverts par une lettre de crédit.

En juillet 2015, PPF a présenté à l'Office des demandes de modification de trois stations de pompage, lesquelles ont été approuvées en novembre 2015. Ces installations n'étaient toutefois pas encore en service en date de juin 2016.

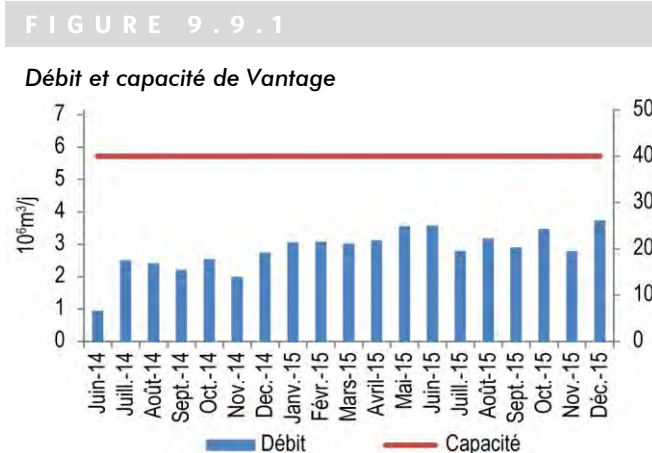
En mars 2016, PPF a déposé une demande pour obtenir l'autorisation d'accroître la capacité de Vantage à 10 800 m³/j (68 kb/j) par l'augmentation de la capacité de pompage de deux stations, Empress et Assiniboia. Vantage pourrait ainsi transporter davantage d'éthane du Dakota du Nord à l'Alberta. S'il est approuvé, le projet devrait être mis en service au troisième trimestre de 2016.

Utilisation

La figure 9.9.1 indique le débit de Vantage de 2014 à 2015, qui s'élevait en moyenne à 2 200 m³/j (14 Mb/d) en 2014 et à 3 200 m³/j (20 kb/j) en 2015.

Droits

NOVA Chemicals Corporation est le seul expéditeur engagé de Vantage. Ses droits engagés sont réglementés par les ententes avec PPF et ont été soumis à l'Office confidentiellement. Depuis octobre 2015, les droits pour le service non souscrit sont de 0,1402 \$ US/gal pour le transport depuis Tioga, et de 0,1113 \$ US/gal pour le transport depuis l'UEES. Cependant, aucun expéditeur n'a encore utilisé ce service. Les droits sont réglementés en fonction des plaintes.



Données financières

PPF a fait l'acquisition du pipeline Vantage et des parts de Mistral Midstream Inc. dans l'UEES pour un total de 614 millions de dollars.

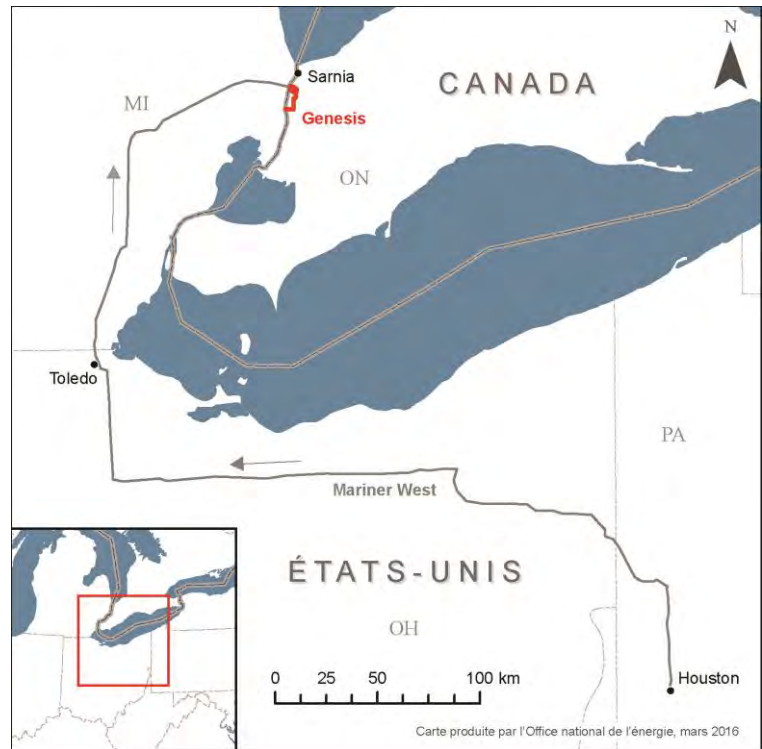
Pembina Prairie Facilities Ltd.	2014*	2015
Actif total (en millions)	669,5 \$	683,2 \$
Produits (en millions)	4,9 \$	34,5 \$
Bénéfice net (en millions)	1,8 \$	7,2 \$

Source des données financières : [documents annuels de PPF](#) présentés à l'Office.

* De la constitution en société, le 29 août 2014, jusqu'au 31 décembre 2014.

9.10 Pipeline Genesis de Genesis Pipeline Canada Ltd.

Produits et groupe de l'Office	LGN Groupe 2
Capacité annuelle moyenne	5 900 m ³ /j (37 kb/j)
Point de réception principal	Marysville (Mich.)
Point de livraison principal	Corunna (Ont.)
Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et période de prélèvement ⁴⁴	3,1 M\$ 40 ans



Aperçu

Le pipeline Genesis (Genesis) est composé d'une canalisation d'un km traversant la rivière St. Clair entre le comté St. Clair, près de Marysville, au Michigan, et Sarnia, en Ontario, ainsi que d'une canalisation de huit km reliant Sarnia et Corunna, en Ontario. Raccordé au pipeline américain Mariner West de Sunoco Logistics, Genesis transporte de l'éthane pur du bassin de Marcellus aux installations pétrochimiques de NOVA Chemicals et d'Impériale à Sarnia.

Documents de réglementation

[Tarif n° 8 de l'Office](#)

[Demande visant le projet d'agrandissement du pipeline Genesis](#)

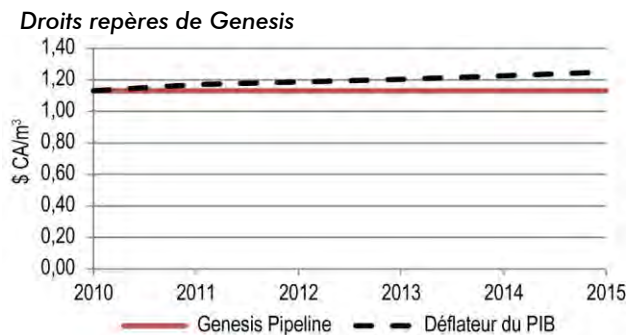
Faits marquants

Le projet d'agrandissement du pipeline Genesis a été approuvé par l'Office en juin 2012 et est entré en service en décembre 2013.

Droits

La figure 9.10.1 indique les droits repères de Genesis pour le transport de Corunna jusqu'à la frontière canado-américaine près de Sarnia, ainsi que le déflateur du PIB (normalisé). Les droits sont réglementés en fonction des plaintes.

FIGURE 9.10.1



⁴⁴ Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

10 Annexe : Profils des exploitants de gazoducs

10.1.1 NOVA Gas Transmission Ltd.

Produit et groupe de l'Office	Gaz naturel Groupe 1		
Emplacement	En amont de la rivière James	Nord et est	Porte de l'est
Points de réception principaux	Nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la Colombie-Britannique	Nord et est de l'Alberta	Marché intérieur de l'Alberta
Points de livraison principaux	Marché intérieur de l'Alberta et frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique	Marché intérieur de l'Alberta	McNeill et Empress
Capacité annuelle moyenne	228 10 ⁶ m ³ /j (8,0 Gpi ³ /j)	121 10 ⁶ m ³ /j (4,3 Gpi ³ /j)	126 10 ⁶ m ³ /j (4,5 Gpi ³ /j) ⁴⁵
Taux d'utilisation moyen en 2015	97 %	72 %	98 % ⁴⁶
Volume total de livraison du réseau en 2015	111,2 10 ⁹ m ³ (3,9 Tpi ³)		
Base tarifaire	6,1 G\$		
Coût du service en 2015	1,8 G\$		
Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et période de prélèvement ⁴⁷	2,184 G\$ 30 ans		

45 Capacité nominale fournie par TransCanada PipeLines Ltd. (TCPL), estimée à l'aide de la méthode selon laquelle les livraisons quotidiennes maximales ne doivent pas excéder la moindre des valeurs suivantes, soit la capacité du réseau pipelinier en aval ou le total de la demande de service garanti applicable.

46 Selon la capacité nominale à la Porte de l'est fournie par TCPL.

47 Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

Aperçu

Le réseau de Nova Gas Transmission Ltd. (NGTL) comporte plus de 25 000 km de gazoducs et d'installations connexes en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique et compte 1 100 points de réception ainsi que plus de 300 points de livraison. Propriété exclusive de TransCanada Corporation, ce réseau est réglementé par l'Office depuis 2009.

Le réseau de NGTL est divisé en trois secteurs : rivière de la Paix, nord et est, et réseau principal. Pour les données sur le débit, ces secteurs correspondent respectivement à « en amont de la rivière James », « secteur nord et est » et « Porte de l'est ».

Faits marquants

Le réseau de NGTL s'agrandit rapidement; des installations d'une valeur de 2 milliards de dollars y ont d'ailleurs été ajoutées de 2010 à 2015. Il compte également de nouvelles sources d'approvisionnement, notamment la formation de Montney, dans la partie nord-ouest du réseau. Comme la capacité de certains tronçons des secteurs connaissant une croissance rapide est limitée, de nouvelles installations sont ajoutées au réseau.

Utilisation

Le gaz naturel en provenance des points de réception du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique entre dans le réseau de NGTL en amont de la rivière James par les gazoducs de Horn River et de Groundbirch. La figure 10.1.1 indique le débit et la capacité en amont de la rivière James. La capacité d'environ $184 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($6,5 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2010 a augmenté pour atteindre $251 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($8,9 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) à la fin 2015. Le débit a également augmenté dans ce secteur grâce à l'approvisionnement grandissant en gaz naturel provenant des formations de Horn River et de Montney; le débit moyen s'élevait à $220 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($7,78 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2015.

Le secteur nord et est du réseau de NGTL approvisionne le marché intérieur de l'Alberta et transporte le gaz naturel utilisé pour l'exploitation des sables bitumineux dans le nord de la province. La figure 10.1.2 indique le débit et la capacité de ce secteur. La capacité, qui varie d'une saison à l'autre, augmente depuis 2010. En 2015, elle variait de $111 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($3,9 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en été à $141 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($5,0 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en hiver. Le débit moyen s'élevait à $87 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($3,08 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2015.

Documents de réglementation

- [Demande concernant le règlement sur les besoins en produits de NGTL pour 2016 et 2017](#)
- [Demande pour les taux, droits et frais provisoires de 2015](#)
- [Demande concernant le projet d'expansion Towerbirch](#)
- [Demande concernant le projet d'agrandissement du réseau de NGTL en 2017](#)
- [Demande concernant le projet North Montney](#)

FIGURE 10.1.1

Débit et capacité en amont de la rivière James

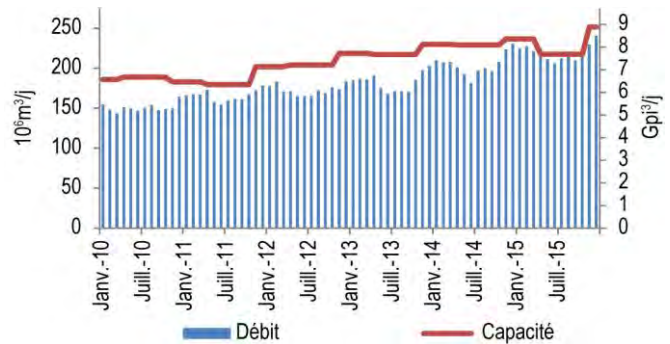
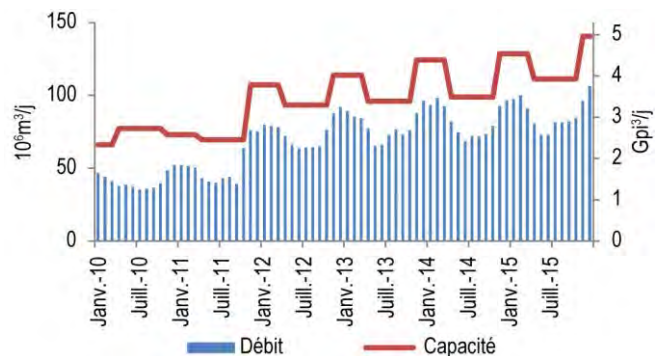


FIGURE 10.1.2

Débit et capacité nominale du secteur nord et est



La figure 10.1.3 indique la capacité nominale et le débit à la Porte de l'est, où le réseau de NGTL se raccorde au réseau principal de TransCanada à Empress et au réseau Foothills Saskatchewan à McNeill, près de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan. La capacité nominale est estimée à l'aide de la méthode selon laquelle les livraisons quotidiennes maximales ne doivent pas excéder la moindre des valeurs suivantes, soit la capacité du réseau pipelinier en aval ou le total de la demande de service garanti applicable.

Dans les dernières années, la capacité nominale à la Porte de l'est a été établie selon les quantités totales visées par des contrats de service de transport garanti. Puisque celles-ci ont diminué, les capacités nominale et en place ont également connu une baisse. En 2015, le débit moyen à la Porte de l'est était de $124 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($4,4 \text{ Gpi}^3/\text{j}$). La diminution de la capacité nominale découle des nouvelles sources d'approvisionnement, plus éloignées de la Porte de l'est, et de l'augmentation des livraisons à l'intérieur du réseau. La capacité nominale tient compte d'hypothèses concernant les stocks, la température de l'air ambiant et du sol, la répartition des expéditions, l'offre locale et les livraisons. Le débit peut être supérieur à la capacité nominale lorsque les conditions réelles diffèrent de ces hypothèses.

Droits

Le réseau de NGTL faisait l'objet de règlements sur les besoins en produits de 2010 à 2015.

La figure 10.1.4 indique les droits repères du réseau de NGTL⁴⁸ pour le service de réception garanti, en plus de la livraison aux emplacements du groupe 1, ainsi que le déflateur du PIB (normalisé) de 2010 à 2015. Les droits repères ont diminué en 2011 et en 2012 en raison du débit accru et ont augmenté au même rythme que le déflateur du PIB de 2012 à 2015 en raison de l'augmentation des coûts liés au réseau et du débit.

FIGURE 10.1.3

Débit et capacité à la Porte de l'est

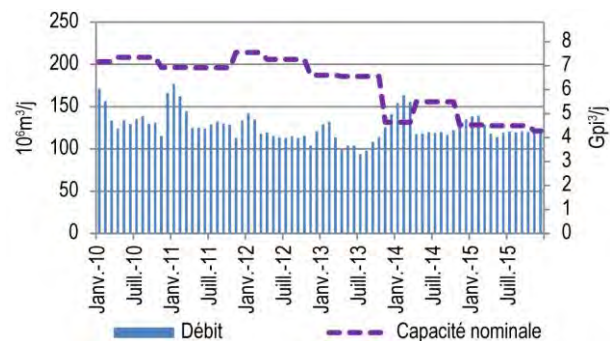
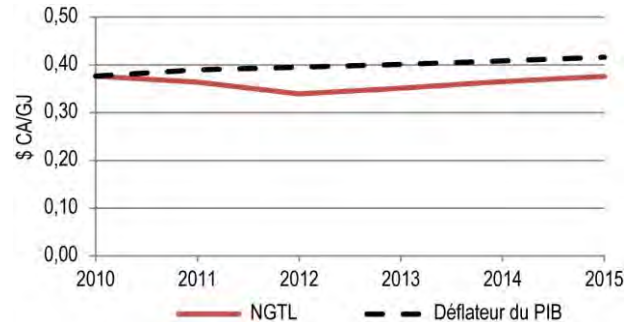


FIGURE 10.1.4

Droits repères de NGTL



48 Selon un facteur de conversion d'énergie de $1000 \text{ m}^3 = 37,24 \text{ GJ}$.

Données financières

Les produits, le bénéfice net et la base tarifaire de NGTL ont connu une hausse en raison des agrandissements de réseau et de l'augmentation du débit. Ses ratios financiers sont demeurés stables et ses cotes de solvabilité sont toujours de catégorie investissement.

NOVA Gas Transmission Ltd.	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Produits (en millions)	1 117,1 \$	1 200,2 \$	1 354,4 \$	1 506,4 \$	1 614,4 \$	1 767,1 \$
Bénéfice net (en millions)	194,1 \$	195,6 \$	198,1 \$	232,0 \$	228,5 \$	245,3 \$
Base tarifaire (en millions)	4 834,2 \$	4 878,1 \$	5 177,6 \$	5 670,7 \$	5 917,2 \$	6 094,1 \$
Ratio présumé du capital-actions	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %
Rendement du capital-actions	10,04 %	10,03 %	9,57 %	10,23 %	9,65 %	10,06 %
Ratio de couverture des intérêts et des charges fixes*	2,18	2,16	2,1	2,34	2,19	2,11
Ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette	14,3 %	13,5 %	12,6 %	13,6 %	12,6 %	12,3 %
Cote de solvabilité attribuée par DBRS	A	A	A	A (faible)	A (faible)	A (faible)
Cote de solvabilité attribuée par S&P	A-	A-	A-	A-	A-	A-
Cote de solvabilité attribuée par Moody's	A3	A3	A3	A3	A3	A3

Sources des données financières : produits, bénéfice net, capitaux propres et rendement - [documents de NGTL](#) présentés à l'Office; ratios de couverture et d'endettement - DBRS; cotes de solvabilité - DBRS, S&P et Moody's.

* Les ratios de couverture et d'endettement de 2015 correspondent au trimestre se terminant le 31 mars 2015.

10.2 Réseau principal de TransCanada Pipelines Ltd.

Produit et groupe de l'Office	Gaz naturel Groupe 1		
Base tarifaire de 2015	4,6 G\$		
Coût du service en 2015	2 G\$		
Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et période de prélèvement ⁴⁹	2 530 M\$ 25 ans		
Tronçon	Prairies	Canalisation du Nord de l'Ontario	Triangle de l'Est
Capacité annuelle moyenne	195 10 ⁶ m ³ /j (6,9 Gpi ³ /j)	102 10 ⁶ m ³ /j (3,6 Gpi ³ /j)	148 10 ⁶ m ³ /j (5,2 gpi ³ /j)
Taux d'utilisation moyen en 2015	43 %	60 %	46 %
Points de réception principaux	Empress	Tronçon des Prairies	Canalisation du Nord de l'Ontario, Parkway, Niagara, Chippawa et Dawn
Points de livraison principaux	Emerson et canalisation du Nord de l'Ontario	North Bay, Sault Ste. Marie et triangle de l'Est	Toronto, Ottawa, Iroquois et gazoduc de TQM
Horizon de planification économique (à partir de 2015) ⁵⁰	21 ans	5 ans	35 ans



49 Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

50 Les données sur l'horizon de planification économique ont été fournies dans le cadre de l'instance RH-003-2011 pour estimer l'amortissement des trois tronçons du réseau. Par exemple, la canalisation du Nord de l'Ontario devrait être complètement amortie d'ici 2020.

Aperçu

Le réseau principal de TransCanada a été construit dans les années 1950 pour transporter le gaz naturel du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) vers les marchés de l'est. Ce réseau de 14 100 km s'étend de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan jusqu'au Québec, en passant par la Saskatchewan, le Manitoba et l'Ontario.

Le tronçon des Prairies relie la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan à la station de compression 41, près d'Île-des-Chênes, au Manitoba, puis s'étend vers le sud jusqu'à la frontière canado-américaine, près d'Emerson, au Manitoba, où il se raccorde aux réseaux de Great Lakes Gas Transmission (GLGT) et de Viking Gas Transmission, lesquels transportent le gaz jusqu'aux marchés du Midwest des États-Unis. Alimentée par le BSOC, la canalisation du Nord de l'Ontario (CNO) part de la station de compression 41 et s'étend jusqu'à la station de compression 116, près de North Bay, en Ontario. De plus, une petite partie de ce tronçon relie Sault Ste. Marie, en Ontario, au réseau de GLGT. Au sud de la station 116, il se raccorde au triangle de l'Est du réseau principal. Le triangle de l'Est s'étend de l'extrémité sud-est à l'extrémité sud-ouest du réseau et alimente l'Ontario, le Québec et les marchés étrangers.

Le triangle de l'Est ne transporte pas uniquement le gaz en provenance du BSOC; en effet, il est de plus en plus alimenté par d'autres sources, notamment le bassin des Appalaches.

Faits marquants

TransCanada PipeLines Ltd. (TransCanada ou TCPL) ajoute des installations dans le triangle de l'Est pour en accroître les limites, augmenter les livraisons de gaz produit aux États-Unis en Ontario et répondre à la demande grandissante.

- Le [pipeline de raccordement King's North](#) est en construction.
- Le [projet de construction et d'exploitation des installations Greater Golden Horseshoe](#) a été mis en service en janvier 2016.
- Le [projet d'agrandissement du réseau principal à Vaughan](#) a été approuvé le 4 août 2016. Les motifs de décision seront publiés le 9 septembre 2016.

TransCanada a également soumis deux autres projets à l'Office : Énergie Est, visant la conversion de 3 000 km de gazoducs en pipelines de pétrole brut et la construction de 1 520 km de nouvelles canalisations, et le réseau principal Est, prévoyant l'agrandissement de certains tronçons du réseau en Ontario pour que TransCanada puisse continuer d'approvisionner les expéditeurs de gaz si le projet Énergie Est va de l'avant.

Documents de réglementation

[Tarif de transport sur le réseau principal de 2015 à 2020](#)

[Dépôt de conformité à la décision RH-001-2014](#)

[Demande concernant la proposition de restructuration d'entreprise et de services ainsi que les droits définitifs exigibles sur le réseau principal en 2012 et 2013](#)

[Demande visant le règlement de 2015 à 2030 pour le réseau principal](#)

[Projet Énergie Est et cession d'actifs](#)

[Projet du réseau principal Est](#)

Utilisation

La figure 10.2.1 indique le débit et la capacité du tronçon des Prairies de 2010 à 2015. La capacité varie de $187,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($6,6 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en été à $201 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($7,1 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en hiver. Le débit a augmenté depuis le milieu de 2013 en raison de l'évolution des habitudes contractuelles découlant de la mise en application de la décision relative aux droits RH-003-2011. Le débit moyen s'élevait à $84 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($3 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2015.

La figure 10.2.2 indique le débit et la capacité de la CNO de 2010 à 2015. La capacité varie de $101 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($3,56 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en été à $104 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($3,68 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en hiver. Le débit augmente considérablement en hiver en raison de la forte demande en gaz pour le chauffage domestique dans le triangle de l'Est. En général, le débit augmente depuis le milieu de 2013 au même rythme que celui du tronçon des Prairies. Le débit moyen s'élevait à $61 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($2,16 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2015.

La figure 10.2.3 indique le débit et la capacité du triangle de l'Est de 2010 à 2015. La capacité varie de $139 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($4,9 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en été à $161 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($5,7 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en hiver. Le débit moyen s'élevait à $69 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($2,4 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2015.

FIGURE 10.2.1

Débit et capacité du tronçon des Prairies



FIGURE 10.2.2

Débit et capacité de la CNO

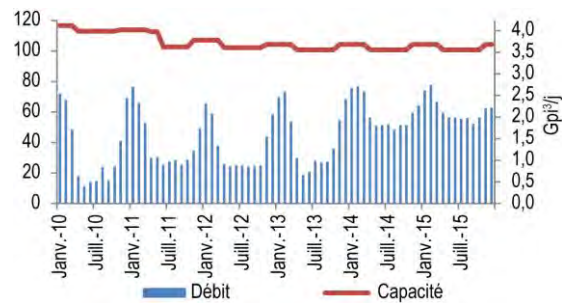
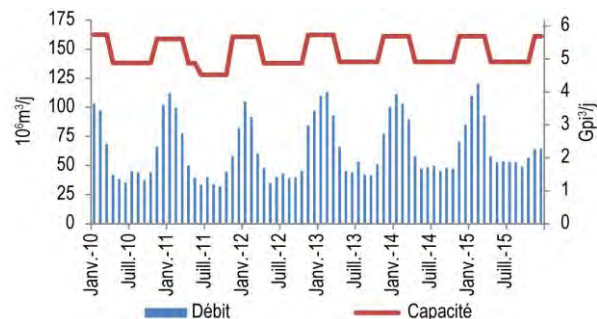


FIGURE 10.2.3

Débit et capacité du triangle de l'Est



Le réseau principal de TransCanada se raccorde au réseau de Tennessee Gas Pipeline près de Niagara Falls, en Ontario. La figure 10.2.4 en indique le débit et la capacité dans cette région de 2010 à 2015. Lorsque Niagara est devenu un point d'importation à la fin 2012, le réseau avait une capacité de $12 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($0,4 \text{ Gpi}^3/\text{j}$), qui a augmenté pour atteindre $17 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($0,6 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en novembre 2015. Le débit moyen s'élevait à $13 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($0,46 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2015.

Au point d'exportation près d'Iroquois, en Ontario, le réseau principal se raccorde au réseau d'Iroquois Gas Transmission System, lequel transporte le gaz naturel jusqu'aux marchés du Nord-Est des États-Unis. La figure 10.2.5 indique le débit et la capacité du réseau dans la région d'Iroquois de 2010 à 2015. La capacité était de $39 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($1,38 \text{ Gpi}^3/\text{j}$). Le débit varie d'une saison à l'autre; le taux d'utilisation peut atteindre 79 % en hiver et à peine 5 % en été. Le débit moyen s'élevait à $13 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($0,46 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2015.

Droits

De 2007 à 2011, le réseau principal de TransCanada était exploité selon un règlement négocié établi en fonction de droits fondés sur le coût du service. Cependant, TransCanada et ses expéditeurs ont dû trouver une solution à l'augmentation des droits entraînée par la diminution du débit; TransCanada a donc déposé une demande visant les droits contestés (RH-003-2011), qui a mené à l'adoption de droits fixes pluriannuels beaucoup moins élevés. Depuis, l'Office a tenu plusieurs instances pour régler les problèmes découlant de la transition au nouveau régime.

À la fin de 2013, TransCanada et trois sociétés de distribution locales de l'est ont présenté une autre demande à l'Office en vue de l'adoption d'un régime de droits incitant TransCanada à construire de nouvelles installations dans le triangle de l'Est. Approuvée en décembre 2014, cette demande a entre autres entraîné une légère augmentation des droits, de nouveau fondés sur le coût du service. Cette méthode de conception des droits devrait rester en place jusqu'en 2020; une période de révision est prévue avant 2018.

Pendant plusieurs années, les contrats sur le réseau principal suivaient deux tendances. D'abord, les contrats de service longue distance (d'Empress jusqu'à la CNO, en passant par le tronçon des Prairies) diminuaient, alors que les contrats courte distance gagnaient en popularité dans le triangle de l'Est. Ensuite, dans les tronçons désormais moins utilisés des Prairies et de la CNO, les expéditeurs délaissaient les contrats de service garanti d'un an en faveur de contrats de service interruptible ou de service garanti à court terme. La mise en œuvre de la décision RH-003-2011 au milieu de 2013 a cependant inversé cette tendance en entraînant une augmentation considérable des contrats de service garanti.

FIGURE 10.2.4

Débit et capacité du réseau principal de TransCanada à Niagara

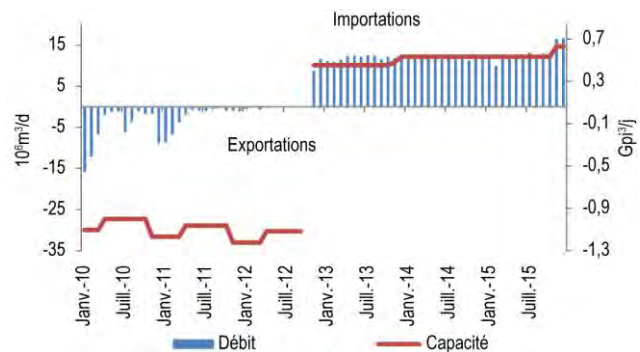
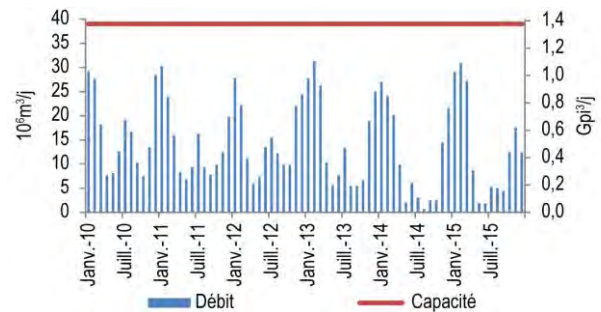


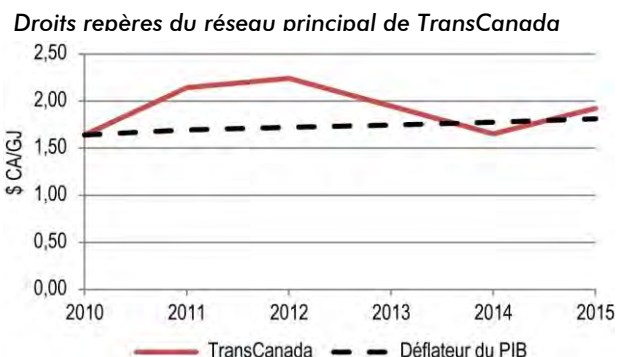
FIGURE 10.2.5

Débit et capacité du réseau principal de TransCanada à Iroquois



La figure 10.2.6 indique les droits repères du réseau principal de TransCanada pour le transport d'Empress jusqu'à la zone de livraison du sud-ouest d'Union ainsi que le déflateur du PIB (normalisé) de 2010 à 2015. Les droits ont augmenté en 2011 et en 2012 en raison d'une diminution du débit et des contrats de service garanti longue distance. Les droits de 2012, de 2,24 \$/GJ, sont restés en vigueur pendant le premier semestre de 2013 alors que l'instance RH-003-2011 était en cours, puis sont passés à 1,65 \$/GJ. Ces droits réduits sont restés en vigueur en 2014, jusqu'à ce qu'une augmentation soit approuvée en 2015 pour couvrir les coûts des nouvelles installations proposées.

FIGURE 10.2.6



Données financières

TCPL est une filiale en propriété exclusive de TransCanada Corporation. En plus du réseau principal canadien, TCPL détient d'autres sociétés, dont NGTL et Keystone. Les produits du réseau principal ont connu une hausse en 2014 et en 2015 grâce à l'augmentation des contrats et à la possibilité d'établir des droits plus élevés pour les services non souscrits. Les ratios financiers de TransCanada Corporation demeurent stables, et les cotes de solvabilité de TransCanada sont de catégorie investissement.

TransCanada	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Produits (en millions)* - Réseau principal	1 818,3 \$	1 855,8 \$	1 558,6 \$	1 519,1 \$	1 645,4 \$	2 396,9 \$
Bénéfice net (en millions)* - Réseau principal	262,9 \$	246,7 \$	265,7 \$	273,4 \$	293,2 \$	200,7 \$
Base tarifaire (en millions)* - Réseau principal	6 446,9 \$	6 165,3 \$	5 775,9 \$	5 751,9 \$	5 611,7 \$	4 617,2 \$
Ratio présumé du capital-actions* - Réseau principal	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %
Rendement du capital-actions* - Réseau principal	10,2 %	10 %	11,5 %	11,88 %	13,06 %	10,86 %
Ratio de couverture des intérêts et des charges fixes**	2,01	2,39	2,18	2,39	2,59	2,7
Ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette	15,6 %	16,4 %	15,1 %	15,5 %	15,4 %	14,7 %
Cote de solvabilité attribuée par DBRS***	A	A	A	A (faible)	A (faible)	A (faible)
Cote de solvabilité attribuée par S&P***	A-	A-	A-	A-	A-	A-
Cote de solvabilité attribuée par Moody's***	A3	A3	A3	A3	A3	A3

Sources de données financières : produits, bénéfice net, base tarifaire, capitaux propres et rendement - [documents de TransCanada](#) présentés à l'Office; ratios de couverture et d'endettement - DBRS; cotes de solvabilité - DBRS, S&P et Moody's.

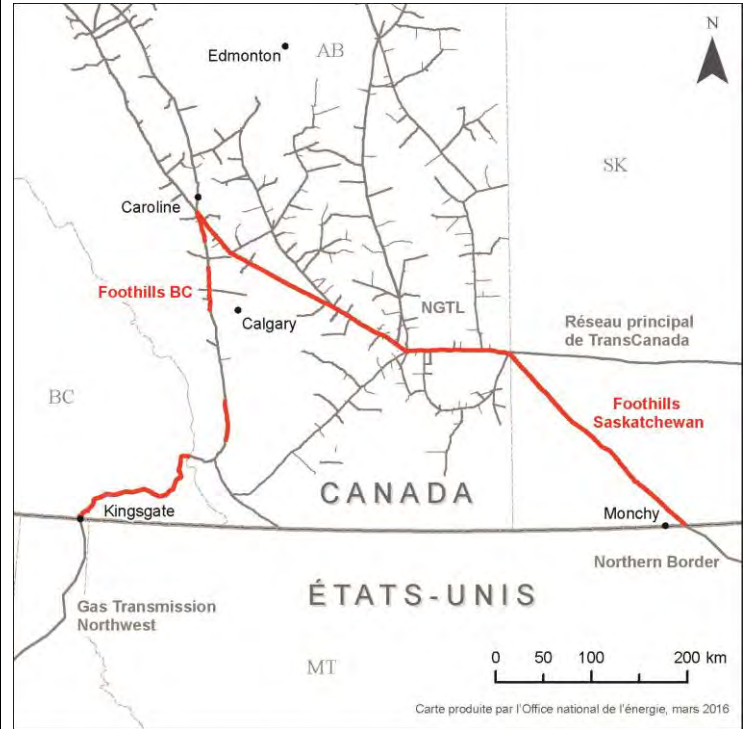
* Les résultats et le ratio du capital-actions sont ceux du réseau principal canadien de TransCanada.

** Les ratios de couverture et d'endettement sont ceux de TransCanada Corporation et ont été fournis par DBRS. Les ratios de 2015 correspondent au trimestre se terminant le 31 mars 2015.

*** Les cotes de solvabilité sont celles de TransCanada PipeLines Ltd.

10.3 Réseau Foothills de Foothills Pipe Lines Ltd.

Produit et groupe de l'Office ⁵¹	Gaz naturel Groupe 1
Capacité annuelle moyenne	C.-B. : 85 10 ⁶ m ³ /j (2,9 Gpi ³ /j) Sask. : 66 10 ⁶ m ³ /j (2,2 Gpi ³ /j)
Taux d'utilisation moyen en 2015	C.-B. : 65 % Sask. : 62 %
Point de réception principal	Caroline (Alb.)
Points de livraison principaux	Kingsgate (C.-B.); Monchy (Sask.)
Base tarifaire en 2016 (zones 8 et 9)	341 M\$
Coût du service en 2016 (zones 8 et 9)	106 M\$
Coûts estimatifs de cessation d'exploitation et période de prélèvement ⁵²	198 M\$ 30 ans



Aperçu

La capacité des zones 6 et 7 du réseau Foothills (Foothills), en Alberta, est souscrite par NGTL en vertu d'un accord de transport par des tiers. Ce rapport fait seulement état des zones 8 (Foothills BC) et 9 (Foothills Saskatchewan).

Documents de réglementation

[Document concernant les tarifs de 2016](#)

D'une longueur d'environ 1 240 km, Foothills se raccorde au réseau de NGTL près de Caroline, en Alberta, ainsi qu'en Colombie-Britannique et en Saskatchewan. Le réseau Foothills BC transporte du gaz naturel depuis le BSOC jusqu'à la frontière canado-américaine, près de Kingsgate, en Colombie-Britannique, où il se raccorde au réseau de Gas Transmission Northwest, qui approvisionne les marchés du Nord-Ouest des États-Unis, de la Californie et du Nevada. Le réseau Foothills Saskatchewan transporte quant à lui du gaz naturel du BSOC à la frontière canado-américaine près de Monchy, en Saskatchewan, où il se raccorde au pipeline Northern Border, qui approvisionne les marchés du Midwest américain. Foothills est une propriété exclusive de TransCanada Corporation.

Faits marquants

Le débit de Foothills Saskatchewan a diminué en 2014 et en 2015 en raison de la baisse des exportations canadiennes dans le Midwest américain. Le débit de Foothills BC est quant à lui demeuré relativement stable.

51 Le débit, la base tarifaire et le coût du service sont ceux des zones 8 et 9 uniquement.

52 Période de prélèvement débutant le 1er janvier 2015.

Utilisation

La figure 10.3.1 indique la capacité et le débit de Foothills BC de 2010 à 2015. La capacité varie de $81 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($2,9 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en été à $85 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($3 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en hiver. En 2015, le débit moyen à la frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique était de $54 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($1,9 \text{ Gpi}^3/\text{j}$).

La figure 10.2.2 indique la capacité et le débit de Foothills Saskatchewan de 2010 à 2015. La capacité à la frontière entre la Saskatchewan et les États-Unis varie de $62 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($2,2 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en été à $66 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($2,3 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en hiver. En 2015, le débit moyen était de $39 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($1,4 \text{ Gpi}^3/\text{j}$).

Droits

Foothills a fait l'objet d'une entente de règlement de 2003 à 2015. La figure 10.3.3 indique les droits repères de Foothills Saskatchewan et de Foothills BC ainsi que le déflateur du PIB (normalisé) de 2010 à 2015. Les droits repères de Foothills BC pour le service garanti SG-1 ont augmenté en 2011 et en 2012 en raison de la diminution des contrats de service garanti. En 2012, cette augmentation a été partiellement contrebalancée par la hausse des produits tirés des autres types de services. La diminution des dépenses et le remboursement des prélèvements excédentaires de 2012 ont cependant entraîné une baisse des droits en 2013. En 2014 et en 2015, les droits ont à nouveau augmenté.

Les droits repères de Foothills Saskatchewan, soit les droits liés à la demande de service garanti pour la zone 9, ont diminué en 2011 en raison de la baisse des dépenses et de la hausse des contrats de service interruptible et de service garanti à court terme, puis ont augmenté en 2012 à cause d'une importante diminution des contrats de service garanti. Le remboursement des prélèvements excédentaires de 2012 a entraîné une baisse des droits en 2013, qui ont à nouveau augmenté en 2014 et en 2015 en raison de la baisse du débit.

FIGURE 10.3.1

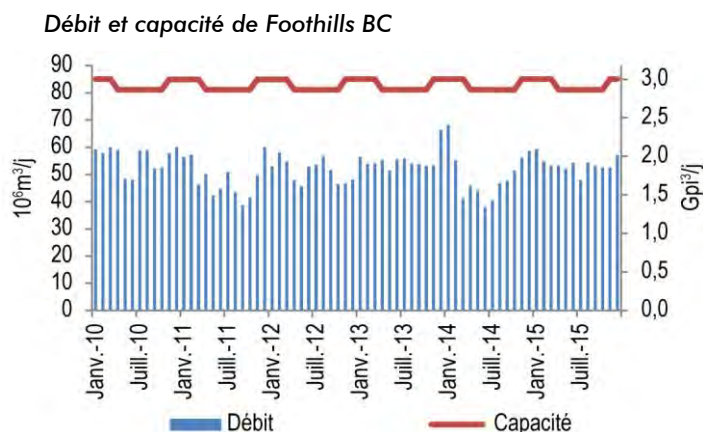


FIGURE 10.3.2

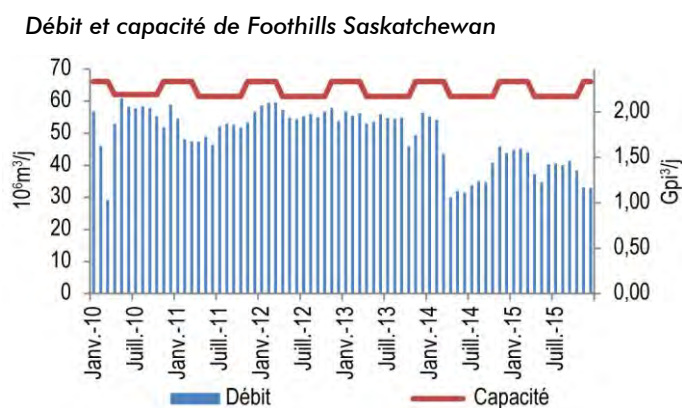
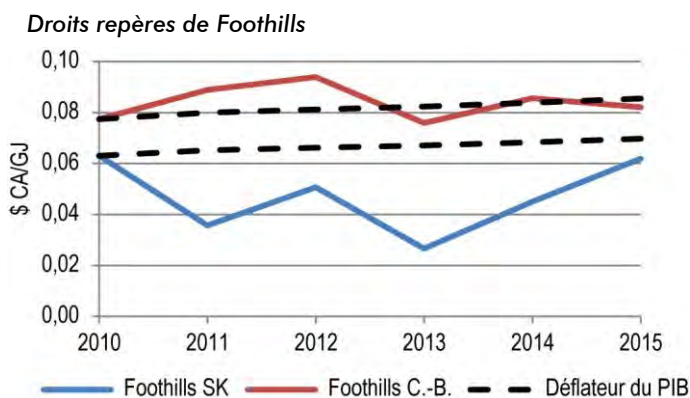


FIGURE 10.3.3



Données financières

Foothills est exploité selon une méthode de conception des droits fondée sur le coût du service et négociée avec les expéditeurs, grâce à laquelle le rendement du capital-actions est demeuré stable dans les dernières années malgré la baisse de débit et de produits. Foothills est une filiale en propriété exclusive de TransCanada PipeLines Ltd., qui est elle-même une filiale de TransCanada Corporation. Foothills rapporte environ 2 % des bénéfices de TransCanada Corporation. Les cotes de solvabilité de TransCanada figurent à l'annexe de la section 12.

Foothills Pipe Lines Ltd. (toutes les zones)	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Produits (en millions)	204,1 \$	192,3 \$	194,2 \$	193,4 \$	181,8 \$	178,9 \$
Bénéfice net (en millions)	25,4 \$	23,5 \$	21,7 \$	20,9 \$	19,4 \$	17,7 \$
Base tarifaire (en millions)	654,6 \$	605,1 \$	557,3 \$	518,4 \$	480,6 \$	437,7 \$
Ratio présumé du capital-actions	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %
Rendement du capital-actions	9,7 %	9,7 %	9,7 %	10,1 %	10,1 %	10,1 %

Source des données financière : produits, bénéfice net, base tarifaire, capitaux propres et rendement - [documents de Foothills](#) présentés à l'Office.

10.4 Pipeline Alliance d'Alliance Pipeline Ltd.

Produit et groupe de l'Office	Gaz naturel riche en liquides Groupe 1
Capacité annuelle moyenne	49 10 ⁶ m ³ /j (1,7 Gpi ³ /j)
Taux d'utilisation moyen en 2015	99 %
Points de réception principaux	Alb. et C.-B.
Point de livraison principal	Chicago (Ill.)
Base tarifaire	1,3 G\$
Coût du service en 2015	S.O.
Coûts estimatifs de la cessation d'exploitation et période de prélèvement ⁵³	310 M\$ 40 ans



Aperçu

Le pipeline Alliance (Alliance) est le seul grand gazoduc canadien pouvant transporter du gaz naturel duquel les liquides n'ont pas été extraits. Il compte 52 points de réception, principalement au nord du réseau, soit dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta, et achemine le gaz naturel riche en liquides jusqu'au carrefour de Chicago. L'extraction des liquides se fait à l'usine d'Aux Sable, près de Chicago.

Documents de réglementation

[Demande d'approbation de nouveaux services et des droits et tarifs afférents](#)

Faits marquants

Alliance est entré en service en 2000 en s'appuyant sur des contrats de service garanti de 15 ans. Durant la période de renouvellement qui a débuté en 2010, peu d'expéditeurs ont choisi de reconduire leur contrat; la capacité souscrite représentait à peine 8 % de la capacité ayant auparavant fait l'objet de contrats. Alliance a donc mis au point une nouvelle offre de service, qui comprenait également de nouvelles méthodes de conception des droits, et l'a soumise à l'approbation de l'Office en 2014. Après l'audience, en avril 2015, près de 100 % de la capacité du pipeline faisant l'objet de contrats fondés sur la méthode de conception des droits proposée. L'Office a approuvé les droits de service garanti et les nouveaux services proposés tout en laissant une certaine liberté à Alliance dans l'établissement des prix plancher de soumission pour le service garanti saisonnier et le service interruptible, et lui a donné instruction de transférer tout résultat en trésorerie excédentaire dans un compte de réserve. Avant de procéder à la distribution de ces sommes, Alliance doit soumettre une étude d'amortissement à l'approbation de l'Office.

⁵³ Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

Utilisation

La figure 10.4.1 indique le débit et la capacité d'Alliance. La capacité varie en fonction de la température ambiante; de $45 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($1,6 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en été il passe à $51 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($1,8 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en hiver. La capacité du pipeline est presque entièrement utilisée depuis sa mise en service.

Le débit moyen était de $46 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($1,63 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2015.

Droits

La figure 10.4.2 indique les droits repères d'Alliance ainsi que le déflateur du PIB (normalisé) de 2010 à 2015, période durant laquelle les droits repères sont demeurés à peu près stables. Le tarif comprenait un service de dépassement autorisé grâce auquel les expéditeurs pouvaient transporter une quantité supplémentaire de gaz à très faible coût lorsqu'une certaine capacité était inutilisée.

Sous le nouveau régime de droits, les droits du service garanti ont diminué d'environ 35 % le 1^{er} décembre 2015. Cependant, les expéditeurs doivent payer pour le service interruptible s'ils souhaitent transporter une quantité supplémentaire de gaz. Les droits⁵⁴ de service sur tout le couloir de la zone 1⁵⁵ sont passés de $34,48 \text{ \$/}10^3 \text{ m}^3$ ($0,84 \text{ \$/GJ}$) à $23,61 \text{ \$/}10^3 \text{ m}^3$ ($0,58 \text{ \$/GJ}$).

FIGURE 10.4.1

Débit et capacité d'Alliance

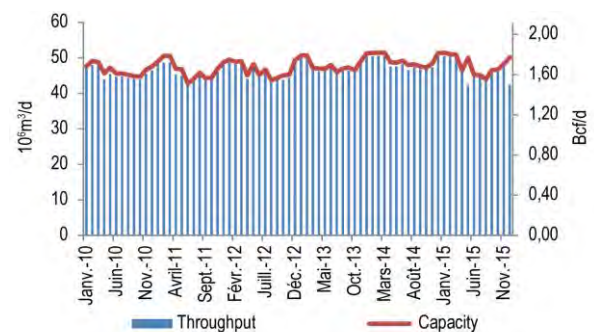
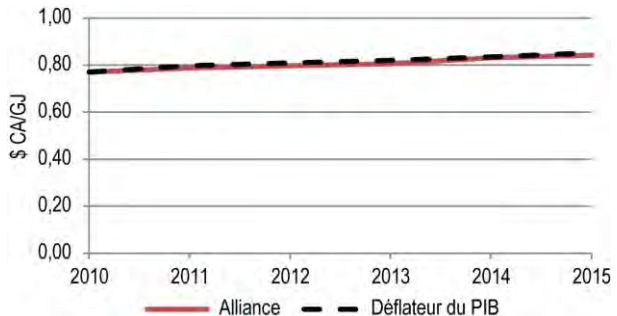


FIGURE 10.4.2

Droits repères d'Alliance



54 Calculés selon un facteur de conversion d'énergie de $40,97 \text{ MJ}/\text{m}^3$.

55 Service garanti de trois ans sur tout le couloir de la zone 1 à la frontière canado-américaine.

Données financières

Alliance Pipeline Ltd. (APL) affiche un taux de rendement du capital-actions de 11,26 % chaque année depuis le début de son exploitation. Le rendement du capital-actions est fondé sur un taux de base approuvé de 12,0 % et un ajustement pour le dépassement des coûts durant la construction. APL a commencé à offrir ses nouveaux services en décembre 2015 et indiquera le rendement du capital-actions réalisé dans ses dépôts de conformité annuels auprès de l'Office. À cela s'ajoutent d'autres renseignements qu'APL devra présenter à l'Office tous les trimestres et que la société a d'ailleurs fournis pour le mois de décembre 2015. Auparavant, APL n'avait pas à soumettre des rapports de surveillance trimestriels à l'Office.

Les ratios financiers d'APL se sont améliorés dans les dernières années, signe que la société est mieux à même de s'acquitter des intérêts sur sa dette. Cependant, DBRS a revu sa cote de solvabilité à la baisse en 2015 après la signature de nouveaux contrats avec les expéditeurs, en partie à cause de la solvabilité moindre de ces derniers et de la durée raccourcie des contrats.

Alliance Pipeline Ltd.	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ratio présumé du capital-actions	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 % ⁵⁶
Rendement du capital-actions	11,26 %	11,26 %	11,26 %	11,26 %	11,26 %	--
Ratio de couverture des intérêts et des charges fixes*	2,25	2,21	2,29	2,41	2,58	2,75
Ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette*	16,9 %	18,0 %	18,5 %	21,2 %	22,3 %	27,4 %
Cote de solvabilité attribuée par DBRS	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	BBB

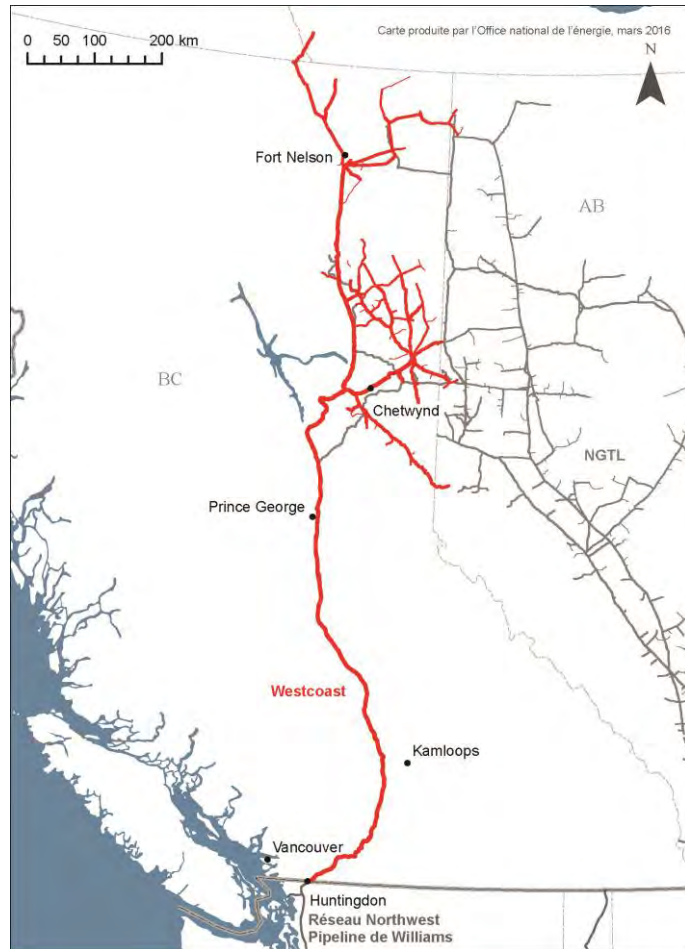
Sources des données financières : ratio présumé du capital-actions et rendement du capital-actions - [documents concernant les droits d'Alliance](#) présentés à l'Office; ratios de couverture et d'endettement - DBRS; cotes de solvabilité - DBRS.

* Les ratios de couverture et d'endettement de 2015 correspondent au semestre se terminant le 30 juin 2015.

56 Jusqu'au 30 novembre 2015; aucun ratio présumé du capital-actions n'est associé aux nouveaux services offerts par Alliance depuis décembre 2015. Alliance a appuyé sa demande de nouvelle offre de service sur une proportion du capital-actions de 40 %.

10.5 Réseau de la Division du transport de Westcoast Energy Inc.

Produits et groupe de l'Office	Gaz naturel Groupe 1
Capacité annuelle moyenne (T-Sud)	44 10 ⁶ m ³ /j (1,6 Gpi ³ /j)
Taux d'utilisation moyen en 2015	92 %
Points de réception principaux	T-Nord
Points de livraison principaux	Lower Mainland, Huntingdon (C.-B.)
Base tarifaire en 2015	1,3 G\$
Coût du service en 2014	377 M\$
Coûts estimatifs de la cessation d'exploitation et période de prélèvement ⁵⁷	684 M\$ 40 ans



Aperçu

Le réseau de la Division du transport de Westcoast Energy Inc. (Westcoast), exploitée sous la dénomination sociale Spectra Energy Transmission, part de divers points du Yukon, des Territoires du Nord-Ouest, de l'Alberta et de la Colombie-Britannique pour se rendre à la frontière canado-américaine, près de Huntingdon, en Colombie-Britannique. À la frontière, il se raccorde au réseau Northwest Pipeline de Williams, qui transporte le gaz naturel jusqu'au Nord-Ouest des États-Unis. Westcoast se divise en deux; le tronçon T-Nord, au nord de la station 2 et juste à l'ouest de Chetwynd, alimente le réseau de NGTL ainsi que le second tronçon, T-Sud, lequel se trouve au sud de la station 2 et alimente le Lower Mainland de la Colombie-Britannique et le point d'exportation de Huntingdon. Le tronçon T-Nord se raccorde au réseau de NGTL à deux endroits : Nova Gordondale et Sunset/Groundbirch. Le réseau de collecte et de traitement de Westcoast, réglementé par l'Office selon le Cadre de réglementation assoupli, figure également sur la carte.

⁵⁷ Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

Faits marquants

Westcoast a déposé deux demandes auprès de l'Office en vue d'étendre son service garanti dans la région britanno-colombienne de la rivière de la Paix. L'Office a approuvé le projet d'agrandissement Jackfish Lake le 15 juillet 2016. Le projet d'agrandissement High Pine est toujours à l'étude.

Utilisation

La figure 10.5.1 indique le débit et la capacité du tronçon T-Nord de 2010 à 2015. En 2015, la capacité et le débit moyens s'élevaient respectivement à $81\ 10^6\ \text{m}^3/\text{j}$ ($2,9\ \text{Gpi}^3/\text{j}$) et à $58\ 10^6\ \text{m}^3/\text{j}$ ($2,1\ \text{Gpi}^3/\text{j}$). Les expéditions de Westcoast au réseau de NGTL étaient de $14\ 10^6\ \text{m}^3/\text{j}$ ($0,5\ \text{Gpi}^3/\text{d}$) en moyenne en 2015.

La figure 10.5.2 indique le débit et la capacité du tronçon T-Sud de 2010 à 2015. En 2015, la capacité variait de $41\ 10^6\ \text{m}^3/\text{j}$ ($1,45\ \text{Gpi}^3/\text{j}$) à $48\ 10^6\ \text{m}^3/\text{j}$ ($1,70\ \text{Gpi}^3/\text{j}$), et le débit moyen s'élevait à $40\ 10^6\ \text{m}^3/\text{j}$ ($1,4\ \text{Gpi}^3/\text{j}$). Au point d'exportation de Huntingdon, le débit moyen était de $31\ 10^6\ \text{m}^3/\text{j}$ ($1,08\ \text{Gpi}^3/\text{d}$) en 2015.

Droits

Les droits de Westcoast font l'objet d'un règlement négocié fondé sur le coût du service. Westcoast a été exploité dans le cadre de règlements sur les droits de 2011 à 2015.

La figure 10.5.3 indique les droits repères de Westcoast⁵⁸ pour le service garanti avec contrat de deux ans dans le tronçon T-Sud jusqu'à la zone de livraison de Huntingdon ainsi que le déflateur du PIB (normalisé) de 2010 à 2015. Les droits repères ont varié au même rythme que le déflateur du PIB de 2010 à 2013 et ont augmenté en 2014 en raison de la diminution prévue du débit et des coûts associés aux nouvelles installations, comme le projet North Montney et l'agrandissement du tronçon T-Nord. Le débit réel en 2014 s'est cependant révélé supérieur aux prévisions et les droits de 2015 ont été revus à la baisse en fonction des produits supplémentaires. A également contribué à cette diminution le débit accru prévu pour 2015.

FIGURE 10.5.1

Débit et capacité du tronçon T-Nord de Westcoast

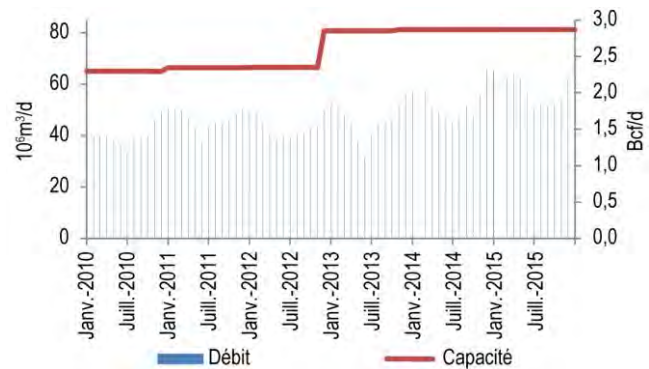


FIGURE 10.5.2

Débit et capacité du tronçon T-Sud de Westcoast

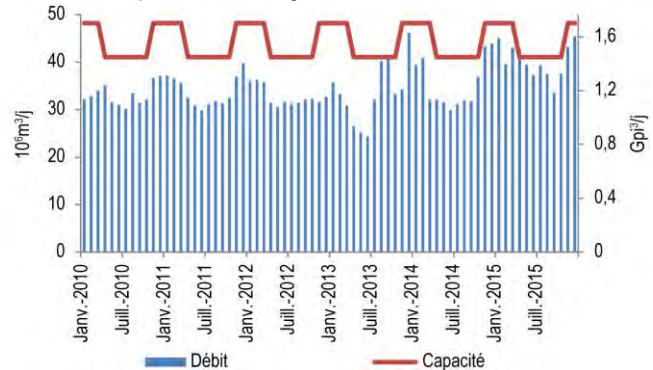
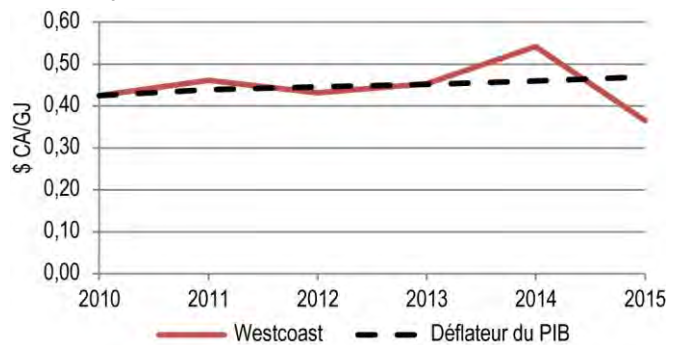


FIGURE 10.5.3

Droits repères de Westcoast



58 Selon un facteur de conversion d'énergie de $1\ 000\ \text{m}^3 = 37,24\ \text{GJ}$.

Données financières

Les produits, le bénéfice net et la base tarifaire de Westcoast Energy Inc. ont augmenté grâce à l'agrandissement du réseau et à la hausse du débit. Le ratio de couverture demeure stable et les cotes de solvabilité sont de catégorie investissement.

Westcoast Energy Inc.	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Produits (en millions) – Westcoast	295,7 \$	322,9 \$	325,0 \$	396,6 \$	384,8 \$	393,8 \$
Bénéfice net (en millions) – Westcoast	35,1 \$	46,1 \$	49,6 \$	53,1 \$	53,9 \$	50,6 \$
Base tarifaire (en millions) – Westcoast	1 092,9 \$	1 074,3 \$	1 223,9 \$	1 349,1 \$	1 346,4 \$	1 346,9 \$
Ratio présumé du capital-actions – Westcoast	36 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %
Rendement du capital-actions – Westcoast	8,78 %	10,01 %	9,36 %	9,54 %	9,89 %	9,01 %
Ratio de couverture des intérêts et des charges fixes*	2,31	2,52	1,96	2,21	2,17	3,46
Ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette*	17,2 %	15,4 %	13,7 %	15,1 %	16,0 %	20,3 %
Cote de solvabilité attribuée par DBRS	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)
Cote de solvabilité attribuée par S&P	A-	BBB+	BBB+	BBB	BBB	BBB

Sources des données financières : produits, bénéfice net, base tarifaire, capitaux propres et rendement – [documents de Westcoast](#) présentés à l'Office; ratios de couverture et d'endettement – DBRS; cotes de solvabilité – DBRS, S&P, Moody's.

*Les résultats et le ratio du capital-actions sont ceux de la Division du transport de Westcoast Energy Inc. qui ont été soumis à l'Office.

**Les cotes de solvabilité et les ratios de couverture et d'endettement, fournis par DBRS et S&P, sont ceux de Westcoast Energy Inc., détenant une participation de 100 % dans Union Gas Limited et de 78 % dans Maritimes & Northeast Pipeline Limited. Les ratios de couverture et d'endettement de 2015 correspondent au trimestre se terminant le 31 mars 2015.

10.6 Réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

Produit et groupe de l'Office	Gaz naturel Groupe 1
Capacité annuelle moyenne	24 10 ⁶ m ³ /j (0,8 Gpi ³ /j)
Taux d'utilisation moyen en 2015	62 %
Point de réception principal	Réseau principal de TransCanada, près de Saint-Lazare (Québec)
Points de livraison principaux	Montréal, Québec et East Hereford (Québec)
Base tarifaire en 2015	343 M\$
Coût du service en 2015	84 M\$
Coûts estimatifs de la cessation d'exploitation et période de prélèvement ⁵⁹	102 M\$ 25 ans



Aperçu

D'une longueur de 572 km, le réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes (TQM) s'étend d'une part d'un raccordement au réseau principal de TransCanada situé près de Saint-Lazare, au Québec, jusqu'à un point dans la municipalité de Lévis, sur la rive sud du Saint-Laurent, près de Québec, et d'autre part de Terrebonne, au nord de Montréal, jusqu'à la frontière canado-américaine, près d'East Hereford, au Québec.

Le réseau de TQM comporte 31 points de livraison et deux stations de compression. À East Hereford, il se raccorde avec le réseau Portland Natural Gas Transmission, qui alimente le marché des États du Nord-Est, principalement le Vermont, le New Hampshire, le Maine et le Massachusetts. Le réseau appartient à TransCanada Corporation et à une filiale de la Société en commandite Gaz Métro. Toute la capacité du réseau fait l'objet de contrats avec réseau principal de TransCanada.

Faits marquants

Aucun événement marquant n'est récemment survenu.

Documents de réglementation

- [Demande concernant le règlement sur les droits de 2014 à 2016](#)
- [Demande d'approbation du service de transport de biogaz 2 \(TBG2\)](#)

⁵⁹ Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

Utilisation

La figure 10.6.1 indique la capacité et le débit du réseau de TQM de 2010 à 2015. La capacité est de $24 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($0,8 \text{ Gpi}^3/\text{j}$), et le débit varie d'une saison à l'autre; le taux d'utilisation peut atteindre 95 % en hiver et aussi peu que 41 % en été. Le débit moyen s'élevait à $15 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($0,5 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2015.

La figure 10.6.2 indique la capacité et le débit du réseau au point d'exportation d'East Hereford de 2010 à 2015. La capacité est de $6 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($0,2 \text{ Gpi}^3/\text{j}$), ce qui correspond également au débit moyen de 2015. Le débit élevé de 2015 a été entraîné par la diminution de la production de gaz naturel dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse et l'augmentation de la demande dans le marché des États du Nord-Est, en particulier durant l'hiver.

Droits

Le réseau de TQM a fait l'objet de règlements sur les droits de 2010 à 2016. Toute la capacité du réseau est visée par des contrats de service garanti avec TransCanada, laquelle s'acquitte des frais liés à la demande, peu importe le débit.

La figure 10.6.3 indique les droits repères du réseau⁶⁰, soit les frais mensuels liés à la demande T1, ainsi que le déflateur du PIB (normalisé) de 2010 à 2015. Les droits ont légèrement diminué de 2010 à 2012 en raison du règlement. Le débit prévu a augmenté de 2012 à 2014, réduisant ainsi les droits de ces années.

FIGURE 10.6.1

Débit et capacité du réseau de TQM

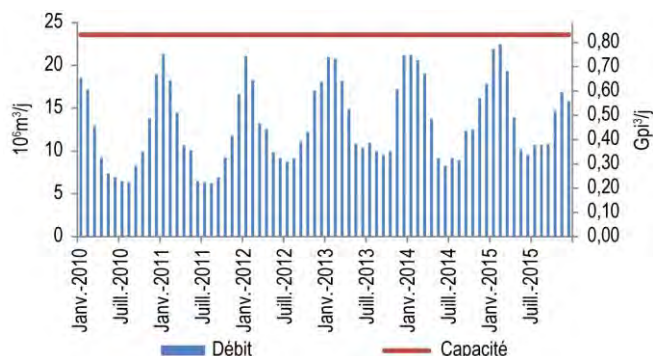


FIGURE 10.6.2

Débit et capacité à East Hereford

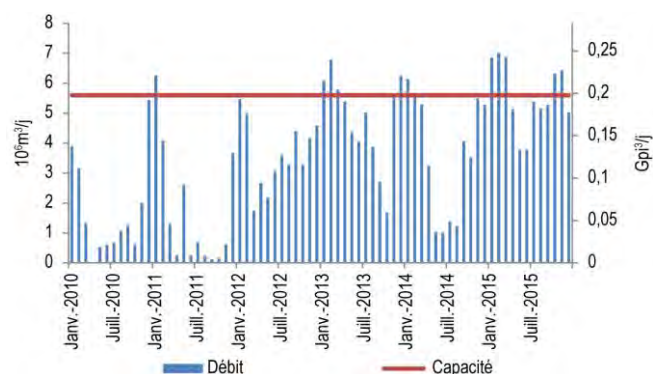
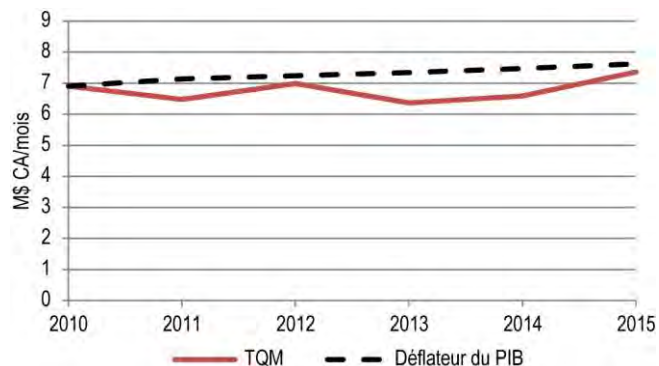


FIGURE 10.6.3

Droits repères du réseau de TQM



60 Selon un facteur de conversion d'énergie de $1000 \text{ m}^3 = 37,24 \text{ GJ}$.

Données financières

L'entente de règlement de 2014 à 2016 a établi le rendement de la base tarifaire, mais la structure du capital et le taux de rendement du capital-actions n'y étaient pas précisés. À titre indicatif, TQM calcule le taux de rendement de la base tarifaire selon le coût moyen pondéré du capital après impôts, méthode approuvée par l'Office dans sa plus récente décision sur le coût du capital de TQM (RH-1-2008). Comme cette méthode tient compte à la fois du rendement des capitaux d'emprunt et du rendement du capital-actions, son résultat est généralement inférieur au rendement du capital-actions. Dans les dernières années, il s'élevait en moyenne à environ 6 %.

Les produits de TQM sont demeurés stables, alors que ses coûts et sa base tarifaire diminuent. En raison de la diminution de la dette dans la structure du capital, le ratio de couverture s'est amélioré en 2014 et en 2015. La cote de solvabilité attribuée par DBRS est toujours de catégorie investissement.

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Produits (en millions)	82,0 \$	82,3 \$	82,2 \$	78,6 \$	80,8 \$	83,7 \$
Coûts fixes (en millions)	69,6 \$	69,0 \$	68,8 \$	63,6 \$	60,0 \$	58,8 \$
Base tarifaire (en millions)	412,9 \$	393,8 \$	373,3 \$	362,3 \$	352,7 \$	343,0 \$
Coût moyen pondéré du capital après impôt	6,4 %	6,47 %	6,76 %	5,66 %	6,12 %	5,91 %
Ratio de couverture des intérêts et des charges fixes*	3,20	4,54	4,31	3,75	3,98	4,24
Ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette*	16,4 %	19,8 %	18,8 %	16,7 %	17,7 %	17,7 %
Cote de solvabilité attribuée par DBRS	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)

Sources des données financières : produits, coûts fixes, base tarifaire et coût du capital - [documents de TOM](#) présentés à l'Office; ratios de couverture et d'endettement - DBRS; cotes de solvabilité - DBRS.

* Les ratios de couverture et d'endettement de 2015 correspondent au semestre se terminant le 30 juin 2015.

10.7 Réseau de Maritimes & Northeast Pipeline LP

Produit et groupe de l'Office	Gaz naturel Groupe 1
Capacité annuelle moyenne	16 10 ⁶ m ³ /j (0,56 Gpi ³ /j)
Taux d'utilisation moyen en 2015	45 %
Point de réception principal	Goldboro (N.-É.)
Points de livraison principaux	Halifax (N.-É.); Moncton, Saint John et St. Stephen (N.-B.)
Base tarifaire en 2015	401 M\$
Coût du service en 2015	120 M\$
Coûts estimatifs de la cessation d'exploitation et période de prélèvement ⁶¹	150 M\$ 19,5 ans



Aperçu

Le tronçon canadien du réseau de Maritimes & Northeast Pipeline LP (M&NP) s'étend de Goldboro, en Nouvelle-Écosse, jusqu'à la frontière canado-américaine près de St. Stephen, au Nouveau-Brunswick. Aux États-Unis, le réseau traverse le Maine et le New Hampshire jusqu'au Massachusetts. Il se raccorde au gazoduc Brunswick d'Emera ainsi qu'aux réseaux Portland, Tennessee et Algonquin.

Le réseau de M&NP est entré en service en décembre 1999 pour transporter le gaz naturel venant du Projet énergétique extracôtière de l'île de Sable jusqu'aux marchés du Nord-Est des États-Unis. En ce moment, il transporte également la production extracôtière du projet Deep Panuke et le gaz du champ McCully, au Nouveau-Brunswick. Comme il est bidirectionnel, il transporte le gaz en provenance des États-Unis lorsque la production extracôtière ne répond pas à la demande canadienne. Cet approvisionnement supplémentaire provient du réseau Portland ou du terminal d'importation de gaz naturel liquéfié (GNL) Canaport, dans le gazoduc Brunswick d'Emera.

Faits marquants

L'approvisionnement en gaz naturel en provenance de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse a diminué en 2015. À la mi-mai, Encana a interrompu la production à Deep Panuke, dont elle est l'exploitante, et a annoncé qu'elle ne reprendrait qu'en hiver, alors que la demande et les prix du gaz sont au plus haut. De plus, la société a divisé de moitié son estimation des réserves du projet en raison d'une infiltration d'eau plus importante que prévue dans le réservoir. La production de l'île de Sable est demeurée stable en 2015 à 4 10⁶ m³/j (0,14 Gpi³/j) en moyenne. Cependant, le projet est voué à un déclin à long terme.

⁶¹ Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

Documents de réglementation

[Demande d'approbation du règlement sur les droits de 2014 à 2016](#)

Utilisation

La figure 10.7.1 indique la capacité et le débit du réseau de M&NP de 2010 à 2015. La capacité est de $16 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($0,56 \text{ Gpi}^3/\text{j}$), et le débit moyen (importations et exportations) s'élevait à $7 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($0,25 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2015.

La figure 10.7.2 indique la capacité et le débit quotidien à St. Stephen. Les Maritimes ont toujours été une région exportatrice nette de gaz naturel vers les États-Unis. Toutefois, lorsque la demande est très élevée ou que la production extracôtière ne répond pas à la demande intérieure, le débit du réseau est inversé pour que le gaz puisse être importé des États-Unis. D'ailleurs, les Maritimes importent généralement davantage de gaz qu'elles n'en exportent depuis le printemps 2015.

Droits

Le réseau utilise un système de droits timbre-poste dans lequel les droits sont les mêmes pour tous les parcours du réseau, peu importe la distance de transport. Le réseau a fait l'objet d'un règlement sur les droits de 2014 à 2016. La figure 10.7.3 indique les droits repères (droits MN365) ainsi que le déflateur du PIB (normalisé) de 2010 à 2015. Les droits repères ont légèrement diminué en 2012 et en 2013, en raison de la baisse des besoins en produits, et en 2014, à cause de la baisse de la base tarifaire entraînée par l'amortissement.

FIGURE 10.7.1

Débit et capacité du réseau de M&NP

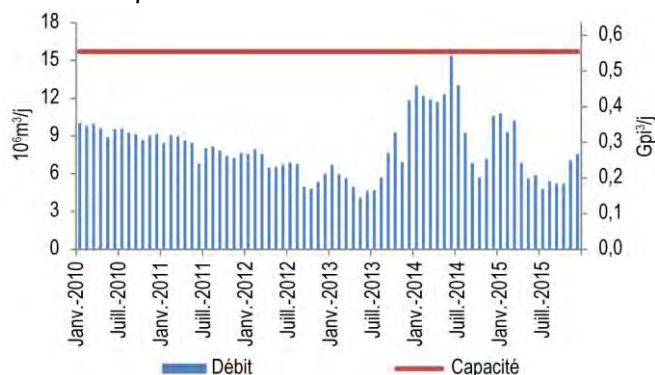


FIGURE 10.7.2

Débit quotidien du réseau de M&NP à St. Stephen

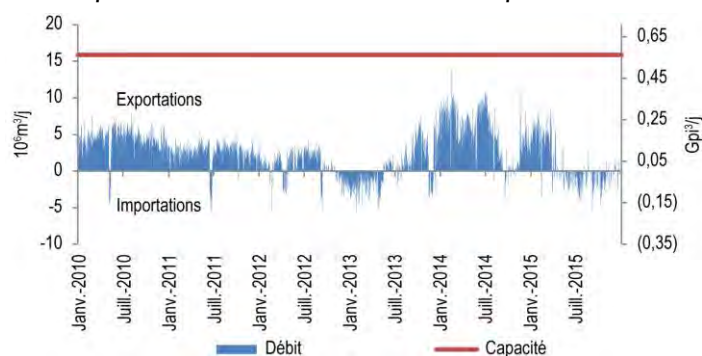
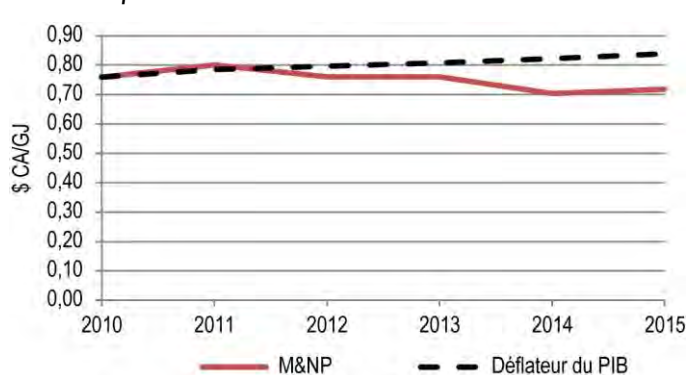


FIGURE 10.7.3

Droits repères de M&NP



Données financières

Les ratios financiers de M&NP se sont améliorés en raison de la réduction progressive de la dette. DBRS maintient la cote de solvabilité de A qu'il a attribuée à la société grâce aux flux de trésorerie prévisibles découlant de contrats de service garanti avec des expéditeurs de catégorie investissement, la garantie offerte par ExxonMobil Canada et la conception des droits réglementée en fonction du coût du service.

Maritimes & Northeast Pipeline LP	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Produits (en millions)	140,7 \$	142,4 \$	133,3 \$	138,7 \$	141,6 \$	119,9 \$
Bénéfice net (en millions)	23,9 \$	25,1 \$	24,7 \$	23,0 \$	26,0 \$	25,9 \$
Base tarifaire (en millions)	591,3 \$	571,3 \$	528,0	492,3	445,2	401,4 \$
Rendement du capital-actions	6,45 %	5,96 %	5,55 %	5,51 %	6,87 %	7,32 %
Ratio de couverture des intérêts et des charges fixes*	3,41	2,78	2,8	3,03	3,49	3,79
Ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette*	22,2 %	23,9 %	25,9 %	30,2 %	38,8 %	42,6 %
Cote de solvabilité attribuée par DBRS	A	A	A	A	A	A
Cote de solvabilité attribuée par	A2	A2	A2	A2	A2	A2

Sources des données financières : produits, coûts fixes et coût du capital - [documents de M&NP](#) présentés à l'Office; ratios de couverture et d'endettement - DBRS; cotes de solvabilité - DBRS.

* Les ratios de couverture et d'endettement de 2015 correspondent au semestre se terminant le 30 juin 2015.

10.8 Gazoduc Brunswick d'Emera Brunswick Pipeline Company Ltd.

Produit et groupe de l'Office	Gaz naturel Groupe 2
Capacité annuelle moyenne	28 10 ⁶ m ³ /j (1 Gpi ³ /j)
Taux d'utilisation moyen en 2015	7 %
Points de réception principaux	Terminal d'importation de GNL Canaport, près de Saint John (N.-B.)
Points de livraison principaux	St. Stephen (N.-B.)
Investissement net en contrat de location-financement en 2014 ⁶²	485 M\$
Produits en 2014	57 M\$
Coûts estimatifs de la cessation d'exploitation et période de prélèvement ⁶³	11 M\$ 19,5 ans



Aperçu

Mis en service en juillet 2009, le gazoduc Brunswick (Brunswick) transporte du gaz naturel regazéifié sur 145 km, depuis le terminal d'importation de GNL Canaport près de Saint John, au Nouveau-Brunswick, jusqu'à la frontière canado-américaine, près de St. Stephen, au Nouveau-Brunswick, où il se raccorde au tronçon américain du réseau de Maritimes & Northeast Pipeline. Emera Brunswick Pipeline Company Ltd., propriétaire du gazoduc, est une filiale en propriété exclusive d'Emera Inc., société d'énergie dont le siège se trouve en Nouvelle-Écosse.

Documents de réglementation

[Entente négociée sur les droits entre Emera Brunswick Pipeline Company Ltd. et Repsol Energy Canada Ltd.](#)
[États financiers vérifiés de 2015](#)

62 Présenté au lieu de la base tarifaire, l'investissement net en contrat de location-financement correspond aux paiements de location minimaux et à la valeur résiduelle nette des frais accessoires et des produits financiers non acquis.

63 Période de prélèvement débutant le 1^{er} janvier 2015.

Utilisation

La figure 10.8.1 indique la capacité et le débit de Brunswick de 2010 à 2015; la capacité est de $28 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($1 \text{ Gpi}^3/\text{j}$), et le débit moyen était de $1,7 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($0,06 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2015. Le débit augmente généralement en hiver pour répondre à la demande de pointe des Maritimes et du Nord-Est des États-Unis.

Droits

La figure 10.8.2 indique les droits repères de Brunswick ainsi que le déflateur du PIB (normalisé) de 2010 à 2015. Les droits sont établis selon la charge quotidienne et convertis en dollars américains par million d'unités thermales britanniques (MBTU). Ils sont demeurés stables à $0,206 \text{ \$ US/MBTU}$ du milieu de 2009 à juillet 2014, moment où ils sont passés à $0,216 \text{ \$ US/MBTU}$ ⁶⁴, taux qui demeurera en vigueur jusqu'au milieu de 2024. Les droits sont fixés pour 25 ans dans une entente négociée entre Repsol Energy Canada Ltd. et Emera Brunswick Pipeline Company Ltd. Brunswick est réglementé en fonction des plaintes.

Données financières

Emera Brunswick Pipeline Company Ltd. est une société du groupe 2 exploitée dans le cadre d'un contrat de location-financement et faisant affaire avec un seul expéditeur. Les fonds propres de son bilan demeurent négatifs en raison de transfert de fonds à sa société mère, Emera Inc., sous forme de billets à ordre.

Emera Inc. facilite l'accès d'Emera Brunswick Pipeline Company au marché des obligations, notamment grâce à la cote de solvabilité BBB (élevée) que DBRS lui a attribuée.

FIGURE 10.8.1

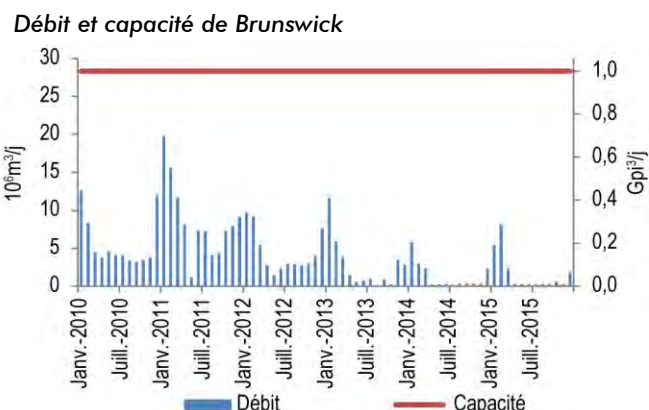
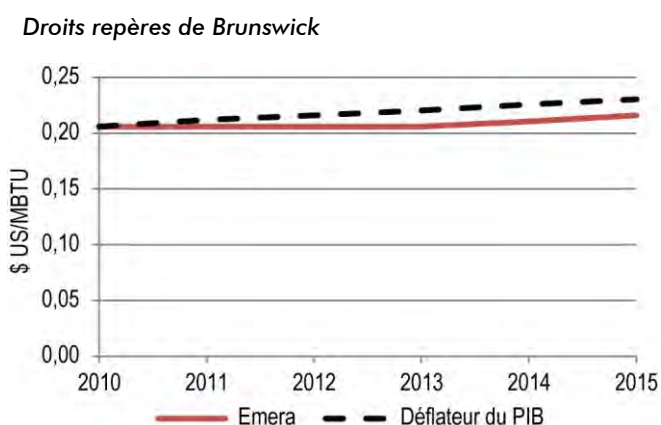


FIGURE 10.8.2



64 Les droits annuels de 2014 étaient de $0,211 \text{ \$ US/MBTU}$.

11 Annexe : Sommaire financier des sociétés

Ratios présumés du capital-actions ordinaires

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Gazoducs								
Alliance	30	30	30	30	30	30	30	30 ⁶⁵
Foothills	36	36	40	40	40	40	40	40
NGTL ⁶⁶			40	40	40	40	40	40
Réseau principal de TransCanada	40	40	40	40	40	40	40	40
Division du transport de Westcoast	36	36	36	40	40	40	40	40
Oléoducs								
Pipelines Enbridge (NW)	55	55	50	50	50	50	50	50
Enbridge Southern Lights ⁶⁷			30	30	30	30	30	30
Trans Mountain Pipelines	45	45	45	45	45	45	45	45

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

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Pipelines assujettis à la formule RH-2-94								
Foothills	8,71	8,57	9,7	9,7	9,7	10,1	10,1	10,1
Réseau principal de TransCanada	9,91	10,42	10,2	10	11,5 ⁶⁸	11,88	13,06	10,86
Division du transport de Westcoast ⁶⁹	8,76	9,08	8,78	10,01	9,36	9,54	9,89	9,01
Autres pipelines								
Alliance	11,26	11,26	11,26	11,26	11,26	11,26	11,26	S.O.
M&NP	11,35	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
NGTL ⁷⁰		10,28	10,04	10,03	9,57	10,23	9,65	10,06
Westcoast – Services sur le terrain ⁷¹	7,61	12,25	13,65	16,98	19,25	8,93	7,16	2,62
Formule RH-2-94 (caduque)⁷²	8,71	8,57	8,52	8,08	7,58	7,23	7,93	7,64

Source : rapports de surveillance trimestriels et annuels soumis à l'Office.

65 Jusqu'au 30 novembre 2015; aucun ratio présumé du capital-actions n'est associé aux nouveaux services offerts par Alliance depuis décembre 2015. Alliance a appuyé sa demande de nouvelle offre de service sur une proportion du capital-actions de 40 %.

66 NGTL relevait de la réglementation provinciale jusqu'au début 2009.

67 L'exploitation de Southern Lights a débuté en 2010.

68 RCA approuvé dans la décision RH-003-2011 et utilisé dans le dépôt de conformité de TCPL.

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

70 NGTL relevait de la réglementation provinciale jusqu'au début 2009; le RCA de 2009 a été calculé selon un ratio du capital-actions de 35 %.

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

72 En octobre 2009, l'Office a décidé de ne plus appliquer la décision RH-2-94, tout en continuant aux fins d'information pour les parties de publier la formule.

Ratios de couverture des charges fixes

Ratios de couverture des charges fixes	2010	2011	2012	2013	2014	2015 ⁷³
Alliance LP	2,25	2,21	2,29	2,41	2,58	2,75
Pipelines Enbridge Inc.	2,11	2,52	2,39	1,95	2,08	1,55
Express	3,11	4,23	6,29	8,66	11,38	16,7
M&NP LP	3,41	2,78	2,8	3,03	3,49	3,79
NGTL	2,18	2,16	2,1	2,34	2,19	2,11
TQM	3,20	4,54	4,31	3,75	3,98	4,24
TCPL	2,01	2,39	2,18	2,39	2,59	2,7
PTNI	3,47	4,83	6,41	5,52	7,8	S.O. ⁷⁴
Westcoast	2,31	2,52	1,96	2,21	2,17	3,46

Source : DBRS

Ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette

Flux de trésorerie/dette totale	2010	2011	2012	2013	2014	2015 ⁷⁵
Pipelines Enbridge Inc.	15,2 %	11,2 %	11,4 %	8,8 %	8,8 %	8,4 %
Réseau principal d'Enbridge ⁷⁶	18,0 %	19,6 %	20,4 %	16,7 %	16,7 %	S.O. ⁷⁷
Express	24,9 %	34,9 %	51,2 %	70,3 %	95,1 %	139 %
PTNI	14,1 %	23,9 %	29,7 %	24,1 %	37,8 %	S.O. ⁷⁸
Alliance LP	16,9 %	18,0 %	18,5 %	21,2 %	22,3 %	24,5 %
M&NP LP	22,2 %	23,9 %	25,9 %	30,2 %	38,8 %	42,6 %
NGTL	14,3 %	13,5 %	12,6 %	13,6 %	12,6 %	12,3 %
TQM	16,4 %	19,8 %	18,8 %	16,7 %	17,7 %	17,7 %
TCPL	15,6 %	16,4 %	15,1 %	15,5 %	15,4 %	14,7 %
Westcoast	17,2 %	15,4 %	13,7 %	15,1 %	16,0 %	20,3 %

Source : DBRS

73 La plupart des données de 2015 sont partielles.

74 DBRS n'attribue plus de cote de solvabilité à PTNI.

75 La plupart des données de 2015 sont partielles.

76 DBRS publie des données financières sommaires pour le tronçon canadien du réseau principal d'Enbridge, qui excluent les investissements de Pipelines Enbridge dans d'autres entités. Celles-ci, une fois consolidées, ont tendance à abaisser les ratios de crédit du réseau principal.

77 Donnée non disponible lors de la rédaction du présent rapport.

78 DBRS n'attribue plus de cote de solvabilité à PTNI.

12 Annexe : Cotes de solvabilité des sociétés

Tableau comparatif des cotes de dette

Le tableau qui suit compare les échelles utilisées par DBRS, S&P et Moody's pour la cotation de la dette à long terme. Comme il existe des différences de modes de cotation et de définitions de cotes entre ces agences, une certaine subjectivité intervient nécessairement dans la comparaison de leurs échelles de notation. Chaque agence fournit aussi une perspective ou une tendance de cotation qui indique la direction que peut prendre une cote de solvabilité. Les adjectifs couramment employés dans ce domaine sont « positive », « négative » et « stable ».

Qualité du crédit	DBRS	S&P	Moody's
Titres de catégorie investissement			
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 de catégorie spéculative			
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

Note : Les cotes attribuées par DBRS et S&P dans la catégorie CCC comportent aussi 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. Ces sous-catégories s'appliquent également aux catégories CC et C de DBRS.

Historique des cotes attribuées par DBRS

Pipeline	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Alliance LP	A (faible)	A (faible)/ Stable	A (faible)/ Stable	A (faible)/ Stable	A (faible)/ Stable	BBB
Pipelines Enbridge	A (élevée)	A/Stable	A/Stable	A/Stable	A/Stable	A/Stable
Express	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)
M&NP LP	A	A/Stable	A/Stable	A/Stable	A/Stable	A/Stable
NGTL	A	A/Stable	A/Stable	A (faible)	A (faible)	A (faible)
TQM	A (faible)	A (faible)/ Stable	A (faible)/ Stable	A (faible)/ Stable	A (faible)/ Stable	A (faible)/ Stable
TransCanada	A	A/Stable	A/Stable	A (faible)	A (faible)	A (faible)
PTNI	A (faible)	A (faible)/ Stable	A (faible)/ Stable	A (faible)/ Stable	A (faible)/ Stable	A (faible)/ Stable
Westcoast	A (faible)	A (faible)/ Stable	A (faible)/ Stable	A (faible)/ Stable	A (faible)/ Stable	A (faible)/ Stable

Bien que ces cotes de solvabilité soient représentatives, l'évaluation porte sur différents types d'émission de titres de créance d'une société à l'autre.

Au moment d'attribuer une cote de solvabilité à une entreprise, DBRS tente de prendre en 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 pipelinaires, 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.

Historique des cotes attribuées par S&P

Pipeline	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Pipelines Enbridge	A-/Stable	A-/Stable	A-/Stable	A-/Négative	A-/Sous surv./Nég.	BBB+
NGTL	A-/Stable	A-/Stable	A-/Stable	A-/Stable	A-/Stable	A-/Stable
TransCanada	A-/Stable	A-/Stable	A-/Stable	A-/Stable	A-/Stable	A-/Stable
Westcoast	A-/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB/Stable	BBB/Stable	BBB/Stable

Bien que ces cotes de solvabilité soient représentatives, l'évaluation porte sur différents types d'émission de titres de créance d'une société à l'autre.

S&P indique que sa cote de solvabilité 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.

Historique des cotes attribuées par Moody's

Pipeline	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Alliance LP	A3/Stable	A3/Stable	A3/Stable	A3/Stable	Baa1/Sous surv.	Baa2/Stable
Enbridge Inc.	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1/Négative	Baa2/Stable
Express	Baa1/ Négative	Baa1/ Négative	Baa1/ Stable	Baa1/ Stable	Baa1/ Stable	Baa1/ Stable
M&NP	A2/Stable	A2/Stable	A2/Stable	A2/Stable	A2/Stable	A2/Stable
NGTL	A3/Stable	A3/Stable	A3/Stable	A3/Stable	A3/Stable	A3/Stable
TransCanada	A3/Stable	A3/Stable	A3/Stable	A3/Stable	A3/Stable	A3/Stable

Bien que ces cotes de solvabilité soient représentatives, l'évaluation porte sur différents types d'émission de titres de créance d'une société à l'autre.

Moody's indique que son analyse de la solvabilité d'une entreprise est centrée sur les facteurs essentiels 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 fondamentaux :

- le risque que les porteurs de titres d'emprunt ne recevront 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.

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, cherchant surtout à établir la prévisibilité des entrées futures de trésorerie. 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.