



Régie de l'énergie  
du Canada

Canada Energy  
Regulator

# Motifs de décision de la Régie de l'énergie du Canada

Pipelines Enbridge Inc.  
RH-001-2020



Régie de l'énergie  
du Canada

Canada Energy  
Regulator

# Motifs de décision de la Régie de l'énergie du Canada

Relativement à

**Pipelines Enbridge Inc.**

Demande datée du 19 décembre 2019 visant des  
contrats relatifs à la canalisation principale au Canada

RH-001-2020  
Novembre 2021

## Autorisation de reproduction

Le contenu de la 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 la Régie de l'énergie du Canada, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que la Régie de l'énergie du Canada soit mentionnée comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie produite en collaboration avec la Régie de l'énergie du Canada ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : [info@cer-rec.gc.ca](mailto:info@cer-rec.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 Canada Energy Regulator, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the Canada Energy Regulator 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 Canada Energy Regulator.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: [info@cer-rec.gc.ca](mailto:info@cer-rec.gc.ca).

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2021  
représentée par la Régie de l'énergie du Canada

Motifs de décision - Pipelines Enbridge Inc.  
RH-001-2020

N° de cat. NE22-1/2021-4F  
ISBN 978-0-660-40333-5

Le rapport est publié séparément dans les deux langues officielles et on peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

### Pour demander un exemplaire

Bureau des publications  
Régie de l'énergie du Canada  
517, Dixième avenue S.-O., bureau 210  
Calgary (Alberta) T2R 0A8  
Courrier électronique : [publications@cer-rec.gc.ca](mailto:publications@cer-rec.gc.ca)  
Télécopieur : 403-292-5503  
Téléphone : 1-800-899-1265

### Pour se procurer un exemplaire en personne

Bibliothèque de la Régie  
Deuxième étage

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2021 as  
represented by the Canada Energy Regulator

Reasons for Decision - Enbridge Pipelines Inc.  
RH-001-2020

Cat No. NE22-1/2021-4E  
ISBN 978-0-660-40332-8

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

### Copies are available on request from:

The Publications Office  
Canada Energy Regulator  
Suite 210, 517 Tenth Avenue SW  
Calgary, Alberta, T2R 0A8  
E-Mail: [publications@cer-rec.gc.ca](mailto:publications@cer-rec.gc.ca)  
Fax: 403-292-5503  
Phone: 1-800-899-1265

### For pick-up at the office:

Library  
Second Floor

Printed in Canada

## Table des matières

Liste des figures .....	iii
Liste des tableaux .....	iii
Glossaire et abréviations .....	iv
Exposé et comparutions .....	vii
<b>1 Aperçu de la décision .....</b>	<b>1</b>
1.1 Résumé .....	1
1.2 Mesures approuvées .....	5
<b>2 Demande et contexte .....</b>	<b>6</b>
2.1 Demande .....	6
2.2 Contexte .....	7
2.2.1 Aperçu du réseau de transport de pétrole brut canadien .....	7
2.2.2 Aperçu du réseau principal d'Enbridge .....	8
2.2.3 Aperçu du contexte unique de la canalisation principale au Canada .....	10
2.3 Cadre législatif .....	12
<b>3 Transporteur public .....</b>	<b>15</b>
3.1 Définition de l'obligation de transporteur public et cadre d'évaluation .....	15
3.1.1 Contexte législatif .....	17
3.1.2 Décisions antérieures .....	18
3.1.3 Obligation de transporteur public et cadre connexe .....	22
3.2 Possibilité d'un accès juste et équitable au service garanti pendant l'appel de soumissions .....	23
3.2.1 Analyse et constatations de la Commission .....	26
3.3 Accès à la capacité après mise en œuvre du service garanti .....	28
3.3.1 Analyse et constatations de la Commission .....	32
3.4 Besoins .....	34
3.4.1 Exposition au risque d'Enbridge .....	34
3.4.1.1 Analyse et constatations de la Commission .....	43
3.4.2 Agrandissement futur de la canalisation principale au Canada .....	48
3.4.2.1 Analyse et constatations de la Commission .....	50
3.4.3 Besoins des expéditeurs .....	51
3.4.3.1 Analyse et constatations de la Commission .....	56
3.5 Effets plus généraux .....	58
3.5.1 Efficience économique .....	59
3.5.1.1 Analyse et constatations de la Commission .....	65
3.5.2 Prix des produits énergétiques .....	68
3.5.2.1 Analyse et constatations de la Commission .....	73
3.5.3 Redistribution géographique des points de réception de la canalisation principale au Canada .....	76
3.5.3.1 Analyse et constatations de la Commission .....	77
3.6 Résumé de l'analyse et des constatations de la Commission sur l'obligation de transporteur public .....	77
3.7 Distinctions injustes .....	80
3.7.1 Analyse et constatations de la Commission .....	82

<b>4</b>	<b>Méthode de conception des droits</b> .....	<b>84</b>
4.1	Aperçu des droits prévus aux contrats relatifs à la canalisation principale.....	85
4.2	Méthode d'établissement des droits .....	87
4.2.1	Analyse et constatations de la Commission .....	90
4.3	Comparaison avec des droits liés au coût du service et rendements projetés .....	93
4.3.1	Comparaison avec des droits liés au coût du service .....	93
4.3.1.1	Méthode liée au coût du service et résultats .....	93
4.3.1.2	Réseau Lakehead .....	102
4.3.2	Projections de rendement des capitaux propres .....	106
4.3.3	Pertinence d'ajouter des points de référence pour évaluer les droits.....	108
4.3.3.1	Comparaison avec les droits prévus à l'ETC .....	108
4.3.3.2	Compétitivité des droits .....	110
4.3.4	Analyse et constatations de la Commission .....	111
4.4	Méthode d'établissement du tarif conjoint international.....	114
4.4.1	Analyse et constatations de la Commission .....	118
4.5	Conception des droits .....	118
4.5.1	Conception du droit de base .....	118
4.5.2	Majorations, remises, suppléments, devise et rajustements .....	121
4.5.3	Analyse et constatations de la Commission .....	128
4.6	Pouvoir de marché.....	130
4.6.1	Analyse et constatations de la Commission .....	134
<b>5</b>	<b>Modalités et conditions de service</b> .....	<b>136</b>
5.1	Durée des contrats .....	136
5.2	Garanties financières .....	137
5.3	Conception des services et types de contrat .....	138
5.4	Pouvoir discrétionnaire .....	142
5.5	Analyse et constatations de la Commission .....	143
<b>6</b>	<b>Autres mesures</b> .....	<b>147</b>
6.1	<i>Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs</i> et surveillance financière .....	147
6.1.1	Analyse et constatations de la Commission .....	148
6.2	Procédure de vérification de la destination.....	149
6.2.1	Analyse et constatations de la Commission .....	152
<b>7</b>	<b>Dispositif</b> .....	<b>154</b>

## Liste des figures

Figure 2.1 – Carte du réseau principal d’Enbridge .....	9
Figure 4.1 – Structure projetée par Concentric – Aucune capacité souscrite de Hardisty à Chicago – Droits fondés sur le coût du service de transport de pétrole lourd à un débit hypothétique de 3 055 kb/j, en \$ US/b (théorique) .....	95
Figure 4.2 – Structure projetée par Concentric – Capacité souscrite à 90 % de Hardisty à Chicago – Droits fondés sur le coût du service de transport de pétrole lourd à un débit hypothétique de 3 055 kb/j, en \$ US/b (théorique) .....	95
Figure 4.3 – M. Webb – Comparaison des droits fondés sur les coûts et des droits des contrats relatifs à la canalisation principale .....	97
Figure 4.4 – Comparaison de Brattle – Droits résiduels visant la canalisation principale au Canada proposés dans la demande et droits fondés sur le coût du service rajustés calculés par Brattle .....	100
Figure 4.5 – Illustration du cadre établi par Brattle .....	101
Figure 4.6 – Drazen – Rendement des capitaux propres de la canalisation principale au Canada comparativement au débit, selon les droits contractuels proposés .....	107

## Liste des tableaux

Tableau 3.1 – Capacité non souscrite approuvée par l’Office pour des sociétés pipelinières du groupe 1 .....	29
Tableau 4.1 – Droits de base proposés .....	86
Tableau 4.2 – Comparaison des droits de service selon les caractéristiques .....	122

## Glossaire et abréviations

\$ CA	Dollars canadiens
\$ CA/b	Dollars canadiens le baril
\$ US	Dollars américains
\$ US/b	Dollars américains le baril
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
AIE	Agence internationale de l'énergie
BP	BP Products North America Inc.
Brattle	The Brattle Group
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
canalisation principale au Canada	Partie en sol canadien du réseau principal d'Enbridge
CCRL et FCL	Consumers' Cooperative Refineries Ltd. et Federated Cooperatives Limited
Cenovus	Cenovus Energy Inc.
CNRL	Canadian Natural Resources Limited
Commission	Commission de la Régie de l'énergie du Canada
Concentric	Concentric Energy Advisors, Inc.
décision relative à l'appel de soumissions	Décision rendue par la Commission le 27 septembre 2019 ordonnant à Enbridge de n'offrir aucun service garanti sur son réseau principal aux expéditeurs éventuels avant que ledit service, y compris les droits exigibles, modalités et conditions de service, n'ait été approuvé par la Commission
demande ou contrats relatifs à la canalisation principale	Demande visant les contrats relatifs à la canalisation principale au Canada présentée par Enbridge le 19 décembre 2019
Drazen	Drazen Consulting Group, Inc.
Enbridge	Pipelines Enbridge Inc., propriétaire de la canalisation principale au Canada
ententes de service	Ententes de service de transport pro forma

EPAC	L'Association des Explorateurs et Producteurs du Canada
ETC	Entente de tarification concurrentielle établissant les droits et la méthode de conception des droits ainsi que les modalités et conditions de service sur la canalisation principale au Canada d'Enbridge du 1 <sup>er</sup> juillet 2011 au 30 juin 2021
Express	Pipeline Express
FERC	Federal Energy Regulatory Commission aux États-Unis
GEC	Groupe d'expéditeurs canadiens composé de CNRL, MEG, Shell et Total
indice du PIB aux prix du marché	Indice exprimé en pourcentage qui correspond à la variation annuelle du PIB aux prix du marché par rapport à celui de l'année précédente
Inter Pipeline	Inter Pipeline Ltd.
IPL	Interprovincial Pipe Line Company
kb/j	Milliers de barils par jour
Keystone	Pipeline Keystone
KXL	Projet Keystone XL
L'Impériale	Compagnie Pétrolière Impériale Limitée
LGN	Liquides de gaz naturel
LRCE	<i>Loi sur la Régie canadienne de l'énergie</i>
M\$ US	Millions de dollars américains
Mb/j	Millions de barils par jour
MEG	MEG Energy Corp.
modalité de flexibilité	Modalité permettant à l'expéditeur engagé de résilier un engagement sous réserve d'un préavis de 36 mois à Enbridge (tel qu'il est décrit dans les ententes de service)
Motiva	Motiva Enterprises LLC
Office	Office national de l'énergie
PADD	Petroleum Administration for Defense Districts aux États-Unis



prévisions de M. Earnest et de l'ACPP	Prévisions de l'offre de pétrole brut déposées à l'annexe B de la preuve de M. Earnest au nom d'Enbridge
prévisions de M. Earnest et du scénario Évolution	Prévisions de l'offre de pétrole brut déposées dans la contre-preuve de M. Earnest
procédure d'appel de soumissions	Procédure régissant un appel de soumissions visant la canalisation principale au Canada et décrite à l'annexe XVII de la demande
Régie	Régie de l'énergie du Canada
Remplacement de la canalisation 3	Programme de remplacement de la canalisation 3 de Pipelines Enbridge Inc.
réseau Lakehead ou Lakehead	Partie en sol américain du réseau principal d'Enbridge, exploitée par Enbridge Energy, Limited Partnership
réseau principal d'Enbridge	Réseau combiné d'oléoducs d'Enbridge traversant le Canada et les États-Unis qui comprend la canalisation principale au Canada et le réseau Lakehead
RNCO	<i>Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs</i>
Shell	Shell Canada Limitée
Suncor	Suncor Énergie Inc.
tarifs des règles	Tarifs des règles et règlements pro forma visant le pétrole brut, les liquides de gaz naturel et les produits pétroliers raffinés inclus dans la demande sous forme des annexes XXXVIII à XL
transporteur public	Obligation prévue au paragraphe 239(1) de la LRCE qui requiert d'une société pipelinière qu'elle « reço[i]ve, transporte et livre tout le pétrole qui lui est offert pour le transport par pipeline sans délai, avec le soin et la diligence voulus et conformément à ses pouvoirs »
URC	United Refining Company
Valero	Énergie Valero Inc.

## Exposé et comparutions

**RELATIVEMENT À** la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* et à ses règlements d'application;

**RELATIVEMENT À** une demande datée du 19 décembre 2019 présentée à la Régie de l'énergie du Canada par Pipelines Enbridge Inc. aux termes des articles 32, 68, 226, 229, 230, 231 et 235, ainsi que des paragraphes 239(1) et 389(2), de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (dossier OF-Tolls-Group1-E101-2019-02 02 02);

**RELATIVEMENT À** l'ordonnance d'audience RH-001-2020 rendue par la Régie de l'énergie du Canada le 22 mai 2020;

**ENTENDUE** à Calgary, en Alberta, les 19, 20, 21, 25, 26, 27 et 31 mai, 1<sup>er</sup>, 2, 3, 7, 8, 9, 10, 14, 16, 17, 21, 22, 23, 25, 28 et 29 juin, ainsi que 12, 13, 14, 15 et 16 juillet 2021.

**DEVANT :**

Stephania Luciuk	Commissaire président l'audience
Trena Grimoldby	Commissaire
Wilma Jacknife	Commissaire

**Participants**

Pipelines Enbridge Inc.

**Comparutions**

Kristi Millar  
Bernard Roth  
Don G. Davies, c.r.  
Jennifer Nichols

**Témoins**

Laszlo Varsanyi  
Marlon Samuel  
Brent Heinz  
Ranjana Martin  
John J. Reed  
Neil K. Earnest  
Jeffrey Church  
Greg Belyea  
Larry E. Kennedy  
James M. Coyne  
Mark Oberstoetter

Ministère de l'Énergie de l'Alberta

Colin King  
Joyce Amiwero

Alberta Petroleum  
Marketing Commission

Colin King

BP Products North America Inc.

John Cusano  
Michelle Voinorosky  
Laura McPhee  
Laura Estep

Edward Shahady  
Richard Clark

Canadian Natural  
Resources Limited

Martin Ignasiak  
John Gormley

Shonda Day  
Glenn Booth  
Mark Drazen  
Ron Mikkelsen  
Jeff D. Makhholm  
Roland Priddle

Cenovus Energy Inc.

James H. Smellie  
Lorne Rollheiser

Geoffrey T. Murray  
Michael Webb

<b>Participants</b>	<b>Comparutions</b>	<b>Témoins</b>
ConocoPhillips Canada	Alan Ross, c.r. Bradon Willms	
Consumers' Cooperative Refineries Ltd. et Federated Cooperatives Limited	Rangi Jeerakathil Jessica Buhler	Douglas Mah Warren Cross Gurpreet Bhatia
Ducere LLC	David Nelson	
Gouvernement de la Saskatchewan	Jessica Kennedy Coleman Brinker Shawn Denstedt, c.r.	Bruce Wilhelm Paul Wagner Dylan Gejdos
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	Brad Gilmour Jessica Mercier Tim Myers	Jon Wetmore Paula O'Shaughnessy David Hirak Jim Falder
Inter Pipeline Ltd.	Sander Duncanson	Michelle Dawson Tara Gardner
MEG Energy Corp.	Keith Miller	Erik Alson Mark Drazen Ron Mikkelsen Jeff D. Makhholm Roland Priddle
Motiva Enterprises LLC	Gordon Nettleton	John McInnes
Phillips 66 Canada Ltd.	Dennis P. Langen Larissa D. Lees	
Shell Canada Limitée	Evan W. Dixon Evan Dickinson Brendan Downey	Pauline Buitink Mark Drazen Ron Mikkelsen Jeff D. Makhholm Roland Priddle
Suncor Énergie Inc.	Katie Slipp Jay Headrick C. Kemm Yates, c.r.	Mark Townley John Van Heyst Paul R. Carpenter Daniel S. Arthur Michael R. Tolleth
L'Association des Explorateurs et Producteurs du Canada	Randall Block, c.r. Laurie Ziola	Tristan Goodman Jackie Forrest
Total E&P Canada Ltd.	Ron Kruhlak, c.r. Shawn Hinch Rusty Miller Michael Barbero	Shannon Hardy Gary M. Houston Mark Drazen Ron Mikkelsen Jeff D. Makhholm Roland Priddle
United Refining Company	Loyola G. Keough	Christopher C. Sparling David Wortman

**Participants**

Énergie Valero Inc.

Vitol Inc.

Régie de l'énergie du Canada

**Comparutions**

Dennis P. Langen  
Larissa D. Lees  
Nathan Murphy

Dennis P. Langen  
Larissa D. Lees

Carol Gagné  
Jessica Gill

**Témoins**

Randy Hawkins

# 1 Aperçu de la décision

## 1.1 Résumé

Le 19 décembre 2019, Pipelines Enbridge Inc. (« Enbridge ») a présenté une demande à la Régie de l'énergie du Canada en vue de l'instauration d'un service garanti sur la canalisation principale au Canada (la « demande » ou les « contrats relatifs à la canalisation principale »). La demande a reçu l'appui de nombreux expéditeurs, mais a aussi suscité une vive opposition de la part de diverses parties prenantes, dont bon nombre de producteurs de pétrole canadiens. Compte tenu des durées des contrats et des volumes visés, la demande donnerait lieu à une modification fondamentale du réseau d'oléoducs du Canada, du fait que le transport de pétrole par pipeline au Canada, qui était jusqu'ici un service principalement non souscrit, serait presque entièrement souscrit<sup>1</sup>.

En proposant les contrats relatifs à la canalisation principale, Enbridge souhaitait offrir un service de transport garanti pour 90 % de la capacité du plus grand réseau pipeline au Canada. La demande proposait surtout des droits fixes pendant toute la durée de l'entente et des contrats qui permettraient de garantir des volumes pour une période maximale de 20 ans. L'offre de service garanti proposée comprenait de nouveaux types de contrats qui offriraient aux parties une plus grande souplesse que les contrats de prise ferme classiques, y compris des modalités et conditions relatives aux dispenses et aux droits de résiliation.

La demande survient à un moment où la capacité pipelinière, à l'exception de périodes en 2020, a été fortement limitée à l'extérieur de l'Ouest canadien pendant des années, en raison de la concurrence considérable entre les expéditeurs éventuels pour l'accès à une capacité rare. Parallèlement, les changements liés à la transition énergétique touchent à la fois les pipelines et ceux qui comptent sur ceux-ci pour le transport de divers produits pétroliers. Ce contexte d'incertitude a été présenté comme un facteur important par Enbridge, qui cherchait à instaurer un service garanti en partie pour atténuer les divers risques auxquels faisait face la canalisation principale au Canada.

Il s'agissait de la première fois qu'Enbridge demandait l'approbation d'un service de transport garanti sur la canalisation principale au Canada et qu'une telle approbation était demandée pour la majeure partie de la capacité d'un grand oléoduc canadien en l'absence d'une proposition d'investissement important. La Commission de la Régie de l'énergie du Canada est d'avis que la demande a d'importantes répercussions pour l'industrie pétrolière qui vont au-delà des risques auxquels fait ou fera face la canalisation principale au Canada. Bien que la Commission juge qu'un service garanti sur la canalisation principale au Canada n'est pas interdit en soi par la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (« LRCE ») ou nécessairement incompatible avec le principe du transport public, il incombe à Enbridge de démontrer que la gamme de services et les modalités des contrats qu'elle propose sont conformes à la LRCE, en particulier à ses articles 230, 235 et 239.

---

<sup>1</sup> À la suite de la mise en service du programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge et du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, environ 70 % de la capacité pipelinière totale à la sortie du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien serait offerte en service non souscrit en l'absence de contrats relatifs à la canalisation principale. Si ces contrats étaient mis en œuvre, la capacité non souscrite totale passerait à moins de 20 % de la capacité pipelinière à la sortie de l'Ouest canadien.

Tant l'importance d'un pipeline sur le marché que le degré de pouvoir qu'il peut exercer sur celui-ci sont des facteurs probables d'influence sur la portée et l'ampleur des effets susceptibles d'avoir une incidence sur les expéditeurs ou les parties prenantes lorsque des changements à son accès sont proposés. Ce qui précède peut à son tour avoir des répercussions sur la profondeur de l'examen réglementaire d'une demande. Selon l'importance des changements proposés aux services d'un oléoduc, aux dispositions commerciales prévues et à l'accès global au réseau pipelinier, la Commission évaluera avec soin les motifs présentés pour ce faire dans le cadre du mandat qui lui est conféré par la loi.

Dans ce cas-ci, la Commission est d'avis que de nombreuses observations d'Enbridge étaient fondées et que certains éléments de la demande justifiaient de façon valable un service garanti sur la canalisation principale au Canada. En même temps, la Commission juge que l'offre particulière proposée par Enbridge, soit l'élimination de 90 % de la capacité non souscrite pour des périodes pouvant aller jusqu'à 20 ans, aurait changé radicalement et soudainement, et probablement réduit, l'accès global à la canalisation principale au Canada, sans justification convaincante. Les contrats relatifs à la canalisation principale risquaient d'entraîner des perturbations importantes sur le marché pour une durée inconnue, sans possibilité de réagir adéquatement et d'atténuer ces répercussions en temps opportun.

La Commission est consciente des besoins de la majorité des expéditeurs ayant une capacité de raffinage qui appuient la demande, ainsi que des difficultés opérationnelles et commerciales qu'Enbridge doit gérer en raison de la configuration de son réseau principal et de l'absence de points de livraison à des carrefours d'échange de liquides. La série d'options liées au service proposées par Enbridge répondrait indéniablement aux besoins de nombreux expéditeurs inscrits. Cependant, les contrats relatifs à la canalisation principale pourraient ne pas procurer un accès suffisant à la capacité ponctuelle aux expéditeurs et aux expéditeurs éventuels qui sollicitent un service non souscrit ou qui, pour des raisons légitimes, préfèrent utiliser un tel service. Dans l'ensemble, la Commission est persuadée que les contrats relatifs à la canalisation principale réduiraient vraisemblablement l'accès à la capacité pipelinière mise à la disposition, de façon réaliste, de certains expéditeurs, et que l'ensemble de droits, modalités et conditions associé à l'offre de service entraînerait une répartition des avantages et des répercussions négatives inégale et disproportionnée.

Pour les motifs exposés dans la présente décision, la Commission juge que les contrats relatifs à la canalisation principale ne satisfont pas aux exigences du paragraphe 239(1) de la LRCE et soulèvent des préoccupations à l'égard des articles 230 et 235 de cette même loi. La décision comporte cinq parties.

## *Chapitre 2*

Le contexte unique de la canalisation principale au Canada, y compris ses intervenants sur le marché et son rôle sur le réseau de transport de pétrole brut au pays, est essentiel à l'évaluation des contrats relatifs à la canalisation principale. La demande et ce contexte sont décrits au chapitre 2.

## *Chapitre 3*

Au chapitre 3, la Commission établit et applique un cadre pour évaluer l'obligation de transporteur public. En bref, cette obligation peut être satisfaite lorsqu'une société pipelinière peut établir ce qui suit :

- La société offre une possibilité d'accès juste et équitable au service garanti, ce qui, de façon générale, a été réalisé dans des affaires antérieures en raison d'un appel de soumissions approprié existant ou à venir.
- Il existe un accès suffisant à la capacité après mise en œuvre du service garanti, ce qui est le plus souvent démontré par le fait que la société mette à disposition la capacité disponible voulue pour les volumes non souscrits (ou lorsque les installations peuvent être facilement agrandies).

Ces éléments doivent être examinés à la lumière des circonstances propres à chaque demande, y compris les raisons précises de l'instauration du service garanti et d'autres facteurs contextuels pertinents.

En ce qui concerne l'accès juste et équitable au service garanti, la procédure d'appel de soumissions proposée par Enbridge (la « procédure d'appel de soumissions ») n'exclue aucune partie explicitement. La Commission est d'avis que des aspects de la procédure d'appel d'offres pourraient convenir si les durées du service proposé ne font pas obstacle à l'accès. Toutefois, elle s'inquiète à l'effet que des aspects de l'offre limiteraient de fait l'accès de certaines parties au transport garanti à l'occasion de l'appel d'offres.

En ce qui a trait à l'accès suffisant à la capacité après mise en œuvre du service garanti, la Commission estime qu'il est peu probable que la réserve proposée de 10 % de la capacité pour les volumes non souscrits assure un accès véritable et fiable à la capacité pipelinière. Comme aucune nouvelle capacité n'a été ajoutée dans le cadre de la demande, la Commission estime que le passage de 100 % à 10 % de capacité non souscrite entraînera probablement une plus grande répartition des volumes non souscrits, pendant de longues périodes. Enbridge n'a pas établi qu'un agrandissement est facile à réaliser et permettrait de répondre de façon fiable aux préoccupations relatives à la capacité non souscrite, pas plus qu'elle n'a fourni une justification convaincante concernant les effets négatifs sur l'accès aux pipelines relevés par la Commission.

Plus précisément, la Commission reconnaît qu'Enbridge fait face à un certain risque lié au volume, que ce soit à la lumière de l'approvisionnement ou de la concurrence. Toutefois, la preuve disponible concernant l'exposition au risque d'Enbridge et les autres besoins démontrés à l'égard des contrats relatifs à la canalisation principale ne l'emporte pas sur les effets négatifs éventuels et la répartition inégale des avantages qui pourraient en découler.

Même si certaines parties bénéficieraient d'une plus grande certitude dans le cadre de contrats relatifs à la canalisation principale, il existe un faible risque que ces contrats entraînent une instabilité ou une distorsion des prix par rapport aux niveaux auxquels les intervenants sur le marché pourraient s'attendre. De plus, bien que la Commission reconnaisse que les contrats relatifs à la canalisation principale sont à l'origine d'une probabilité raisonnable de divers gains d'efficacité, l'ampleur ou l'importance de ces gains n'était pas claire et doit être mesurée en fonction d'autres facteurs contextuels.

La section 3.7 traite de distinction injuste. La Commission juge qu'Enbridge n'a pas été en mesure de bien justifier l'existence des distinctions inhérentes aux contrats relatifs à la canalisation principale. La Commission fait remarquer que de nombreuses préoccupations concernant les distinctions sont semblables à celles qui ont été soulevées au sujet de l'obligation de transporteur public. En particulier, l'offre n'a pas su assurer l'équilibre des intérêts de toutes les parties prenantes, les avantages des contrats relatifs à la canalisation principale

ne l'emportent pas clairement sur les effets négatifs éventuels et des préoccupations ont été soulevées quant aux obstacles à l'accès auxquels certains expéditeurs ou expéditeurs éventuels pourraient faire face pendant l'appel de soumissions.

#### *Chapitres 4 et 5*

La méthode de conception des droits proposée est examinée au chapitre 4 alors que certaines modalités et conditions de service le sont au chapitre 5.

La Commission est d'avis qu'une comparaison des droits proposés par Enbridge, compte tenu d'une même capacité souscrite à 90 %, avec les droits liés au coût du service fournis à titre d'illustration, ainsi qu'une comparaison des rendements des capitaux propres projetés avec ceux dérivés des droits liés au coût du service sont essentielles pour évaluer si la méthode de conception des droits proposée par Enbridge donnerait lieu à des droits justes et raisonnables. Dans une large mesure, la combinaison des facteurs que sont la méthode proposée pour l'établissement du tarif conjoint international, l'incertitude et la disparité entre les droits applicables à Lakehead et les coûts liés à ce réseau, ainsi que l'approche utilisée pour établir des droits fixes à long terme pour une période de 20 ans a entravé la capacité de déterminer si la méthode proposée produirait des droits justes et raisonnables pour la canalisation principale au Canada, compte tenu des coûts. Néanmoins, la Commission est persuadée que la preuve disponible montre que les droits proposés pourraient entraîner des rendements déraisonnables et dépasser de façon excessive et continue les droits liés au coût du service sur la canalisation principale au Canada.

Les forfaits de tarification résultent la plupart du temps d'un ensemble complexe de concessions de toutes les parties et que, pour déterminer s'ils sont conformes à la loi, il faut en évaluer les éléments collectivement, non pas seulement séparément. Dans l'ensemble, la méthode de conception globale des droits de même qu'un certain nombre de modalités et conditions favorisent de façon excessive certains expéditeurs engagés qui sont positionnés pour avoir accès à tous les avantages associés à la souscription d'importants volumes et à des engagements de longue durée. La Commission juge qu'il n'y a pas de raisons impérieuses d'encourager les engagements à long terme dans la mesure proposée dans la demande. Il n'était pas justifié de favoriser les expéditeurs engagés au moyen d'éléments intégrés à la méthode de conception globale des droits et de diverses modalités et conditions, et soulève des préoccupations au sujet de la distinction entre les services.

Aucune constatation détaillée et définitive ne découle d'une analyse de chacun des éléments de la méthode de conception des droits proposée (chapitre 4 [Méthode de conception des droits]) ni de chacune des modalités et conditions (chapitre 5 [Modalités et conditions de service]) pris individuellement. Les deux chapitres présentent plutôt son analyse des principaux sujets de préoccupation, afin de guider toute future négociation ou étape réglementaire d'Enbridge concernant les droits et tarifs visant la canalisation principale au Canada.

#### *Chapitre 6*

La Commission termine sa décision en traitant de l'exemption de l'exigence de tenir un système comptable conforme à celui décrit dans le *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* (« RNCO ») et de l'inclusion de la procédure de vérification de la destination dans le tarif des règles d'Enbridge.



## Conclusion

La Commission reconnaît que la société s'est efforcée de mettre de l'avant une offre commerciale assortie de modalités novatrices, de répondre aux besoins de différents types d'expéditeurs et de satisfaire au désir exprimé par un important groupe d'expéditeurs pour un service garanti. Toutefois, la demande ne satisfait pas aux exigences du paragraphe 239(1) de la LRCE et a soulevé un certain nombre de préoccupations en rapport avec les articles 230 et 235 de la LRCE. La Commission ne considère pas que le dossier de la preuve est suffisant pour justifier une mesure de rechange, comme le recours à un autre tronçon de service et la méthode de conception des droits proposés par Suncor Énergie Inc. (« Suncor »), surtout compte tenu du fait qu'Enbridge a insisté pour dire que les contrats relatifs à la canalisation principale constituaient un forfait négocié inextricable. Bien que la mise en œuvre de contrats relatifs à la canalisation principale, tels qu'ils sont proposés dans la demande, soit rejetée, la Commission encourage Enbridge à continuer de travailler avec ses parties prenantes à l'élaboration de nouveaux outils pour s'adapter à une industrie en évolution.

### 1.2 Mesures approuvées

Après examen attentif de l'ensemble de la preuve et des observations présentées, la Commission rejette la mise en œuvre de contrats relatifs à la canalisation principale ainsi que les modalités et conditions et les droits proposés par Enbridge. Par conséquent, les droits et conditions de service provisoires actuellement en place demeurent en vigueur.


La Commission approuve le maintien de l'exemption accordée à Enbridge en ce qui concerne l'exigence de tenir le système comptable décrit dans le RNCO, mais la société doit déposer ses rapports de surveillance financière dans leur intégralité.

La Commission approuve également l'ajout de la procédure de vérification de la destination aux tarifs de la canalisation principale au Canada. Elle ordonne à Enbridge de déposer devant la Régie une version à jour du tarif des règles et du document présentant la procédure de vérification de la destination. Enbridge doit aviser la Régie de tout changement futur à cette procédure 90 jours avant sa date d'entrée en vigueur et déposer en même temps les documents modifiés correspondants.

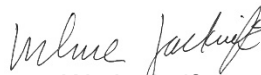


S. Luciuk

Commissaire président l'audience



T. Grimoldby  
Commissaire



W. Jacknife  
Commissaire

Calgary (Alberta)

Novembre 2021

# Demande et contexte

## 1.1 Demande

Aux termes des parties 1, 3 et 9 de la LRCE, Enbridge a sollicité auprès de la Régie l'approbation d'un nouveau service accompagné d'un cadre de tarification pour la canalisation principale au Canada. Plus précisément, elle a demandé ce qui suit de la Commission :

- d'approuver la mise en œuvre d'un service de transport garanti pour 90 % de la capacité disponible de la canalisation principale au Canada respectant toutes les modalités et conditions, y compris la méthode de conception des droits, prévues aux ententes de service de transport pro forma (les « ententes de service ») ainsi que dans les tarifs des règles et règlements pro forma visant le pétrole brut, les liquides de gaz naturel et les produits pétroliers raffinés (les « tarifs des règles »);
- d'approuver une réserve de 10 % de la capacité disponible sur la canalisation principale au Canada pour les volumes non souscrits, ainsi que l'instauration d'un service de transport non souscrit respectant toutes les modalités et conditions, y compris la méthode de conception des droits, contenues dans la demande, les ententes de service, les tarifs des règles et les tarifs conjoints des droits applicables localement et internationalement pour le transport par cette même canalisation fournis à titre d'illustration;
- d'approuver les méthodes servant à établir les besoins en produits à l'égard des installations de stockage pour la réception et la livraison de la canalisation principale au Canada, ainsi que les droits relatifs aux opérations de terminal pour la réception et la livraison, établis dans la demande;
- de juger appropriée la procédure d'appel de soumissions en ceci qu'elle donnera lieu à un appel juste, transparent et compatible avec les exigences de transporteur public imposées à Enbridge;
- d'approuver le maintien de l'exemption accordée à Enbridge par rapport à l'obligation de tenir un système comptable tel qu'il est décrit dans le RNCO;
- d'approuver toute autre mesure pouvant être demandée par Enbridge ou que la Régie pourrait juger appropriée.

Outre Enbridge, 39 intervenants et 28 auteurs d'une lettre de commentaires ont pris part au processus d'audience, laquelle s'est déroulée sur pièces et oralement. Dans le cadre du volet sur pièces, la Commission a recueilli des éléments de preuve, des lettres de commentaires, les réponses d'Enbridge à trois séries de demandes de renseignements d'intervenants et celles d'intervenants à une série de telles demandes, la contre-preuve d'Enbridge et les plaidoiries finales écrites. Le volet oral de l'audience, comprenant un contre-interrogatoire et une brève plaidoirie finale, s'est déroulé sur 28 jours en mode virtuel.

Les points de vue des parties résumés tout au long de la présente décision sont sélectifs et visent à mettre en évidence les principales observations tirées d'un dossier renfermant l'ensemble de la preuve et de la plaidoirie. Certains intervenants qui ont donné leur appui à la demande n'ont pas fait d'observations détaillées sur les différents points abordés ici. Bien que les observations ne soient pas toutes résumées dans la présente décision, la Commission a examiné attentivement le volumineux dossier de l'instance dans son intégralité.

Les annexes I et II de la présente décision constituent, dans cet ordre, la liste des questions étudiées par la Commission et une description détaillée de la façon dont cette dernière a instruit la demande<sup>2</sup>.

L'annexe III renferme une liste des décisions antérieures de l'Office national de l'énergie et de la Régie auxquelles il est fait référence dans la présente, avec liens y menant.

## 1.2 Contexte

### 1.2.1 Aperçu du réseau de transport de pétrole brut canadien

Rare est le pétrole brut produit au Canada qui ne provient pas du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC »), lequel s'étend du Manitoba à la Colombie-Britannique, en passant par la Saskatchewan et l'Alberta. Les raffineries transforment le pétrole brut en produits courants comme de l'essence, du diesel, du carburéacteur ou du mazout de chauffage. Bien qu'il existe une demande de raffinage à l'échelle locale en Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan, le pétrole brut produit dans l'Ouest canadien est surtout acheminé par pipeline vers le Midwest américain, le centre du continent et la côte américaine du golfe du Mexique, ainsi que vers l'Ontario et le Québec. Les raffineries du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique comptent parmi les plus importants marchés pour le pétrole canadien.

Les pipelines d'exportation de pétrole brut de l'Ouest canadien partent de deux importants carrefours de transport albertains situés à Edmonton et à Hardisty. Ces dernières années, quatre grands pipelines, soit la canalisation principale au Canada d'Enbridge et les pipelines Trans Mountain<sup>3</sup>, Keystone<sup>4</sup> et Express, ont, ensemble, transporté plus de 3,8 millions de barils par jour (« Mb/j ») à partir de l'Ouest canadien à destination de marchés partout au Canada, aux États-Unis et même au-delà. Le pétrole brut de l'Ouest canadien est également acheminé par train vers différents marchés à la grandeur du Canada et des États-Unis<sup>5</sup>.

Bien que certains grands oléoducs offrent un service garanti, la majeure partie de la capacité pipelinière totale sort actuellement du BSOC sous forme non souscrite. En général, dans ce dernier cas, les expéditeurs passent chaque mois une commande pour faire transporter leurs volumes par le pipeline. Si le total de ces volumes est supérieur à la capacité pipelinière, la commande de chaque expéditeur est réduite d'un pourcentage uniforme qu'on appelle

---

<sup>2</sup> Il faut savoir qu'avant le dépôt de sa demande, Enbridge a lancé un appel de soumissions le 2 août 2019 pour service garanti sur la canalisation principale au Canada. En réponse à des pièces déposées par diverses parties, la Commission a rendu, le 27 septembre 2019, une décision indiquant qu'Enbridge ne pouvait offrir un tel service à des expéditeurs éventuels avant qu'elle en ait elle-même approuvé la teneur, les droits exigibles ainsi que les modalités et conditions. Voir la lettre de décision de la Régie de l'énergie du Canada au sujet des plaintes concernant l'appel de soumissions pour le réseau principal de Pipelines Enbridge Inc., dépôt [C01893-2](#) (27 septembre 2019) (la « décision relative à l'appel de soumissions »).

<sup>3</sup> Le pipeline Trans Mountain, qui relie Edmonton à Burnaby, en Colombie-Britannique, achemine du pétrole brut jusqu'à la côte Ouest du Canada. En 2019, son débit moyen a été de 314 milliers de barils par jour (« kb/j »). [Régie, [Données du gouvernement ouvert sur les débits et la capacité des pipelines](#)]

<sup>4</sup> Le pipeline Keystone part de Hardisty, en Alberta, à destination du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique. En 2019, son débit moyen a été de 552 kb/j. [Régie, [Données du gouvernement ouvert sur les débits et la capacité des pipelines](#)]

<sup>5</sup> Les exportations de pétrole brut par chemin de fer ont atteint un sommet d'environ 412 kb/j en février 2020. [Régie, Gouvernement ouvert, [Exportations de pétrole brut canadien par chemin de fer – Données mensuelles](#)]

répartition. Divers facteurs peuvent être à l'origine d'une telle situation comme, par exemple, la croissance de l'offre de pétrole ou à l'inverse, une réduction de la capacité pipelinière attribuable à des travaux d'entretien ou des arrêts de fonctionnement imprévus.

Avant 2020 et la pandémie de COVID-19, à l'origine d'une réduction de la demande mondiale de pétrole brut, les principaux oléoducs de l'Ouest canadien fonctionnaient à pleine capacité ou presque, leur croissance n'ayant pas suivi le rythme de celle de l'offre. Comme la production pétrolière dépassait la capacité pipelinière, les répartitions étaient fréquentes et parfois marquées. La demande de pétrole brut s'est en grande partie rétablie depuis les creux enregistrés au printemps 2020. À l'été 2021, les pipelines étaient exploités à pleine capacité et de forts volumes faisaient souvent l'objet de répartition sur la canalisation principale au Canada.

Ces dernières années, la capacité pipelinière de sortie du BSOC a quelque peu augmenté. Ainsi, le programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge (le « remplacement de la canalisation 3 ») et le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, une fois en service, ajouteront une capacité de transport d'environ 1 Mb/j<sup>6</sup>.

### 1.2.2 Aperçu du réseau principal d'Enbridge

Le réseau principal d'Enbridge en est un intégré constitué de la canalisation principale au Canada<sup>7</sup> et du réseau Lakehead<sup>8</sup> aux États-Unis. La figure 2.1 en illustre la portée sur une carte. À partir d'Edmonton, en Alberta, la canalisation principale au Canada, qui comprend des actifs réglementés par la Régie sur environ 6 600 km<sup>9</sup>, défile vers l'est dans les Prairies avant de traverser la frontière canado-américaine à proximité de Gretna, au Manitoba, où elle se raccorde au réseau Lakehead.

À Superior, au Wisconsin, le réseau Lakehead se divise en deux branches. Du côté septentrional, la canalisation 5 passe par le nord du Wisconsin et du Michigan avant de traverser la frontière internationale en Ontario. Le tronçon sud, qui se divise en trois canalisations, soit 6, 14 et 61, longe l'extrémité méridionale du lac Michigan, puis traverse la région de Chicago, en Illinois, pour atteindre Flanagan, dans ce même État, où il se raccorde à des pipelines et des installations de stockage en aval. De là aussi, les canalisations 78A et 78B partent vers le nord-est en direction du Canada.

Les canalisations 5 et 78B franchissent la frontière canado-américaine en Ontario pour aboutir à Sarnia. De là et tout en demeurant en sol ontarien, la canalisation principale au Canada est en mesure de transporter du pétrole brut jusqu'à Westover par la canalisation 7, puis jusqu'à Nanticoke par la canalisation 11.

Le réseau principal d'Enbridge est également raccordé à un certain nombre d'autres pipelines réglementés par la Régie, dont le pipeline Keystone (« Keystone »), le pipeline Express

---

<sup>6</sup> Le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain devrait ajouter 590 kb/j et le remplacement de la canalisation 3, 370 kb/j, relativement à la capacité de cette canalisation au moment du dépôt de la demande.

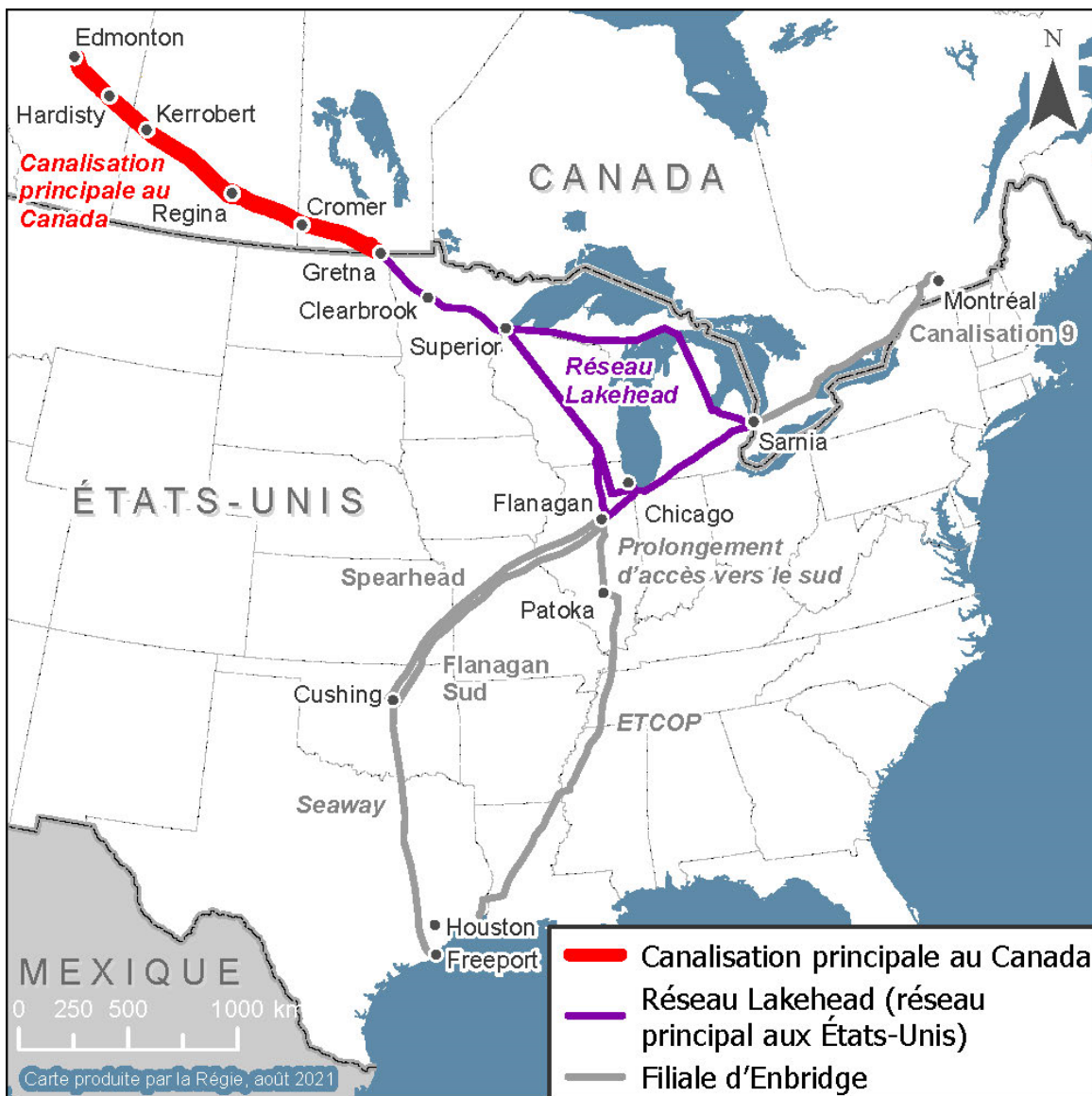
<sup>7</sup> La canalisation principale au Canada comprend les tronçons canadiens des canalisations 1, 2, 3, 4, 5, 6B et 67, ainsi que les canalisations 7 et 11.

<sup>8</sup> Le réseau Lakehead comprend les tronçons américains des canalisations 1, 2, 3, 4, 5, 65, 67, 78A et 78B, ainsi que les canalisations 6A, 14/64 et 61.

<sup>9</sup> Comprend les pipelines en exploitation et diverses infrastructures auxiliaires [[Profils pipeliniers – Réseau principal d'Enbridge](#)].

(« Express »), le pipeline Wascana et la canalisation 9 d'Enbridge, ainsi qu'à plusieurs canalisations réglementées par des organismes américains, comme Spearhead, Flanagan South, Southern Access Extension, Mustang et Toledo<sup>10</sup>. Les pipelines de raccordement transportent du brut jusqu'à des raffineries situées dans le Midwest américain et le centre du continent, en Ontario et au Québec, ainsi qu'aux principaux marchés et carrefours de transport de Cushing ou de Patoka, respectivement en Oklahoma et en Illinois. De ces deux derniers endroits, il est ensuite possible de rejoindre un grand nombre de raffineries sur la côte américaine du golfe du Mexique.

**Figure 2.1 – Carte du réseau principal d'Enbridge**



<sup>10</sup> Les canalisations Spearhead et Flanagan South transportent du pétrole brut de la région de Flanagan, en Illinois, jusqu'à Cushing, en Oklahoma. Celles de Southern Access Extension se rendent, elles, jusqu'à Patoka, en Illinois. Mustang aboutit au même endroit à partir de Chicago tandis que Toledo transporte du pétrole brut de Stockbridge, au Michigan, jusqu'à Toledo, en Ohio.

Le réseau principal d'Enbridge a une capacité de transport supérieure à 3 Mb/j de produits d'hydrocarbures, qu'il s'agisse de brut léger, moyen ou lourd, de produits raffinés ou de liquides de gaz naturel (« LGN »)<sup>11</sup>. Il compte 12 points de réception<sup>12</sup> et 18 de livraison<sup>13</sup>, avec raccordements directs à 15 raffineries. En outre, il dessert des marchés de la Saskatchewan<sup>14</sup>, du Midwest américain<sup>15</sup> (PADD II), de la Pennsylvanie<sup>16</sup> (PADD I) et de l'Ontario<sup>17</sup>, ainsi que des pipelines en aval à destination des marchés du raffinage sur la côte américaine du golfe du Mexique (PADD III). Au total, le réseau a accès à une capacité de raffinage d'environ 12,7 Mb/j.

Au moment de la présentation de la demande, le réseau principal d'Enbridge transportait 1,9 Mb/j vers des raffineries directement raccordées et plus de 1,1 Mb/j pour des expéditeurs ayant des engagements d'achat ferme en aval, sur des pipelines reliés à d'autres raffineries et marchés d'exportation. Ces raffineries directement raccordées et les pipelines en aval créent une demande en flux tiré pour les services du réseau principal d'Enbridge.

### 1.2.3 Aperçu du contexte unique de la canalisation principale au Canada

La canalisation principale au Canada représente environ 70 % de la capacité pipelinière totale permettant d'acheminer du pétrole brut hors du BSOC. Ses principaux points de réception en amont sont les carrefours d'échange de liquides à Edmonton et à Hardisty, en Alberta<sup>18</sup>, tandis que ses points de livraison en aval comprennent une série de petites installations ou d'autres pipelines qui privilégient les contrats de service garanti pour leur exploitation.

Compte tenu de ce qui précède et du besoin pour Enbridge de s'assurer que le produit sera entièrement retiré aux points de livraison<sup>19</sup>, les expéditeurs inscrits sont généralement associés

---

<sup>11</sup> Dans sa demande, Enbridge a indiqué qu'en 2019, son réseau principal a transporté 42 produits de pétrole brut distincts, un de LGN et 19 types de produits pétroliers raffinés.

<sup>12</sup> Dans sa demande, Enbridge a énuméré les lieux suivants comme points de livraison : Hardisty en Alberta, Kerrobert, Milden, Stony Beach et Regina en Saskatchewan, Gretna au Manitoba, Clearbrook au Minnesota, Superior au Wisconsin, Lockport, Mokena et Flanagan en Illinois, Griffith en Indiana, Stockbridge, Rapid River et Marysville au Michigan, ainsi que Corunna ou Sarnia, Westover et Nanticoke en Ontario.

<sup>13</sup> Dans sa demande, Enbridge a énuméré les lieux suivants comme points de réception : Edmonton et Hardisty en Alberta, Kerrobert et Regina en Saskatchewan, Cromer au Manitoba, Clearbrook au Minnesota, Mokena en Illinois, Griffith en Indiana, Stockbridge et Lewiston au Michigan, ainsi que Corunna ou Sarnia et Westover en Ontario.

<sup>14</sup> CCRL et le complexe de raffinage coopératif de FCL à Regina.

<sup>15</sup> Marathon et Flint Hills Resources au Minnesota, Cenovus Energy Inc. (auparavant Husky) au Wisconsin, ExxonMobil et CITGO en Illinois, BP Products North America Inc. en Indiana, BP Products North America Inc. et PBF en Ohio, ainsi que Marathon au Michigan.

<sup>16</sup> United Refining à Warren.

<sup>17</sup> Les raffineries ontariennes sont celles de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée à Nanticoke et Sarnia, de Shell Canada Limitée à Corunna et de Suncor à Sarnia.

<sup>18</sup> La canalisation principale au Canada est en outre approvisionnée à partir de points de réception en Saskatchewan (Kerrobert et Regina) et au Manitoba (Cromer).

<sup>19</sup> Les règles qui s'appliquent au réseau principal d'Enbridge sont strictes parce qu'il ne s'agit pas d'un pipeline qui se rend directement à un carrefour de réception de liquides offrant diverses possibilités. Le pétrole doit plutôt être expédié à une destination précise selon l'acheteur (raffinerie désignée ou pipeline en aval). Par conséquent, la destination exacte doit être connue avant que le brut à transporter soit accepté. C'est ainsi que si on consent au transport par contrat sur la canalisation principale, un producteur en amont qui jouit d'un service garanti devrait au préalable vérifier auprès d'une installation en aval (habituellement un raffineur) qu'elle acceptera le pétrole brut produit avant que celui-ci ne puisse être acheminé. Au cas contraire, le producteur en amont ne pourra pas utiliser le service de transport garanti.

à des installations ou des titulaires de capacité pipelinière garantie en aval. Les producteurs ont principalement choisi de vendre leur production à des expéditeurs en amont du réseau principal d'Enbridge, sur les marchés d'Edmonton et de Hardisty, plutôt que de l'acheminer eux-mêmes sur le réseau en tant qu'expéditeurs inscrits. Cette situation joue aussi au chapitre de l'exigence de vérification en aval, abordée plus en détail à la section 6.2 (Procédure de vérification de la destination).

Producteurs, sociétés de transport et de stockage, négociants, revendeurs et raffineurs sont autant d'intervenants sur le marché de la chaîne d'approvisionnement en pétrole brut. Les sociétés intégrées possèdent à la fois des actifs de production et de raffinage. Les entreprises qui se consacrent exclusivement à la production sont communément appelées des « producteurs purs ». Ces sociétés peuvent être petites ou très petites, mais il peut aussi s'agir de multinationales. Les revendeurs<sup>20</sup> s'approvisionnent auprès de producteurs de petite ou moyenne taille qui comptent habituellement sur eux pour la commercialisation de leur production auprès de sociétés en aval. Certains grands producteurs peuvent de plus s'occuper eux-mêmes de la commercialisation. De nombreuses parties, tout au long de la chaîne d'approvisionnement en pétrole brut, qui habituellement ne sont pas des expéditeurs inscrits sur la canalisation principale au Canada ont pris part à l'instance.

Les parties qui appuient la demande sont généralement des raffineurs ou des sociétés intégrées qui possèdent des raffineries aux États-Unis, le plus grand marché pour le pétrole brut de l'Ouest canadien<sup>21</sup>. Il est à noter que ces raffineurs et sociétés intégrées sont habituellement les expéditeurs inscrits de la canalisation principale au Canada, car ils possèdent des raffineries qui sont reliées au réseau principal d'Enbridge, directement ou non.

Un groupe diversifié de parties prenantes est défavorable à la demande. Il est constitué de producteurs de tailles variées, d'une association représentant des producteurs au sein de l'industrie (L'Association des Explorateurs et Producteurs du Canada ou « EPAC »), du gouvernement de la Saskatchewan, de raffineurs et sociétés intégrées, ainsi que d'une société qui possède des pipelines d'aménage raccordés au réseau. Même si bon nombre des producteurs qui s'opposent ne sont pas des expéditeurs inscrits, ils comptent sur le réseau principal d'Enbridge afin d'atteindre les marchés voulus, habituellement pour la vente de leurs produits à des raffineurs, sociétés intégrées ou négociants en amont du point d'entrée sur la canalisation principale au Canada. Ces parties représentent plus de la moitié du volume total de pétrole brut et de liquides produits dans l'Ouest canadien.

Enbridge a indiqué avoir obtenu un appui considérable à l'endroit de sa demande, ce qui devrait constituer un « facteur déterminant important » au moment de l'examen de celle-ci en vue de son approbation par la suite. Elle a fourni des lettres d'appui de 14 parties<sup>22</sup> représentant plus de 75 % des volumes de pétrole brut acheminés sur la canalisation principale au Canada.

Toutefois, compte tenu du fait que la canalisation principale au Canada est, de loin, le plus grand pipeline d'exportation de pétrole et qu'elle présente une configuration unique, les

---

<sup>20</sup> Shell Trading Canada, Trafigura, Macquarie et des entités intermédiaires comme Pembina Midstream, Inter Pipeline Ltd., Plains Midstream, Gibson Energy et Tidal (Enbridge) sont des exemples de revendeurs actifs sur la scène de la commercialisation dans le BSOC.

<sup>21</sup> Deux parties favorables à la demande, Vermillion Energy et Connacher Oil and Gas Limited, ne possèdent pas d'actifs de raffinage.

<sup>22</sup> Voir les lettres d'appui d'expéditeurs, dépôt [C03831-2](#) (19 décembre 2019) et la lettre d'appui de Connacher Oil and Gas Limited, dépôt [C09909-9](#) (26 novembre 2020).



modalités et conditions, l'accès et les droits exigibles pourraient avoir une incidence sur un large ensemble de parties prenantes, qu'il s'agisse d'expéditeurs inscrits ou non. À ce sujet, il importe de souligner que même si de nombreux producteurs ne sont pas des expéditeurs inscrits, une grande partie de leur production est transportée sur le réseau, ce qui fait que leurs intérêts sont liés aux utilisations futures de ce réseau et aux incidences éventuelles sur le marché. Les ententes de règlement antérieures signées avec l'Association canadienne des producteurs pétroliers (« ACPP ») montrent bien l'importance des intérêts des producteurs à l'égard de la détermination des droits et tarifs visant la canalisation principale au Canada<sup>23</sup>.

### 1.3 Cadre législatif

Pour examiner la demande, la Commission doit prendre en considération les dispositions suivantes de la LRCE : le paragraphe 239(1), ainsi que les articles 230, 235 et 236, qui portent respectivement sur l'obligation de transporteur public, les droits justes et raisonnables, l'interdiction de distinction injuste et le fardeau de la preuve. Ces dispositions sont reprises verbatim de l'ancienne *Loi sur l'Office national de l'énergie*, exception faite de quelques changements mineurs visant à moderniser le libellé<sup>24</sup>.

La section Transport, droits et tarifs de la partie III de la LRCE, auparavant la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, accorde à la Commission de vastes pouvoirs en matière de droits et tarifs. Dans son examen de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, la Cour d'appel fédérale a statué que l'Office était autorisé dans les termes les plus larges à rendre des ordonnances sur tous les sujets se rapportant aux droits et tarifs<sup>25</sup>. Elle a ajouté que, pour s'assurer que les droits sont justes et raisonnables, [traduction] « l'Office n'est pas entravé ni limité par des règles ou dispositions légales quant à la façon dont cette fonction doit être exercée et l'objectif atteint »<sup>26</sup>.

En ce qui concerne les oléoducs, le paragraphe 239(1) de la LRCE prévoit ce qui suit :

Sous réserve des règlements de la Commission et des conditions ou exceptions prévues par celle-ci, la compagnie exploitant un pipeline de transport de pétrole reçoit, transporte et livre tout le pétrole qui lui est offert pour le transport par pipeline sans délai, avec le soin et la diligence voulus et conformément à ses pouvoirs.

L'exigence précitée est souvent appelée obligation de transporteur public ou de transport public. Il est à noter que la LRCE ne renferme aucune directive explicite sur la façon dont une société doit répondre à cette exigence ni sur les critères que la Commission devrait prendre en

---

<sup>23</sup> Par exemple, l'entente de tarification concurrentielle précédente a été négociée par l'ACPP et les expéditeurs du réseau principal d'Enbridge, qui l'ont tous appuyée.

<sup>24</sup> Voir la partie IV de l'ancienne loi, en particulier l'article 59 quant aux pouvoirs de l'Office, l'article 62 sur les droits justes et raisonnables, les articles 67 et 68 autour des discriminations injustes, ainsi que l'article 71 traitant du transport public.

<sup>25</sup> *British Columbia Hydro and Power Authority c. Westcoast Transmission Limited*, [1981] 2 C.F. 646 (Cour fédérale du Canada – Section d'appel), paragr. 17 [BC Hydro]. Voir aussi *TransCanada PipeLines Ltd. c. Canada* (Office national de l'énergie), [2004 Cour d'appel fédérale \(« CAF »\) 149](#), paragr. 30, ainsi que *Flint Hills Resources Ltd. c. Canada* (Office national de l'énergie), [2006 CAF 320](#), paragr. 10 et 11.

<sup>26</sup> *Ibid.*, BC Hydro, paragr. 17.



considération pour décider de toute exemption ou condition en vertu de cette disposition<sup>27</sup>. Cette obligation est traitée en détail à la section 3.1 (Définition de l'obligation de transporteur public et cadre d'évaluation).

L'article 230 de la LRCE prévoit ce qui suit :

Tous les droits doivent être justes et raisonnables et, dans des circonstances et conditions essentiellement similaires pour tous les transports de même nature sur le même parcours, être imposés de façon égale à tous, au même taux.

Cette disposition et les principes de conception des droits connexes sont abordés au chapitre 4 (Méthode de conception des droits), dans le cadre de l'examen par la Commission de la méthode de conception des droits proposée par Enbridge.

L'article 235 de la LRCE impose une interdiction générale de distinction injuste, comme suit :

Il est interdit à la compagnie de faire, à l'égard d'une personne ou d'une localité, des distinctions injustes quant aux droits, au service ou aux installations.

L'article 236 de la LRCE précise que c'est à la société pipelinière qu'il incombe de prouver que toute distinction observée n'est pas injuste. Cette exigence, qui est prise en compte dans chacun des chapitres suivants, s'applique de façon générale à tous les aspects de la demande, y compris au transport garanti (chapitre 3), aux droits proposés (chapitre 4), aux modalités et conditions de service (chapitre 5) et à l'inclusion de la procédure de vérification de la destination dans le tarif de la canalisation principale au Canada (chapitre 6).

La Commission juge qu'il est approprié de tenir compte de l'intérêt public, notamment en ce qui concerne les questions de transport, droits et tarifs<sup>28</sup>. En outre, dans son préambule, la LRCE fait état d'un engagement à accroître la compétitivité mondiale du Canada, notamment en rassurant les investisseurs et les intervenants, favorisant l'innovation et permettant de mettre sur pied des projets judicieux qui génèrent des emplois pour les Canadiens.

La Commission souligne que les dispositions législatives ne peuvent pas être interprétées isolément les unes des autres. Une préoccupation concernant le respect de l'obligation de

---

<sup>27</sup> Voir les Motifs de décision [MH-3-2000](#) de l'Office national de l'énergie relativement à Pipelines Trans-Nord Inc. – Suspension des services, novembre 2000, p. 7 (13 du PDF), et [RH-2-2011](#) de l'Office national de l'énergie relativement à Trans Mountain Pipeline ULC, au nom de Trans Mountain Pipeline L.P., décembre 2011, Demande de service garanti au terminal maritime Westridge, p. 28 (40 du PDF).

<sup>28</sup> Par exemple, voir les Motifs de décision [OH-1-95](#) de l'Office national de l'énergie relativement à Express Pipeline Ltd. – Installations et méthode de conception des droits, juin 1996, p. 42, dans lesquels « l'Office fait remarquer que des contrats ne peuvent pas atténuer les pouvoirs que lui confère la loi et que sa compétence à protéger l'intérêt public dans de futures instances reste la même », les Motifs de décision [OH-1-2009](#) de l'Office relativement à TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd., mars 2010, p. 46-47, dans lesquels l'Office se penche sur la question de l'intérêt public pour établir le pourcentage à réserver à la capacité non souscrite, les Motifs de décision [RH-1-2005](#) de l'Office relativement à Enbridge Pipelines Inc. – Droits, juin 2005, p. 19 (29 du PDF), dans lesquels l'Office mentionne que « face aux arrangements innovateurs dont peuvent convenir les sociétés pipelinières et leurs expéditeurs, l'Office doit songer à l'intérêt public et au caractère raisonnable et prudent des coûts, ainsi qu'assurer qu'il n'y ait pas de distinctions injustes entre les expéditeurs » et les Motifs de décision [RH-1-88](#), Première étape de l'Office relativement à TransCanada PipeLines Limited – Droits, novembre 1988, p. 19, dans lesquels l'Office indique qu'il « prend ses décisions en vertu de la juridiction que lui confère la Partie IV [et qu'il] prend en compte l'intérêt public général et les exigences particulières que lui impose la *Loi sur l'Office national de l'énergie* ».

transporteur public en soulève souvent d'autres autour des questions de distinctions injustes ou encore, sinon en plus, du caractère juste et raisonnable des droits. Bien que la Commission rejette la mise en œuvre de contrats relatifs à la canalisation principale, la décision vise à fournir un raisonnement et une orientation que les parties pourront appliquer dans le cadre de futures discussions, reconnaissant que ce sont ces mêmes parties qui sont les mieux placées pour élaborer, en tenant compte de la réalité commerciale, des solutions qui répondront aux besoins qui existent, sauront relever les défis qui se posent et pourront tirer avantage des possibilités qui se présentent dans le contexte de la canalisation principale au Canada.

## 2 Transporteur public

Enbridge a présenté une demande en vue d'offrir un service de transport garanti pour 90 % de la capacité disponible de la canalisation principale au Canada. Elle a également demandé une confirmation à l'effet que sa procédure d'appel de soumissions proposée est appropriée et assurera l'équité, la transparence et la conformité aux obligations de la société aux termes de l'article 239 de la LRCE. Dans le présent chapitre, la Commission se penche sur l'obligation de transporteur public pour voir si les contrats relatifs à la canalisation principale respectent les dispositions prévues au paragraphe 239(1).

En guise de question préliminaire, la Commission fait remarquer que les parties ont utilisé une terminologie différente en rapport avec ce qu'est le transport public à cette audience. La canalisation principale au Canada offre actuellement un service non souscrit pour toute sa capacité, ce qui signifie que les expéditeurs passent des commandes chaque mois et ne peuvent conclure de contrats à long terme. Certaines parties à l'instance ont fait valoir que le service entièrement non souscrit est requis pour être un transporteur public et pour respecter l'obligation qui se rattache à ce titre. La Commission n'est pas d'accord avec cette caractérisation, dont elle traite dans le présent chapitre.

Au cours de l'audience, les parties ont aussi parlé de service souscrit, contractuel ou prioritaire de façon interchangeable en opposition au service non souscrit. Les expressions service garanti et service souscrit sont à toutes fins utiles interchangeables. Le service garanti ou souscrit prévoit un transport sans coupure et souvent, les expéditeurs qui s'en prévalent paient, peu importe s'ils l'utilisent. Le service contractuel se rapporte bien souvent à une prestation dans le cadre de contrats à court ou à long terme (plutôt qu'à un service sur demande ou ponctuel), généralement sous forme garantie<sup>29</sup>. Le service prioritaire est une caractéristique de la garantie ainsi consentie, principalement en ceci que la priorité est accordée aux expéditeurs qui profitent d'un service garanti par rapport aux commandes de service non souscrit. Il peut aussi caractériser certains services non garantis (comme dans le cas de destinations prioritaires), qui n'étaient pas en cause dans la demande. Par conséquent, la Commission n'utilise pas les expressions service contractuel ou service prioritaire de façon interchangeable quand elle parle de service garanti et de service souscrit. Tout au long de la présente décision, les points de vue des parties sont résumés à l'aide de la terminologie qu'elles ont elles-mêmes utilisée.

### 2.1 Définition de l'obligation de transporteur public et cadre d'évaluation

Toutes les parties ont convenu que les contrats relatifs à la canalisation principale doivent respecter l'obligation de transporteur public prévue dans la LRCE. Cependant, elles ne s'entendaient pas sur ce que cette obligation signifiait. Dans la présente section, la Commission définit donc l'obligation en question et en établit le cadre d'évaluation, lequel est ensuite appliqué dans ce chapitre aux contrats relatifs à la canalisation principale.

---

<sup>29</sup> Il est à noter que certaines parties ont également parlé de transporteur à contrat par opposition à transporteur public ou de façon interchangeable pour service garanti, ce que n'a pas fait la Commission dans sa décision.

## Points de vue des parties

### Enbridge

Enbridge a soutenu que l'obligation de transporteur public peut être satisfaite en fournissant un service souscrit ou non. La notion de transporteur public n'est pas interchangeable avec celle de service non souscrit et il n'est pas interdit de fournir un tel service à partir de la capacité pipelinière existante.

Citant des décisions antérieures de l'Office, Enbridge a argué que les seuls critères qui ont été appliqués de façon constante pour déterminer si un oléoduc peut offrir un service contractuel sont la tenue d'un appel de soumissions approprié pour de nouvelles installations ou de nouveaux services et une capacité suffisante rendue disponible pour des volumes non souscrits.

### Intervenants défavorables à la demande

Suncor a fait valoir que l'obligation de transporteur public est fondée sur le principe du libre accès aux pipelines, bien souvent des monopoles naturels, qu'il faut respecter et qui constitue une composante essentielle d'un marché concurrentiel pour le pétrole ou le gaz. Même si elle a reconnu que cette obligation n'était pas absolue, elle soutient que le libre accès demeure un principe fondamental de la réglementation des oléoducs. De même, Inter Pipeline Ltd. (« Inter Pipeline ») a fait remarquer que le but de l'obligation de transporteur public est de veiller à ce que les producteurs de pétrole canadiens aient un accès équitable et égal aux pipelines de transport hors BSOC.

Le groupe d'expéditeurs canadiens (« GEC »), constitué de Canadian Natural Resources Limited (« CNRL »), MEG Energy Corp. (« MEG ») Shell Canada Limitée (« Shell ») et Total E&P Canada Ltd. (« Total »), a soutenu qu'au départ, les exploitants d'oléoducs au Canada sont des transporteurs publics et que le transport par contrat ne devrait pas nuire à l'obligation qui découle de cette situation. Le transport par contrat devrait être envisagé en présence d'un avantage généralisé, comme l'élargissement des marchés, la construction d'installations, la création de nouvelles voies de sortie ou l'accroissement de la capacité. Le gouvernement de la Saskatchewan a soutenu qu'un demandeur devait démontrer la nécessité de déroger aux obligations de transporteur public prévues dans la LRCE et justifier cette entorse à la pratique établie.

Le GEC a passé en revue les cas où l'Office avait approuvé le transport par contrat sur des oléoducs et a relevé les quatre facteurs communs suivants qui étaient présents dans presque tous ces cas :

- il y avait un lien entre la demande relative aux droits et de nouvelles installations;
- la demande permettrait de desservir de nouveaux marchés;
- le transport par contrat a été demandé à l'appui de la construction de nouvelles installations;
- les producteurs de pétrole n'ont pas contesté la demande.

Certains intervenants ont convenu que l'article 239 de la LRCE n'exclut pas complètement la possibilité de transport par contrat sur un oléoduc, même en l'absence d'une exemption. Ils ont

toutefois soutenu que le contexte historique unique et les circonstances propres à la canalisation principale au Canada permettent de conclure qu'il serait, de toute évidence, injuste et déraisonnable d'imposer un tel transport sur cette canalisation, qui mènerait à une distinction injuste. D'autres intervenants défavorables à la demande ont soutenu qu'Enbridge devrait obtenir l'autorisation de la Régie afin de pouvoir être soustraite à l'obligation d'acheminer tout le pétrole qui lui est livré et d'offrir un service garanti sur la canalisation principale au Canada, ce qui n'était pas justifié ici.

En outre, les intervenants qui s'opposent à la demande ont exhorté la Commission à tenir compte de l'intérêt public lors de l'évaluation de celle-ci et à s'assurer du respect de l'obligation de transporteur public.

### 2.1.1 Contexte législatif

Le paragraphe 239(1) de la LRCE prévoit ce qui suit :

Sous réserve des règlements de la Commission et des conditions ou exceptions prévues par celle-ci, la compagnie exploitant un pipeline de transport de pétrole reçoit, transporte et livre tout le pétrole qui lui est offert pour le transport par pipeline sans délai, avec le soin et la diligence voulus et conformément à ses pouvoirs.

Au même titre que le paragraphe 71(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*<sup>30</sup> qu'il a remplacé, l'énoncé qui précède exige que les oléoducs soient des transporteurs publics. Cette exigence remonte à l'adoption de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* en 1959 et même à la *Pipe Lines Act* de 1949.

Par ailleurs, la notion de transporteur public existait avant même de s'appliquer aux oléoducs alors qu'elle touchait déjà le transport ferroviaire, routier et maritime au Canada, au Royaume-Uni et aux États-Unis, que ce soit en vertu de lois ou dans le contexte de la common law.

Une preuve riche et nuancée a été déposée dans le cadre de cette instance au sujet de l'évolution de la réglementation des oléoducs comme de l'obligation de transporteur public, tant aux États-Unis qu'au Canada, par M. Church au nom d'Enbridge, ainsi que par MM. Makhholm et Priddle au nom du GEC.

Historiquement, les législateurs américains et canadiens ont reconnu que les oléoducs partageaient certaines caractéristiques propres à un monopole, donc devraient être réglementés dans l'intérêt public. Au moment d'adopter la *Loi sur l'Office national de l'énergie* à l'origine, le Parlement a déclaré que les grandes sociétés pétrolières étaient tenues d'autoriser d'autres expéditeurs à utiliser leurs canalisations pour favoriser la concurrence dans l'industrie et amoindrir les importants avantages qui découlent du fait qu'elles possèdent un pipeline<sup>31</sup>.

---

<sup>30</sup> Le paragraphe 71(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* prévoyait ce qui suit : « Sous réserve des règlements de l'Office ou des conditions ou exceptions prévues par celui-ci, la compagnie exploitant un pipeline destiné au transport du pétrole reçoit, transporte et livre tout le pétrole qui lui est offert pour transport par pipeline sans délai, avec le soin et la diligence voulus et conformément à ses pouvoirs. »

<sup>31</sup> Projet de loi C-49, *An Act to provide for the Establishment of a National Energy Board*, deuxième lecture, [Chambre des Communes – Débats \(20-5\)](#), p. 2511 (8 avril 1949).

Lorsque l'obligation de transporteur public a été introduite pour la première fois dans la *Pipe Lines Act*, le Parlement a traité de cette question dans le contexte des oléoducs aux États-Unis où, à la suite de la modification Hepburn à l'*Interstate Commerce Act*, les oléoducs interétatiques sont devenus des organismes de transport public entrant dans la catégorie des transporteurs publics. Le Parlement a fait remarquer que le but était de promouvoir la concurrence dans l'industrie pétrolière en exigeant des grandes sociétés présentes dans ce secteur qu'elles autorisent d'autres expéditeurs à utiliser leurs canalisations. Il a ajouté que les économies que permet de réaliser le pipeline pour le transport du pétrole sur de longues distances par voie terrestre procurent de grands avantages concurrentiels à une société pétrolière possédant une telle canalisation, mais si d'autres peuvent aussi en profiter à titre de transporteur public, ces avantages sont bien moindres. Même si les oléoducs américains ont pour la plupart conservé un service entièrement non souscrit, ces entreprises ont adopté des structures commerciales, que ce soit sous la forme d'une intégration verticale étendue ou de la greffe de coentreprises, pour soutenir les investissements dans les pipelines en l'absence de contrats.

La notion de transporteur public a continué d'évoluer au Canada. Depuis 1995, des demandes ont été présentées au titre de la réglementation pour de nouveaux pipelines (comme Express et Keystone) ou d'importants investissements dans des pipelines existants (comme le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain). Elles étaient étayées par des contrats de service garanti à l'égard d'une grande partie de la capacité et ont été approuvées par l'Office<sup>32</sup>. La conformité aux exigences imposées aux transporteurs publics a également été prise en considération pour l'approbation de contrats de service garanti sur des installations existantes, sans nouveaux investissements<sup>33</sup>. La section qui suit traite des décisions antérieures de l'Office concernant le service garanti sur les oléoducs et l'obligation de transporteur public.

### 2.1.2 Décisions antérieures

La LRCE, comme il a déjà été indiqué plus haut, ne précise pas si le service garanti peut répondre à l'obligation de transporteur public, ni de quelle manière le cas échéant. Cependant, les décisions antérieures de l'Office ont toujours été fondées sur une approche globale de l'interprétation et de l'application de la législation à cet égard.

- L'obligation de transporteur public est un concept relatif et son caractère raisonnable devrait toujours être un critère à considérer<sup>34</sup>.

---

<sup>32</sup> Voir la section 3.1.2 (Décisions antérieures) pour un exposé détaillé autour des décisions antérieures de l'Office après évaluation de propositions de service garanti ou prioritaire sur un oléoduc.

<sup>33</sup> Par exemple, dans la décision RH-2-2011, l'Office a approuvé un service garanti sur le réseau pipelinier de Trans Mountain jusqu'au terminal maritime Westridge pour une petite partie de la capacité totale du pipeline (18 %), tout le reste (82 %) demeurant disponible pour service non souscrit.

<sup>34</sup> Motifs de décision [MH-4-96](#) de l'Office national de l'énergie relativement à PanCanadian Petroleum Limited, février 1997, p. 12. Voir également RH-2-2011 *supra* note 27.

- Un corollaire direct de ce qui précède est que l'organisme de réglementation a de vastes pouvoirs et peut adapter l'obligation de transporteur public au fil de circonstances uniques pouvant prévaloir<sup>35</sup>.

Cette façon de procéder est conforme à une interprétation des tribunaux allant au-delà des pipelines quant aux obligations de transporteur public prévues par la loi<sup>36</sup>.

La cohérence avec laquelle le service garanti sur un oléoduc a été approuvé par l'Office selon divers scénarios, sans aucune exemption en vertu du paragraphe 71(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, confirme que l'obligation de transporteur public peut être satisfaite autrement que par la voie d'une capacité entièrement non souscrite, pourvu qu'un accès suffisant soit maintenu. L'importance de l'accès au pipeline s'applique sans distinction à la capacité de transport souscrit ou non<sup>37</sup>. La question de savoir si le service entièrement non souscrit ou garanti en partie satisfait à l'obligation de transporteur public doit être évaluée en fonction des circonstances uniques de chaque demande devant la Commission.

La façon dont l'Office traite l'obligation de transporteur public montre une application pragmatique de l'article 71 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. La Commission a passé en revue tous les documents de référence déposés par les parties et estime que les cas qui suivent sont particulièrement utiles pour l'examen de la demande qui nous intéresse ici.

- Dans les instances GHW-5-90 et RH-3-90, Interprovincial Pipe Line Company (« IPL ») a sollicité l'autorisation de construire et d'exploiter des installations pour l'accumulation de LGN, puis leur injection subséquente dans une canalisation de la société, ainsi que l'approbation de la méthode de conception des droits proposée. Elle a accepté d'aller de l'avant avec le projet sur la base de contrats à long terme qui devraient être conclus avec les expéditeurs éventuels. L'Office était d'avis que l'obligation de transporteur public était satisfaite, dans la mesure où un pipeline donne à toutes les parties, en même temps, une occasion identique de participer à un projet ou de se prévaloir d'un service particulier<sup>38</sup>. Plus précisément, les installations pouvaient facilement être agrandies pour répondre aux besoins de nouveaux expéditeurs qui souhaitaient profiter d'un accès prioritaire.
- Dans le cadre de l'instance OH-2-97, l'Office s'est penché sur la question de savoir si l'inversion du sens de l'écoulement pour offrir un service prioritaire répondait à l'obligation de transporteur public, à la suite d'une demande présentée par IPL visant à

---

<sup>35</sup> Motifs de décision [MH-1-2009](#) de l'Office national de l'énergie relativement à Kinder Morgan Canada Company - Pipeline Windsor-Sarnia, Révision aux termes de l'article 21 et demandes en vertu de l'article 71, avril 2010; Motifs de décision [OH-1-2003](#) de l'Office national de l'énergie relativement à Pipelines Trans-Nord Inc., août 2003; MH-3-2000 *supra* note 29; Motifs de décision [OH-2-97](#) de l'Office national de l'énergie relativement au projet de renversement de la canalisation 9 et demande, datée du 17 juillet 1997, présentée par United Refining Company pour obtenir une désignation de destination prioritaire sur le réseau de Pipeline Interprovincial Inc., décembre 1997; MH-4-96 *supra* note 35; RH-2-2011 *supra* note 27.

<sup>36</sup> Voir par exemple MH-4-96 *supra* note 35, p. 12 (22 du PDF), où l'Office a cité le jugement de la Cour suprême du Canada dans *Patchett & Sons Ltd. c. Pacific Great Eastern Railway Co.* (1959), 78 C.R.T.C. 282, affirmant que les obligations d'un transporteur statutaire, en matière de prestation de services et d'installations, sont tempérées par des critères de rationalité.

<sup>37</sup> Motifs de décision [OH-1-2007](#) de l'Office national de l'énergie relativement à TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd., septembre 2007, p. 22 (34 du PDF).

<sup>38</sup> Motifs de décision [GHW-5-90 et RH-3-90](#) de l'Office national de l'énergie relativement à Compagnie Pipeline Interprovincial, division d'Énergie Interhome Inc., décembre 1991, p. 32 (43 du PDF).

faire approuver des installations en vue d'une telle inversion visant la canalisation 9. Un certain nombre de raffineurs ont signé des ententes de soutien et souscrit la totalité de la capacité disponible de la canalisation inversée. L'Office a soutenu qu'il serait possible d'adopter une grande variété de dispositions dans le but d'assurer qu'un exploitant d'oléoduc se conforme à son obligation de transporteur public<sup>39</sup>. Plus précisément, il a reconnu qu'il était raisonnable que les raffineurs qui se sont exposés à des risques en donnant leur appui au projet s'attendent à obtenir un accès prioritaire en contrepartie, mais en soulignant qu'une telle façon de faire ne permettait pas de passer outre aux droits qu'ont d'autres parties d'avoir accès au réseau. C'est dans ces circonstances que l'Office a ordonné que 20 % de la capacité soit disponible pour les commandes mensuelles afin qu'IPL puisse s'acquitter de son obligation de transporteur public. En plus, l'Office a aussi insisté sur l'importance de l'appel de soumissions pour s'assurer que toutes les parties aient la même possibilité de conclure des contrats et d'obtenir un accès prioritaire.

- L'Office a étendu ce pragmatisme à l'évaluation de l'obligation de transporteur public dans le contexte du service garanti sur la capacité pipelinière existante dans la décision RH-2-2011. Il a alors approuvé une demande de Trans Mountain visant un service garanti sur 18 % de la capacité existante totale du réseau, ce service étant exclusivement relié au terminal maritime Westridge<sup>40</sup>. L'Office a réitéré que les expéditeurs n'ont pas de droits acquis sur de la capacité non souscrite auparavant découlant d'une utilisation antérieure et n'adhère pas à un critère d'« absence de préjudice »<sup>41</sup>. Après avoir examiné le contexte dans lequel le pipeline était exploité, le caractère raisonnable de la proposition soumise et les caractéristiques uniques du pipeline<sup>42</sup>, l'Office a déterminé que la procédure d'appel de soumissions et la quantité réservée à la capacité non souscrite assuraient le respect de l'obligation de transporteur public. En particulier, dans ce cas précis, compte tenu des contraintes de capacité du pipeline, l'Office a reconnu que l'imposition du service garanti pourrait mener à une répartition accrue pour les expéditeurs ponctuels. Toutefois, il a soupesé le fardeau ainsi imposé à ces expéditeurs par rapport à différents avantages pour les producteurs canadiens, notamment l'accroissement des possibilités pour ces derniers d'établir des relations à long terme avec des acheteurs sur de nouveaux marchés, ainsi qu'une plus grande acceptation et utilisation du pétrole brut du Canada sur de tels marchés. L'Office a aussi tenu compte des risques pris par Trans Mountain et de sa capacité de soutenir la concurrence. L'Office a ainsi jugé que le service garanti était un moyen raisonnable de concilier les intérêts de toutes les parties.

Les causes précédentes, tout comme d'autres présentées par les parties<sup>43</sup>, ont permis de bien montrer que les conditions suivantes devaient être remplies pour respecter l'obligation de

---

<sup>39</sup> OH-2-97, *supra* note 35, p. 55 (71 du PDF).

<sup>40</sup> RH-2-2011, *supra* note 27.

<sup>41</sup> RH-2-2011, *supra* note 27, p. 30 (42 du PDF).

<sup>42</sup> RH-2-2011, *supra* note 27, p. 28 (40 du PDF), les caractéristiques uniques comprenaient la méthode particulière utilisée pour l'attribution et la répartition des volumes au quai Westridge et vers des destinations terrestres, ainsi que la nature unique des expéditions au quai Westridge, dont le fait que les livraisons doivent équivaloir à une cargaison de navire, être coordonnées avec le transport maritime.

<sup>43</sup> Motifs de décision [OH-3-2011](#) de l'Office national de l'énergie relativement à Vantage Pipeline Canada ULC, janvier 2012, p. 20; Rapport de la commission d'examen conjoint sur le projet Enbridge Northern Gateway [OH-004-2011](#), décembre 2013, p. 393 (400 du PDF); OH-1-2009, *supra* note 28, p. 46 (58 du PDF); Motifs de



transporteur public lorsqu'un oléoduc souhaite offrir un service garanti : 1) un appel de soumissions approprié devrait être mené et 2) une capacité suffisante devrait être disponible pour les volumes non souscrits. Ces différentes causes ont par ailleurs eu le mérite de mettre en évidence que pour décider du respect ou non de l'obligation de transporteur public, il faut faire preuve de jugement et procéder à une analyse attentive de toutes les circonstances propres à chaque cas précis. Suivent ici d'autres facteurs à prendre en considération<sup>44</sup> :

- la nécessité de garantir la capacité nouvelle, élargie ou inversée au moyen de contrats;
- la disponibilité de solutions de rechange viables en matière de transport;
- la facilité avec laquelle les installations peuvent être agrandies pour répondre aux besoins de futurs expéditeurs qui pourraient vouloir avoir accès à la capacité pipelinière;
- la possibilité que des modalités de même nature soient offertes aux parties en vue de profiter d'un service garanti à l'avenir;
- le degré d'opposition, le cas échéant, à l'appel de soumissions ou à la répartition de la capacité;
- la dépendance de la société pipelinière à l'égard du service prioritaire et les autres risques qui la guettent au niveau de sa viabilité financière;
- le caractère unique de préoccupations opérationnelles et logistiques;
- l'accès à de nouveaux marchés;
- l'importance du pipeline pour le marché.

Dans une certaine mesure, tous les facteurs contextuels qui précèdent ont été soulevés par les parties à l'audience.

Des parties ont également cité la décision rendue par la FERC (« FERC ») dans l'affaire *Colonial Pipeline Co.*, 146 FERC 6191 (2014). Dans cette affaire, la FERC a rejeté une demande de service prioritaire à l'égard de la capacité existante d'un oléoduc. Bien qu'il soit utile de tenir compte d'un contexte élargi en matière de réglementation et des antécédents historiques du transport public, la Commission fait remarquer que le cadre réglementaire et législatif de la FERC diffère de celui de la Régie. Les conclusions de la FERC dans la décision *Colonial* sont fondées sur l'opinion voulant que l'utilisation antérieure du réseau confère des droits acquis aux expéditeurs. À l'inverse et comme il a été mentionné ci-dessus, l'Office a indiqué précédemment que le service garanti peut être offert à l'égard de la capacité existante, car l'utilisation antérieure du réseau ne confère pas justement de droits acquis aux expéditeurs sur cette capacité. Dans l'ensemble, la Commission estime que l'applicabilité de la décision *Colonial* est limitée dans le cadre de la demande visée aux présentes.

---

décision OH-1-2008 de l'Office national de l'énergie relativement à TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd., juillet 2008, p. 18 (30 du PDF); Motifs de décision OH-3-2007 de l'Office national de l'énergie relativement à Enbridge Southern Lights GP, février 2008, p. 57 (71 du PDF); OH-1-2007, *supra* note 37, p. 20; OH-1-95, *supra* note 28, p. 29.

<sup>44</sup> OH-1-2009, *supra* note 28, p. 46-47 (58-59 du PDF); OH-1-2003, *supra* note 35, p. 13-14 (25-26 du PDF); OH-1-2007, *supra* note 37, p. 21 (39 du PDF); OH-1-2008, *supra* note 43, p. 18 (30 du PDF); RH-2-2011, *supra* note 27, p. 28-29 (40-41 du PDF); OH-2-97, *supra* note 35, p. 55-56 (71-72 du PDF).

### 2.1.3 Obligation de transporteur public et cadre connexe

La Commission considère que le paragraphe 239(1) de la LRCE n'exige pas que les oléoducs conservent la totalité de leur capacité pour le service non souscrit, sinon qu'ils obtiennent obligatoirement une exemption à l'égard d'une telle structure de service. À la lecture du texte, une telle interprétation de la disposition n'est pas justifiée. Bien que le service entièrement non souscrit, couramment offert par la voie de commandes mensuelles, donne clairement accès à une capacité conforme à l'énoncé du paragraphe précité, celui-ci ne précise pas explicitement qu'il s'agit là de la seule structure de service permise, pas plus que les parties n'ont convenu qu'il s'agissait de la plus optimale. Une interprétation aussi étroite imposerait des contraintes réglementaires absolues et non voulues aux oléoducs, en plus de restreindre la capacité de la Commission à assurer une surveillance pragmatique et raisonnable, une façon de procéder encouragée et confirmée dans des décisions antérieures.

Une démarche qui se doit à la fois d'être pragmatique et inspirée à l'égard de l'obligation de transporteur public exige plutôt que la Commission veille à ce que l'accès aux oléoducs soit raisonnablement préservé en tout temps, tout en lui permettant d'envisager des solutions de rechange à une capacité entièrement non souscrite, tant pour l'infrastructure existante que nouvelle. La Commission considère que cette démarche respecte le principe selon lequel l'utilisation antérieure du réseau ne confère pas aux expéditeurs des droits acquis sur sa capacité. Par extension, elle confirme qu'elle n'applique pas le critère d'« absence de préjudice » à son examen du caractère approprié du service garanti<sup>45</sup>.

La Commission estime qu'il est bien établi que la question de savoir si une structure de service en particulier satisfait à l'obligation de transporteur public en est une de jugement fondée sur les circonstances qui prévalent. Le paragraphe 239(1) de la LRCE permet à la Commission d'examiner absolument tous les facteurs pertinents à une situation précise et d'adapter l'obligation de transporteur public à la réalité de la demande dont elle est saisie. Elle prend acte des divers facteurs contextuels relevés dans son examen de décisions antérieures et constate qu'il faut, dans la plupart des cas, les prendre en considération ici, en ayant cependant toute la latitude pour déterminer quels facteurs supplémentaires pourraient être pertinents et quel poids devrait être accordé à chacun au moment de rendre sa décision.

Compte tenu de l'analyse contextuelle requise pour déterminer si un accord de service garanti satisfait à l'obligation de transporteur public, il est compréhensible qu'aucune des situations précédentes ne puisse servir de base à elle seule pour déterminer comment l'obligation en question peut être satisfaite. La Commission est toutefois d'avis que les décisions antérieures confirment constamment deux grandes exigences. Plus précisément, il est possible de respecter les dispositions du paragraphe 239(1) de la LRCE si une société pipelinière peut faire la preuve des deux points ci-dessous.

- La société offre une possibilité d'accès juste et équitable au service garanti, ce qui, de façon générale, a été réalisé dans des affaires antérieures en raison d'un appel de soumissions approprié existant ou à venir. Pour être appropriée, l'offre de service peut varier selon les circonstances pour tenir compte des besoins raisonnables des expéditeurs éventuels.

---

<sup>45</sup> RH-2-2011, *supra* note 27, p. 28 (40 du PDF).

- Il existe un accès suffisant à la capacité après mise en œuvre du service garanti, ce qui est le plus souvent démontré par le fait que la société mette à disposition la capacité disponible voulue pour les volumes non souscrits (ou lorsque les installations peuvent être facilement agrandies). Cette attente est essentielle pour s'assurer que les besoins d'expéditeurs actuels ou éventuels qui ne peuvent être satisfaits au moyen du service garanti offert dans le cadre de l'appel de soumissions, par exemple en raison de la faiblesse des volumes ou de l'évolution de ces besoins, aient accès au pipeline.

Les exigences précitées ne constituent pas un nouveau critère, pas plus qu'il ne s'agit d'une liste exhaustive de facteurs à prendre en considération. Bien que la Commission doive examiner les circonstances précises et les facteurs pertinents propres à chaque demande, les deux attentes clés mentionnées plus haut (chances égales d'accès au service garanti et suffisance de celui-ci après la mise en œuvre du service en question) font que l'objectif fondamental pour un transporteur public est atteint en plus d'assurer un équilibre entre certitude réglementaire et souplesse dans l'application du paragraphe 239(1) de la LRCE.

Enfin, la Commission souligne aussi que l'importance du pipeline pour le marché influera probablement sur la portée et l'ampleur des effets susceptibles d'avoir une incidence sur les expéditeurs ou les parties prenantes, ce qui pourrait ensuite avoir des répercussions sur la profondeur de l'examen à mener. Dans la mesure où l'accès au pipeline est réduit ou restreint, la Commission se penchera de près sur les raisons à l'origine d'une telle situation. Par exemple, un accès permettant de répondre à l'obligation de transporteur public peut prendre une forme différente si un pipeline risque de ne pas être en mesure d'offrir quelque capacité que ce soit en l'absence d'un service garanti (par exemple lorsque d'importantes dépenses en immobilisations sont requises) ou si un service souscrit est adopté afin de satisfaire à des intérêts commerciaux particuliers.

Dans le reste du présent chapitre, la Commission traite des éléments du cadre décrit précédemment, c'est-à-dire les deux exigences clés et les différents facteurs à prendre en considération selon le contexte, soit :

- la mesure dans laquelle l'appel de soumissions proposé faciliterait un accès juste et équitable au service garanti;
- la mesure dans laquelle l'accès à la capacité serait permis après mise en œuvre du service garanti compte tenu de la réserve proposée de 10 % pour celle non souscrite et la faculté de facilement agrandir les installations d'Enbridge;
- les facteurs contextuels qui permettent de déterminer si un accès suffisant est maintenu, comme la nécessité des contrats visés ici, les avantages qui en découlent et leurs répercussions.

## **2.2 Possibilité d'un accès juste et équitable au service garanti pendant l'appel de soumissions**

Enbridge avait l'intention de mener un appel de soumissions si la Commission avait approuvé la demande. En ce sens, elle a soumis la procédure à suivre pour examen en demandant à la Commission de conclure qu'elle donnerait lieu à un appel de soumissions juste et transparent, compatible avec l'obligation de transporteur public imposée à la société. Même en l'absence d'un appel de soumissions dans le cas présent pour les contrats relatifs à la canalisation

principale, il faut souligner que le caractère approprié d'un tel appel est un élément fondamental à considérer pour savoir si l'obligation de transporteur public est respectée.

### **Point de vue d'Enbridge**

Enbridge a soutenu que la procédure d'appel de soumissions a été établie à la suite d'échanges avec les expéditeurs éventuels et que les négociations se sont déroulées de façon juste, équilibrée et productive. Il en a donc découlé un processus équitable, ouvert et transparent en vue de l'offre de contrats sur la canalisation principale au Canada.

Le processus serait transparent, car il respecterait en tous points la procédure d'appel de soumissions documentée en détail, aurait été examinée puis approuvée par la Commission et serait accessible à toutes les parties intéressées avant l'appel.

L'appel de soumissions serait équitable et ouvert aux expéditeurs éventuels, quels qu'en soient la taille et le type, producteurs, raffineurs, sociétés intégrées et négociants confondus. De plus, les contrats, peu importe le type de produits pétroliers, le volume, la durée ou les droits, peu importe aussi qu'il s'agisse d'un engagement d'achat ferme ou conclu sur la base de besoins précis, auraient tous un accès égal à la capacité souscrite.

Ni au moment de l'appel de soumissions, en septembre 2019, ni pendant le volet oral de l'instance, Enbridge ne s'attendait à une sursouscription, pas même à une souscription complète. Toutefois, la procédure d'appel de soumissions décrit ce qui se produit s'il devait y avoir sursouscription pour un parcours donné.

- En premier lieu, les volumes sont affectés aux contrats qui commencent avant le 1<sup>er</sup> janvier 2022 sans modalité de flexibilité.
  - S'il y a sursouscription dans cette catégorie, les volumes sont ensuite répartis au prorata, c'est-à-dire qu'un pourcentage correspondant au total de l'excédent de la capacité disponible est retranché des demandes de chacun des expéditeurs. Si la répartition au prorata fait que le seuil minimum établi s'appliquerait à de multiples demandes, celles choisies le seraient alors par tirage au sort.
- En deuxième lieu, les volumes sont répartis entre les titulaires des contrats qui commencent avant le 1<sup>er</sup> janvier 2022 et auxquels la modalité de flexibilité s'applique.
  - Encore une fois, en cas de sursouscription dans cette catégorie, les volumes sont répartis au prorata, et si cette répartition fait que le seuil minimum établi s'appliquerait à de multiples demandes, celles choisies le seraient alors par tirage au sort.
- En troisième lieu, la capacité est affectée à l'accroissement des volumes avec date d'entrée en vigueur postérieure au 1<sup>er</sup> janvier 2022. Cette capacité serait répartie en ordre chronologique à partir de la date d'entrée en vigueur la plus rapprochée.

Les 13 expéditeurs favorables à la demande pourraient demander à souscrire un maximum de 5,1 Mb/j, dont 3,9 Mb/j sous forme d'engagements d'achat ferme uniquement, ce qui est supérieur à la capacité totale de la canalisation principale au Canada

L'offre de service de transport souscrit ne constitue en rien une distinction injuste, tant à la lumière des conditions de l'appel de soumissions ou de celles prévues dans les ententes qui en découleraient qu'au regard de la méthode de conception des droits proposée. Toutes les parties intéressées ont la possibilité de conclure un contrat de service souscrit, les mêmes conditions

étant offertes à tous les expéditeurs éventuels. Les ententes de service de transport proposées sont elles aussi accessibles à eux tous, sans préférence indue accordée à une catégorie ou à un expéditeur en particulier.

La question de savoir si la prestation d'un service souscrit fait une distinction injuste n'a pas à voir avec le fait que d'autres pipelines peuvent ou non être en service. Il s'agit plutôt de savoir si le service souscrit a été offert à tous les expéditeurs éventuels, en même temps et aux mêmes conditions, au moyen d'un appel de soumissions équitable, transparent et raisonnablement mené. Comme Enbridge s'est engagée à offrir un service souscrit à tous les expéditeurs dans le cadre d'un tel appel de soumissions, cette offre ne ferait pas de distinction injuste, peu importe si le projet Keystone XL (« KXL ») ou celui d'agrandissement du réseau de Trans Mountain devait entrer en service.

Lorsque les services sont fournis dans le cadre d'un appel de soumissions équitable et transparent alors que les expéditeurs ont tous la possibilité de conclure des contrats de capacité en même temps, l'Office a déjà conclu qu'il n'y a pas de distinction injuste.

### **Point de vue des autres parties**

#### **Parties favorables à la demande**

Les expéditeurs favorables à la demande ont soutenu que les conditions de l'appel de soumissions sont acceptables. BP Products North America Inc. (« BP ») a fait remarquer que la procédure d'appel d'Enbridge est ouverte, équitable et transparente, offrant un grand nombre de possibilités aux expéditeurs qui exploitent leurs entreprises de diverses façons. M. Webb, pour Cenovus Energy Inc. (« Cenovus »), a déclaré qu'il est important que les organismes de réglementation veillent à ce que les appels de soumissions se déroulent de manière non discriminatoire et qu'ils soient ouverts à tous les intervenants sur le marché.

Les parties favorables n'ont pas exprimé d'opinion ferme par rapport à une souscription possible de l'appel de soumissions, mais certaines ont fait remarquer qu'il ne s'agissait pas là d'une préoccupation significative et qu'elles s'attendaient à obtenir la capacité souhaitée au moyen d'un tel appel<sup>46</sup>. Cenovus a mentionné que la probabilité d'une sursouscription dans le cadre d'un appel de soumissions est atténuée, par rapport à la situation actuelle, parce que les expéditeurs éventuels doivent soupeser les risques découlant de la prise d'engagements à long terme, alors que les commandes mensuelles comme c'est le cas maintenant ne posent aucun risque.

#### **Parties défavorables à la demande**

L'EPAC a affirmé que la procédure de répartition établissait une distinction visant les petites entreprises qui produisent moins de 2 200 barils par jour, car en cas de sursouscription, elles doivent alors compter sur un tirage au sort pour profiter de la capacité prévue au contrat.

Sur la base des hypothèses qui suivent, jugées prudentes, Suncor a calculé que l'appel de soumissions pourrait être à l'origine d'une souscription d'au moins 23 %, mais probablement encore beaucoup plus élevée :

---

<sup>46</sup> Dont BP, Motiva Enterprises LLC, United Refining Company et Cenovus.

- les expéditeurs favorables soumissionnent pour la totalité de la capacité pouvant faire l'objet de contrats (rien de plus);
- les expéditeurs déjà présents sur le réseau mais défavorables à la demande soumissionnent pour leurs débits historiques (rien de plus);
- aucun nouvel expéditeur ne souhaite avoir accès à de la capacité souscrite ou non sur la canalisation principale;
- aucune soumission n'est prévue pour neutraliser les effets éventuels d'une sursouscription.

D'autres parties s'attendaient elles aussi à une sursouscription<sup>47</sup>, pour les raisons suivantes :

- une recherche intensive de capacité pipelinière, en particulier en raison de l'annulation du projet KXL;
- des incitatifs pour les expéditeurs à passer des commandes supérieures aux besoins comme c'est le cas avec le processus mensuel actuel;
- la possibilité que des parties puissent passer des commandes représentant une importante partie de la capacité (par exemple, trois parties, soit Cenovus, BP et la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée (« L'Impériale »), pourraient signer des contrats pour plus de 2 Mb/j selon les limites fixées dans la procédure d'appel de soumissions).

### 2.2.1 Analyse et constatations de la Commission

Un appel de soumissions est un processus courant qui permet à une société pipelinière de proposer des services sur son pipeline en invitant les parties à lui faire part de leur intérêt à s'en prévaloir. La teneur du processus lui-même, son échéancier et les autres détails sont communiqués d'avance, puis les soumissions de toutes les parties sont uniformément prises en considération. Par la suite, la capacité garantie est accordée aux expéditeurs conformément à la procédure de répartition précédemment relayée aux participants.

Le processus adopté pour l'appel de soumissions est essentiel pour s'assurer qu'une société pipelinière respecte ses obligations de transporteur public en offrant aux parties intéressées une possibilité équitable d'accès à tous les services qu'elle propose. Bien que la LRCE ne prescrive pas de processus d'appel de soumissions précis, l'Office avait déterminé dans le passé qu'un tel processus était approprié dans les cas suivants :

1. le processus a été communiqué de façon transparente et a fait l'objet de consultations préalables<sup>48</sup>;
2. toutes les parties ont eu un accès juste et équitable à l'appel de soumissions<sup>49</sup>.

---

<sup>47</sup> Dont Consumers' Cooperative Refineries Ltd. et Federated Cooperatives Limited, le gouvernement de la Saskatchewan, le GEC, l'EPAC, Énergie Valero Inc. et MEG.

<sup>48</sup> Motifs de décision [RH-3-2008](#) de l'Office national de l'énergie relativement à Pipelines Enbridge Inc., avril 2009, p. 18 à 20 (26 à 28 en PDF), dans lesquels l'absence de consultation préalable a mené à la conclusion que l'appel de soumissions n'était pas approprié.

<sup>49</sup> OH-1-2009, *supra* note 28, p. 46 (58 en PDF).

La Commission convient qu'il s'agit là d'exigences minimales pour un appel de soumissions approprié, mais leur examen se doit d'être approfondi et attentif quant à l'accès aux services offerts par le pipeline dont pourraient réellement profiter les parties intéressées.

La transparence d'un appel de soumissions signifie que toutes les parties susceptibles d'être intéressées sont au courant de la possibilité de soumissionner pour le service offert et qu'elles sont bien au courant des conditions particulières rattachées à celui-ci. Dans le cas présent, la Commission fait remarquer que le processus d'audience a assuré un haut degré de transparence. Toutes les parties intéressées un accès, égal et plus que suffisant, à l'information sur l'offre de service et la procédure d'appel de soumissions. Le processus d'audience a permis de poser des questions, de formuler des commentaires et de soulever des préoccupations, ce à quoi la Commission s'attendrait également dans le cadre de l'appel de soumissions effectué avant le dépôt de la demande par une société.

En ce qui a trait à l'accès à l'appel de soumissions, la Commission observe que la procédure adoptée n'exclue aucune partie explicitement. Toutefois, elle s'inquiète du fait que sur le plan pratique, selon l'offre de service décrite dans la procédure adoptée, certaines profiteraient en fait d'un accès limité à un service garanti. En particulier, la Commission estime que la durée proposée et les garanties financières, dont il est question au chapitre 5 (Modalités et conditions de service), constituent un obstacle pour certains expéditeurs éventuels, en particulier les plus petits, qui chercheraient à avoir accès à une capacité garantie dans le cadre du processus d'appel de soumissions.

Bien qu'Enbridge ait offert des modalités contractuelles qui pourraient prendre fin en aussi peu que 36 mois sous la forme d'un service avec modalité de flexibilité, les parties qui optent pour cette solution pourraient ne pas se voir attribuer de capacité en cas de sursouscription. Par conséquent, il se peut que la modalité de flexibilité n'améliore pas, dans la pratique, l'accès à la capacité souscrite pour certains expéditeurs éventuels.

La Commission est d'avis qu'il y a une probabilité raisonnable de sursouscription à l'appel de soumissions pour les contrats relatifs à la canalisation principale s'il devait aller de l'avant, mais elle juge que la procédure d'attribution de la capacité garantie décrite dans la procédure d'appel semble en tout état de cause être raisonnable. Dans le passé, l'Office a accordé une grande latitude aux sociétés pour déterminer, au moyen de négociations, quelle méthode de répartition et quelles conditions étaient raisonnables pour un service donné. La Commission adopte le point de vue exprimé précédemment à l'effet qu'il n'est pas dans l'intérêt véritable de l'industrie qu'elle dicte les modalités et les procédures des appels de soumissions, à moins que des circonstances précises ne l'exigent<sup>50</sup>.

Enfin, Enbridge a argué que pour savoir s'il y a distinction injuste par rapport au service garanti, il faut voir si le service en question a été offert à tous les expéditeurs éventuels, en même temps et aux mêmes conditions, au moyen d'un appel de soumissions équitable, transparent et raisonnablement mené. La Commission convient qu'un appel de soumissions qui donne à toutes les parties des chances égales et équitables d'avoir accès à la capacité, en particulier lorsque les parties prenantes y sont fortement et largement favorables, peut aider une société pipelinère à établir que toute distinction éventuelle est justifiée. Cependant, on ne peut pas

---

<sup>50</sup> Dans ses Motifs de décision [GHW-R-1-2007](#) relativement à l'Association canadienne des producteurs pétroliers, janvier 2008, p. 6 (12 du PDF), l'Office « estime que, à moins que les circonstances ne l'exigent, il ne serait pas dans le meilleur intérêt de l'industrie qu'il dicte les modalités et procédures des appels de soumissions, vu que, comme l'a souligné le comité d'audience, un appel de soumissions est un processus commercial ».

s'attendre à ce qu'un appel de soumissions permette de remédier entièrement à une distinction à laquelle pourraient faire face de futurs expéditeurs quand il s'agit d'y participer ou d'éventuels expéditeurs en présence d'obstacles déraisonnables à l'accès à l'offre. Par conséquent, la Commission n'était pas convaincue que l'appel de soumissions aurait permis de résoudre entièrement les préoccupations relatives aux distinctions liées à l'offre de service garanti.

### **2.3 Accès à la capacité après mise en œuvre du service garanti**

Au moment de déterminer si l'exploitant d'un oléoduc a rempli son obligation de transporteur public, la Commission doit voir si l'accès à la capacité, après service garanti, est suffisant. Dans le cadre de cette évaluation, elle doit tenir compte non seulement du degré précis de capacité non souscrite qui est réservé, mais aussi de justifications plus larges quant à la mise en œuvre du service garanti et des incidences possibles sur l'accès au pipeline, ce dont il est question plus en détail aux sections 3.4 (Besoins), 3.5 (Effets plus généraux) et 3.6. (Résumé de l'analyse et des constatations de la Commission sur l'obligation de transporteur public).

#### **Point de vue d'Enbridge**

Enbridge a proposé de réserver en tout temps 10 % de la capacité disponible de la canalisation principale au Canada, qui comprend toute celle prévue dans le cadre du remplacement de la canalisation 3, pour les commandes mensuelles aux fins de transport de volumes non souscrits. La réserve de 10 % serait un minimum et pourrait être plus élevée si la capacité n'est pas entièrement souscrite ou si celle disponible augmente en raison de gains d'efficacité. Ainsi, la capacité non souscrite correspondrait toujours à au moins 10 % de celle *disponible*. Cela signifierait, par exemple, que si la capacité disponible est inférieure aux volumes visés par des contrats en raison notamment de travaux d'entretien prévus ou d'interruptions imprévues, les volumes souscrits seraient répartis en conséquence sans crainte de réduire à néant le transport de volumes non souscrits.

La capacité réelle moyenne disponible pour les volumes non souscrits pourrait être de plus de 20 % à la date d'entrée en vigueur et de plus de 17 % après 2025, ce qui tient compte des droits d'accroître les volumes souscrits, des dispenses accordées aux expéditeurs engagés, de l'état des approvisionnements et de la file d'attente pour l'accès à la canalisation.

Selon Enbridge, le fait de réserver 10 % de la capacité disponible pour les volumes non souscrits assure un équilibre entre les intérêts des expéditeurs engagés qui sollicitent un accès prioritaire à plus de 90 % de cette capacité et ceux des autres expéditeurs qui voudraient une réserve supérieure à 10 % de mois en mois. La répartition proposée met également davantage en lumière les avantages que présente le service garanti, reconnaissant qu'à 100 %, il s'agirait du mode de transport le plus efficace sur le plan économique.

M. Reed a fait valoir que la réserve de 10 % assure un équilibre entre, d'une part, la demande prévue du marché pour le service garanti et celle qui serait maintenue pour le service ponctuel, puis, d'autre part, la nécessité que la nouvelle structure de service assure à Enbridge un niveau de risque et de rendement acceptable.

Enbridge a soutenu que les comparaisons de la capacité réservée pour le service non souscrit qu'elle propose avec ce qui se fait sur d'autres pipelines constituent une bonne façon de tout désavantage concurrentiel à l'intérieur d'un marché donné. Une telle comparaison permet également de s'assurer que le plus gros pipeline à la sortie du BSOC n'est pas ainsi désavantagé, ce qui est particulièrement important lorsque des questions d'intérêt public



canadien sont évaluées. La réserve proposée de 10 % pour les volumes non souscrits se situerait dans la fourchette approuvée par l'Office pour d'autres sociétés pipelinières du groupe 1, tel qu'il est résumé au tableau 3.1 ci-dessous :

**Tableau 3.1**  
**Capacité non souscrite approuvée par l'Office pour des sociétés pipelinières du groupe 1**

Pipeline	Demande	Décision de l'Office
Trans-Nord	9 %	Approuvé
Keystone	6 %	Approuvé
Agrandissement Cushing de Keystone	6 %	Approuvé
KXL	6 %	12 %
Projet d'agrandissement du réseau pipelinier de Trans Mountain	20 % de l'ensemble du réseau pipelinier suivant l'agrandissement	Approuvé
Inversion de la canalisation 9B d'Enbridge	8 %	Approuvé

La réserve de 10 % de la capacité pour les volumes non souscrits est une composante fondamentale des forfaits négociés. La seule façon de justifier une plus grande capacité ponctuelle serait d'augmenter de façon importante les droits négociés applicables aux volumes transportés, souscrits ou non. Tout changement requerrait d'entamer d'autres négociations avec les expéditeurs, ce qui prendrait des mois et nécessiterait le dépôt d'une nouvelle demande. Enbridge considère qu'il est peu probable que les expéditeurs favorables à sa demande soient prêts à négocier une offre de service devant permettre une augmentation de la capacité ponctuelle étant donné que leur préoccupation première est que la canalisation principale au Canada réponde à leurs propres besoins contractuels.

Enbridge a fait valoir que la répartition de la capacité entre le service souscrit et celui qui ne l'est pas permet raisonnablement de répondre aux besoins des parties qui de fait expédient des produits sur la canalisation principale au Canada. L'ampleur de la répartition pour le service non souscrit dans le contexte de contrats relatifs à la canalisation principale dépendra d'un certain nombre de facteurs. Bien que les contrats relatifs à la canalisation principale puissent entraîner une diminution de la qualité du service pour certains expéditeurs, on s'attend plutôt à une augmentation globale à cet égard et à une plus grande rentabilité quant à l'utilisation de la capacité existante, car plus fiable, une tranche de 90 % étant visée par des contrats de service garanti, la valeur la plus sûre qui soit aux yeux de différents expéditeurs.

Au chapitre des agrandissements possibles des installations, Enbridge a cité des décisions antérieures dans lesquelles l'Office a jugé qu'un oléoduc réagit de manière à répondre aux obligations de transporteur public à la suite d'un appel de soumissions mené comme il se doit et que la capacité disponible pour répondre à des commandes mensuelles est suffisante ou que les installations peuvent facilement être agrandies. Elle a soutenu que la canalisation principale au Canada peut facilement être agrandie en faisant valoir ce qui suit dans ses observations :

- Elle lancerait un appel de soumissions pour un projet d'agrandissement et sous réserve de l'acceptation du marché, elle veillerait à ce que le projet aille de l'avant.

Puisqu'aucune conduite souterraine ne devrait être installée pour bon nombre d'agrandissements alors que l'ajout de puissance ou d'un agent réducteur de frottement souvent suffirait, Enbridge croit qu'une mise en service très rapide serait possible.

- Compte tenu de la complexité de son réseau principal, Enbridge pourrait offrir jusqu'à 200 kb/j de capacité supplémentaire sur la canalisation principale au Canada. Ces projets pourraient servir au transport de pétrole brut léger ou lourd. Ils ne nécessiteraient pas la construction d'une nouvelle conduite d'envergure au Canada, ils se dérouleraient presque entièrement sur des terrains appartenant à la société et il devrait s'écouler environ 36 mois avant autorisation de mise en service.

## **Points de vue des autres parties**

### *Parties favorables à la demande*

De façon générale, les parties favorables souhaitent un accès mieux assuré à la canalisation principale au Canada, qui serait rendu possible grâce aux contrats de service prioritaire.

BP a soutenu qu'Enbridge estime que la répartition de la capacité proposée est nécessaire pour que l'appel de soumissions soit fructueux. Si le taux fixé à 90 % est modifié, il est possible que d'autres éléments de l'offre changent aussi et BP devrait tenir compte de l'ensemble des conditions afférentes à toute nouvelle offre pour déterminer si elle est toujours en faveur de contrats visant une capacité de transport garanti.

Cenovus a fait valoir qu'il est approprié de réserver 10 % de la capacité disponible pour une utilisation non souscrite, car le degré d'accès aux pipelines est un barème de certitude et d'efficacité en ceci qu'une capacité faisant entièrement l'objet de contrats procure une plus grande certitude et efficacité, tandis qu'une capacité entièrement ponctuelle procure une moins grande efficacité et certitude. La proposition d'Enbridge positionne adéquatement la canalisation principale au Canada sur ce barème. Cenovus a ajouté qu'elle pourrait être disposée à participer à un appel de soumissions pour une capacité garantie moindre sur la canalisation principale au Canada, au profit des commandes ponctuelles, sous réserve d'évaluation des changements aux forfaits offerts.

L'Impériale a mentionné que le pourcentage proposé de 10 % pour la capacité non souscrite correspond à la capacité ponctuelle disponible sur d'autres grands pipelines canadiens réglementés par la Régie. Elle pourrait juger qu'un pourcentage alloué aux contrats légèrement inférieur à 90 % est acceptable, à condition que cela n'ait aucune incidence sur la garantie d'approvisionnement moyennant des droits justes et raisonnables. Toutefois, une augmentation de la capacité non souscrite pourrait accroître le risque lié au volume, donnant lieu à des changements à d'autres conditions qui procurent de la souplesse aux expéditeurs et une certitude quant aux droits.

Motiva Enterprises LLC (« Motiva ») a déclaré que si la capacité faisant l'objet de contrats devait être ramenée sous 90 % et que cela était à l'origine d'une réduction du niveau de service de transport garanti prévu pour elle, elle examinerait alors toutes les autres options commerciales à sa disposition.

United Refining Company (« URC ») souhaitait satisfaire l'intégralité de ses besoins au moyen d'ententes de service garanti et elle croit que le fait de réserver 90 % de la capacité de la canalisation principale à un tel service est le meilleur moyen d'y parvenir. Il n'est pas

souhaitable pour URC de conclure des contrats sur un réseau principal dont moins de 90 % de la capacité est prévue pour le service garanti, car elle risquerait de ne pas atteindre ses objectifs en matière d'approvisionnement.

### Parties défavorables à la demande

Certaines parties s'opposaient à tout niveau de capacité souscrite sur la canalisation principale au Canada.

Consumers' Cooperative Refineries Ltd. et Federated Cooperatives Limited (« CCRL et FCL ») ont affirmé que la réserve de 10 % de la capacité pour les volumes non souscrits n'est pas une option valable. Si la demande était approuvée, il ne resterait qu'environ 300 000 b/j de capacité non souscrite pour l'ensemble de la canalisation principale au Canada. Cela serait à l'origine de niveaux de répartition de la capacité non souscrite très élevés, source de grande incertitude pour les expéditeurs non engagés. Toujours selon CCRL et FCL, l'offre est un choix qui n'en est pas un. L'expéditeur qui a besoin d'un accès constant à la canalisation principale au Canada n'a pas d'autre choix que de soumissionner pendant l'appel de soumissions ou il risque de perdre tout accès. Pour répondre à leurs propres besoins opérationnels, seule une capacité entièrement non souscrite est acceptable.

Le GEC a soutenu que la répartition, pour ce qui est de la capacité non souscrite de 10 %, augmenterait considérablement si les contraintes subies par les pipelines à la sortie du BSOC devaient se perpétuer. La répartition des volumes non souscrits pourrait passer à 82 %, en dépit de l'accroissement de la capacité de la canalisation 3 une fois celle-ci en service, parce que les commandes devraient être ramenées au prorata d'un volume de capacité non souscrit beaucoup plus faible. Aucun niveau de capacité non souscrite autre que correspondant à la capacité intégrale de la canalisation principale au Canada ne serait acceptable pour le GEC, car tout changement ne résoudrait pas le problème fondamental que pose un important manque de capacité pipelinrière hors BSOC vers d'autres marchés sans compter le prix exorbitant proposé ici.

L'EPAC a fait valoir qu'une capacité non souscrite de 10 % n'est pas suffisante. La demande ferait essentiellement en sorte que les petits et moyens producteurs ne pourraient plus profiter du transport ponctuel par pipeline, donc n'auraient plus la capacité de vendre leur production sur les marchés nord-américains. La répartition des volumes non souscrits pourrait atteindre 83 %, ce qui exacerberait considérablement les désavantages pour les producteurs du BSOC ainsi touchés en éliminant pratiquement toute la capacité ponctuelle disponible sur la canalisation principale au Canada. Par conséquent, le moment est mal choisi pour réserver au transport par contrat toute partie de cette canalisation. Une certitude absolue quant à la capacité des pipelines d'exportation et du réseau principal d'Enbridge, une procédure de vérification améliorée et éprouvée qui permet une répartition équitable de la capacité ponctuelle entre tous les expéditeurs et une offre qui ne fait pas de distinction à l'endroit des producteurs canadiens en amont sont autant de facteurs incontournables avant de pouvoir déterminer s'il est raisonnable, même conforme à l'obligation de transporteur public, de conclure le moindre contrat sur la canalisation principale.

Suncor a déclaré que le rapport souhaité entre service souscrit ou non à l'égard de la capacité disponible de la canalisation principale au Canada n'est pas approprié. Compte tenu de ses besoins opérationnels et du fait qu'il lui faudrait près des trois quarts de la capacité non souscrite de 10 % pour approvisionner ses raffineries, Suncor ne pourrait pas compter uniquement sur le service non souscrit et serait forcée de conclure des contrats si la demande

était approuvée. La sursouscription attendue dans le cadre de l'appel de soumissions contraindrait des parties à opter pour le transport non souscrit, ce qui entraînerait une répartition de la capacité attribuée au service ponctuel. Cela signifie qu'une très faible capacité non souscrite, voire aucune, serait disponible pour répondre aux besoins de nouveaux expéditeurs ou attribuables à une nouvelle production. Compte tenu des importantes possibilités de sursouscription, il est difficile d'évaluer quelle quantité de capacité non souscrite permettrait d'atteindre un équilibre approprié. Une capacité non souscrite supplémentaire, au-delà des 10 % proposés, est requise pour atténuer les lacunes du côté des contrats qui pourraient survenir en raison d'une sursouscription dans le cadre de l'appel de soumissions. Selon Suncor, cette capacité pourrait atteindre 50 % de la capacité non souscrite, mais elle ne devrait pas être inférieure à 20 %.

Énergie Valero Inc. (« Valero ») a déclaré que si la Commission devait approuver les contrats, la conception du service proposé devrait alors être revue pour prévoir une capacité non souscrite beaucoup plus grande, suffisante pour préserver les droits de la société et d'autres expéditeurs se trouvant dans une situation semblable, comme les options qui leur sont offertes, d'une manière essentiellement semblable à ce qui est le cas actuellement. Elle n'a pas été en mesure de préciser la quantité de capacité non souscrite qui permettrait de préserver ses droits et ceux d'autres expéditeurs.

### **2.3.1 Analyse et constatations de la Commission**

La Commission se range à l'opinion exprimée par l'Office alors qu'il avait indiqué que la détermination d'une capacité appropriée à réserver aux volumes non souscrits était une question de jugement et que cette décision devait tenir compte des particularités de chaque demande<sup>51</sup>. Elle estime qu'il est peu probable, après la mise en œuvre du service garanti, que la réserve proposée de 10 % de la capacité pour les volumes non souscrits sur la canalisation principale au Canada constitue une option réaliste d'accès au pipeline. Cette constatation est fondée sur une demande qui dépasse la capacité du pipeline et les risques connexes de répartition, l'absence de solutions de rechange en matière de transport pour les expéditeurs et le défaut de prouver qu'il sera facile d'agrandir les installations pour répondre à la demande future.

Les parties ont convenu qu'il y a eu de forts niveaux de répartition sur la canalisation principale au Canada au cours des dernières années. Comme aucune nouvelle capacité n'a été ajoutée dans le cadre de la demande, la Commission estime que le passage de 100 % à 10 % de capacité non souscrite entraînera probablement une plus grande répartition des volumes non souscrits, pendant de longues périodes. De multiples parties ont déposé des éléments de preuve à l'effet qu'il était fort possible que la répartition des volumes non souscrits augmente en raison des contrats relatifs à la canalisation principale, fondés sur des analyses crédibles de l'utilisation actuelle et future probable du pipeline. L'EPAC et le GEC ont prédit une répartition supérieure à 80 % à court terme, malgré une capacité accrue attribuable à l'entrée en service de la canalisation 3 après son remplacement.

Par conséquent, les parties qui préfèrent une capacité non souscrite ont indiqué qu'elles n'ont pas d'autre choix que de conclure des contrats de service souscrit, ce qui pourrait être à leur détriment sur le plan commercial. Compte tenu des possibilités limitées de sortie du BSOC par pipeline, la Commission est convaincue non seulement que l'accès non souscrit dont disposent

---

<sup>51</sup> Par exemple, voir [OH-1-2009](#), *supra* note 28, p. 46 (58 du PDF).

les parties qui ont besoin de ce service ou qui le préfèrent sera réduit sur le plan quantitatif, mais aussi que cela entraînera une diminution de la qualité du service sous la forme d'une moins grande certitude d'accès, peut-être même à un coût plus élevé.

La Commission n'adhère pas à un critère d'« absence de préjudice »<sup>52</sup> et accepte que toute réaffectation d'une capacité déjà grandement utilisée ait des répercussions, négatives et positives, sur les parties. Toutefois, les niveaux potentiels de répartition des volumes non souscrits représentent une réduction excessive de la qualité du service et de l'accès à la capacité pour les expéditeurs non engagés quand on tient compte d'autres besoins, incidences et avantages pertinents.

Comme il est décrit à la section 3.6 (Résumé de l'analyse et des constatations de la Commission sur l'obligation de transporteur public), la Commission a également tenu compte du fait que le marché secondaire peut offrir aux expéditeurs un autre moyen d'accéder à la canalisation principale au Canada après la mise en œuvre du service garanti, mais constate que ce marché ne fournit aucune garantie d'accès ni aucune prévisibilité quant aux conditions d'un tel accès, non plus protection réglementaire du marché primaire. Par conséquent, elle n'a pas accordé beaucoup de poids au marché secondaire en ce qui concerne la proposition de réserve non souscrite d'Enbridge.

La Commission reconnaît que, même avec un appel de soumissions entièrement souscrit, la capacité réelle non souscrite pourrait être supérieure à 10 %, compte tenu des droits d'accroître les volumes souscrits, des dispenses accordées aux expéditeurs engagés, de l'état des approvisionnements et de la file d'attente pour l'accès à la canalisation. Elle considère que la réserve pour le service ponctuel en fonction de la capacité disponible plutôt que nominale est un attribut avantageux des contrats relatifs à la canalisation principale. Toutefois, la capacité disponible supplémentaire dans un tel contexte est hypothétique. Par conséquent, la Commission s'est concentrée sur le niveau minimal de 10 % de la capacité non souscrite faisant l'objet de la demande.

Enfin, la Commission s'est penchée sur la question de savoir si les installations d'Enbridge pouvaient être agrandies facilement. En l'absence d'éléments de preuve clairs, la Commission n'est pas convaincue qu'un agrandissement important est facile à réaliser ou que la possibilité d'agrandissements futurs à la suite de la conclusion de contrats répondrait de façon fiable aux préoccupations relatives à l'accès non souscrit à la canalisation principale au Canada. Il est à noter que la demande n'a fait état d'aucune proposition ni d'aucun plan d'agrandissement précis à soumettre à l'examen de la Commission et qu'Enbridge n'a pas précisé les circonstances ou les critères qui mériteraient un tel agrandissement. De plus, Enbridge n'a pas établi de conditions de service ou de droits précis associés à tout projet d'agrandissement et, par conséquent, elle pourrait alors devoir entamer de nouvelles négociations avec ses expéditeurs, ce qui s'ajouterait au temps requis pour obtenir l'approbation réglementaire et franchir les autres étapes nécessaires en vue de la mise en service d'une capacité accrue, même pour les projets à plus petite échelle.

Compte tenu de ces incertitudes, il n'est pas clair dans quelle mesure et à quelle vitesse la capacité pourrait être ajoutée à la canalisation principale au Canada, ni dans quelle mesure, le cas échéant, la capacité accrue serait mise à la disposition du service non souscrit et quelles seraient les modalités qui permettraient de demander l'accès à celle-ci. Pour ces raisons, la

---

<sup>52</sup> Voir [RH-2-2011](#), *supra* note 27, p. 38.

Commission ne peut conclure que la canalisation principale au Canada a la faculté d'être facilement agrandie ou que la perspective d'agrandissement répondrait à ses préoccupations, adéquatement ou de façon fiable, concernant l'accès à une capacité non souscrite.

## **2.4 Besoins**

Enbridge a soutenu que les contrats relatifs à la canalisation principale répondent à trois besoins clés de la société et du marché en général : i) la gestion de l'exposition au risque de la société; ii) l'accroissement éventuel de la capacité pipelinière hors BSOC; iii) la réponse aux demandes des expéditeurs. Elle a aussi fait valoir que les contrats relatifs à la canalisation principale sont un outil nécessaire pour lui permettre de concurrencer équitablement les autres pipelines et sont essentiels pour assurer l'équité sur les marchés de transport du pétrole. Ces facteurs ont aidé la Commission à déterminer si les contrats satisfont à l'obligation de transporteur public, en particulier si l'accès au pipeline serait suffisamment maintenu après leur mise en œuvre éventuelle.

### **2.4.1 Exposition au risque d'Enbridge**

Enbridge a présenté les contrats relatifs à la canalisation principale comme un outil pour gérer le risque lié au volume auquel elle fait face. D'une manière générale, la société a présenté ce risque comme une fonction de ceux d'approvisionnement, de concurrence et de marché. La présente section 3.4.1 traite de chacun de ces risques et de la démarche adoptée par Enbridge pour les gérer.

#### **Point de vue d'Enbridge**

Enbridge a fait valoir qu'elle souhaite maintenir les volumes actuels sur son réseau principal et réduire le risque connexe à long terme. Ce risque compte de multiples composantes, notamment les suivantes :

- risque d'approvisionnement – si l'approvisionnement sera suffisant pour remplir le pipeline;
- risque de concurrence – concurrence avec d'autres pipelines pour l'approvisionnement;
- risque de marché – si les conditions commerciales propices seront maintenues à long terme.

En outre, le réseau principal d'Enbridge est touché par la décarbonation dans la mesure où celle-ci a une incidence à la fois sur les producteurs et les raffineurs. Bien que les contrats relatifs à la canalisation principale n'aient aucune incidence sur les plans de décarbonation, ils permettraient au pipeline de prendre des mesures pour atténuer ce risque.

#### ***Risque d'approvisionnement***

Enbridge a fait valoir qu'il y a de l'incertitude au sujet de l'approvisionnement futur en pétrole brut de l'Ouest canadien, ce qui signifie incertitude quant à l'utilisation intégrale de la capacité des pipelines d'exportation, ce qui est clairement démontré dans les nombreuses prévisions de l'offre déposées au dossier, dont celles ci-dessous :

- a) Les prévisions figurant à l'annexe B de la preuve de M. Earnest étaient fondées sur celles de l'offre de l'ACPP en 2019 et de la capacité de transport de M. Earnest lui-même (les « prévisions de M. Earnest et de l'ACPP »). Elles montrent une offre nette dans l'Ouest canadien accessible aux pipelines sortant du BSOC de 4,7 Mb/j en 2022 atteignant 5,8 Mb/j en 2035<sup>53</sup>. Par ailleurs, ces mêmes prévisions montrent une capacité pipelinière totale disponible à la sortie du BSOC pouvant atteindre 1,3 Mb/j en 2022 avant de passer sous 0,2 Mb/j en 2035, sous réserve de l'entrée en service de KXL<sup>54,55</sup>.
- b) Les prévisions figurant dans la contre-preuve de M. Earnest étaient fondées sur celles de l'offre du scénario Évolution du rapport sur l'avenir énergétique du Canada en 2020 produit par la Régie et de la capacité de transport de M. Earnest lui-même (les « prévisions de M. Earnest et du scénario Évolution »). Elles montrent une offre nette dans l'Ouest canadien accessible aux pipelines sortant du BSOC de 4,3 Mb/j en 2022 atteignant 4,9 Mb/j en 2034-2035<sup>56</sup>. À partir de ces prévisions de l'offre, M. Earnest a calculé que la capacité pipelinière totale disponible à la sortie du BSOC pourrait atteindre 0,8 Mb/j en 2023, moment où le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain devait entrer en service, puis diminuer pour passer à 0,2 Mb/j d'ici 2034-2035<sup>57</sup>.
- c) Les prévisions révisées de Wood Mackenzie ont été rajustées à partir de prévisions initiales afin d'accroître la comparabilité avec les prévisions de M. Earnest et de l'ACPP, ainsi qu'avec les prévisions de M. Earnest et du scénario Évolution<sup>58</sup>. Elles montrent que l'offre nette de brut de l'Ouest canadien disponible pour les pipelines partant du BSOC s'élèvera à 4,3 Mb/j en 2022, pour atteindre 5,0 Mb/j d'ici 2035<sup>59</sup>. Elles montrent également que la capacité pipelinière totale disponible à la sortie du BSOC pourrait atteindre 0,3 Mb/j en 2024, soit la première année complète suivant l'entrée en service du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, mais qu'elle diminuerait jusqu'à moins de 0,1 Mb/j entre 2028 et 2035<sup>60</sup>.

---

<sup>53</sup> L'offre nette dans l'Ouest canadien accessible aux pipelines sortant du BSOC a été calculée en soustrayant la demande dans cette région (0,5 Mb/j) de l'offre totale.

<sup>54</sup> La capacité pipelinière totale disponible à partir du BSOC a été calculée en soustrayant le total de la capacité pipelinière d'exportation à la sortie du BSOC de l'offre nette de brut disponible pour les pipelines partant du BSOC.

<sup>55</sup> M. Earnest a supposé qu'on n'avait pas eu recours au transport par chemin de fer pendant la période de prévision et que KXL entrerait en service en 2022, tout comme le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain.

<sup>56</sup> L'offre nette dans l'Ouest canadien accessible aux pipelines sortant du BSOC a été calculée en soustrayant un volume supposé de 50 kb/j devant être transporté par chemin de fer, selon les hypothèses de M. Earnest (à partir de l'unité de récupération de diluant de Gibson Energy/USD Group) de l'offre totale disponible pour exportation prévue dans le scénario Évolution du rapport sur l'avenir énergétique de la Régie (soit après réduction tenant compte de la demande dans la région).

<sup>57</sup> M. Earnest ne tient pas compte de KXL dans les prévisions.

<sup>58</sup> Les prévisions initiales de Wood Mackenzie ont été fournies en réponse à une demande de renseignements de la Régie et montraient l'offre au départ de Hardisty plutôt que de Gretna.

<sup>59</sup> L'offre nette de brut de l'Ouest canadien disponible pour les pipelines partant du BSOC a été calculée en soustrayant les volumes devant être transportés par chemin de fer, selon les hypothèses de Wood Mackenzie (variant de 50 kb/j en 2022 à 560 kb/j en 2032), de l'offre prévue de brut de l'Ouest canadien, après déduction de la demande de brut de l'Ouest canadien de l'ordre de 0,54 Mb/j.

<sup>60</sup> Wood Mackenzie a présumé que le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain entrerait en service à la fin de 2023 et n'a pas pris KXL en compte au moment d'établir les prévisions.

Enbridge a fait valoir que les prévisions versées au dossier montrent toutes une capacité pipelinière excédentaire à la sortie du BSOC après l'entrée en service de la canalisation 3 après son remplacement et du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain<sup>61</sup>. L'excédent de la capacité pipelinière à la sortie du BSOC et sa durée dépendent des prévisions de l'offre de pétrole brut dans le BSOC<sup>62</sup>.

Enbridge a également mentionné le rapport Perspectives énergétiques mondiales 2020 de l'Agence internationale de l'énergie (« AIE »). Dans le scénario des politiques énoncées du rapport de l'AIE, la production canadienne de bitume d'ici 2039 est inférieure d'environ 500 kb/j à ce qui est prévu dans le scénario Évolution du rapport sur l'avenir énergétique du Canada en 2020, ce qui se traduirait par un accroissement de la capacité pipelinière excédentaire à la sortie du BSOC. Dans ce même rapport de l'AIE, le scénario de développement durable prévoit une capacité pipelinière excédentaire encore plus importante.

Enbridge n'a pas laissé entendre que certaines prévisions étaient exactes. Toutefois, selon la société, il ne convient pas d'évaluer les contrats relatifs à la canalisation principale en supposant que la capacité pipelinière à la sortie du BSOC sera limitée à l'avenir. La question n'est pas de savoir s'il y aura une capacité excédentaire mais bien de déterminer son étendue et sa durée.

### **Risque de marché**

Enbridge a affirmé que, bien que sa canalisation principale soit toujours en demande parce qu'elle est reliée à des raffineries qui ont fait des investissements importants dans le traitement du pétrole brut canadien, cela ne garantit nullement qu'elle sera utilisée à capacité ou même partiellement à plus long terme. À cet égard, Enbridge a indiqué ce qui suit :

- La production du marché des raffineries captives du réseau principal d'Enbridge, estimée à 1 763 kb/j par le GEC, est excessive. Au cours de la période de janvier 2016 à décembre 2020, la production moyenne annuelle du marché des raffineries captives a varié de 910 kb/j à 1 094 kb/j, tandis que sa production mensuelle a varié de 573 kb/j à 1 252 kb/j<sup>63</sup>.
- Il y a un risque de fermeture de raffineries sur le marché captif, et cette probabilité est importante à long terme.
- Le GEC exagère le degré de certitude des volumes découlant de la capacité faisant l'objet de contrats pour ce qui est des pipelines en aval raccordés à la canalisation principale. Certains contrats visant le pipeline Flanagan South prennent fin en 2024, tandis que d'autres visant la canalisation 9 et le pipeline Spearhead prennent fin, respectivement, en 2025 et 2026. En dépit de la possibilité de proroger les contrats,

---

<sup>61</sup> Les prévisions supposaient qu'il n'y aurait aucun accroissement de la capacité pipelinière à des fins d'exportation au-delà des deux projets mentionnés.

<sup>62</sup> Selon Enbridge, les prévisions de M. Earnest et de l'ACPP indiquaient une capacité d'exportation excédentaire jusqu'en 2027 environ, tandis que les prévisions révisées de Wood Mackenzie portaient un tel excédent jusqu'aux alentours de 2028 et le scénario du rapport sur l'avenir énergétique de la Régie en prévoyait un jusqu'en 2050.

<sup>63</sup> Les calculs de M. Earnest étaient fondés sur plusieurs hypothèses, notamment l'utilisation des approvisionnements locaux en pétrole brut, une pleine utilisation des pipelines de remplacement qui desservent les raffineries captives (comme les pipelines Chicap, BP No. 1, Maumee et le pipeline North Dakota d'Enbridge), et l'utilisation de la capacité ferroviaire de rechange pour le transport.



aucun des intervenants n'a indiqué avoir l'intention de prolonger leur durée initiale de cinq autres années.

### ***Risque de concurrence***

Le risque de concurrence dépend, au-delà des seuls prix des services proposés par d'autres moyens de transport desservant le BSOC ou des marchés de destination du réseau principal d'Enbridge, de facteurs comme la taille des concurrents et le moment de leur arrivée sur le marché, les différences quant à l'offre de chacun et les contraintes pouvant être associées aux contrats ou aux politiques de réglementation.

#### Concurrence entre les pipelines

Enbridge a fait valoir qu'elle fait face à la concurrence exercée par d'autres oléoducs sortant du BSOC, comme ceux de Trans Mountain, du projet d'agrandissement du réseau de cette société, d'Express et de Keystone, qui auraient aussi pu inclure KXL. Elle a présenté ces pipelines comme des concurrents dans le BSOC et sur les marchés de destination.

Enbridge a argué que la canalisation principale au Canada est en situation de désavantage concurrentiel structurel par rapport à d'autres oléoducs sortant du BSOC. Grâce à des ententes commerciales visant un service souscrit et prévoyant des droits conséquents, ses concurrents sont avantagés, même si la canalisation principale au Canada a les coûts les plus bas.

La société a précisé que, pour les raisons suivantes, sans service garanti, elle n'est pas vraiment à la hauteur de ses concurrents : i) elle ne fournirait pas le service privilégié par les expéditeurs; ii) les droits du service garanti sur les pipelines concurrents sont moins élevés que ceux liés au service non souscrit d'Enbridge, ce qui représente une économie pour les expéditeurs engagés. Les autres pipelines passeront de nouveaux contrats visant la capacité à l'échéance de ceux actuellement en place. Ainsi, ne pas autoriser Enbridge à conclure de contrats relatifs à la canalisation principale au Canada contribuerait à la maintenir en situation de désavantage concurrentiel pendant de nombreuses années.

Enbridge est d'avis que la concurrence exercée par les pipelines sortant du BSOC et tout ce qui en découle ont été mis en évidence en 2020, lorsque la production de pétrole brut du BSOC a diminué en raison de la pandémie et des mesures prises par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole. Cette année-là, le débit réel du réseau principal d'Enbridge à partir de Gretna a été moindre que le débit prévu; l'écart observé a été de l'ordre d'environ 400 kb/j et 300 kb/j, respectivement aux deuxième et troisième trimestres. Les déchargements pour ce qui est des volumes transportés par des pipelines sortant du BSOC touchent surtout le réseau principal d'Enbridge, peu Keystone et presque pas du tout Trans Mountain. Selon Enbridge, cette dernière société sera encore mieux en mesure d'attirer l'offre du BSOC une fois l'agrandissement terminé avec son service de transport par contrat.

Concentric Energy Advisors, Inc. (« Concentric ») a fait valoir que le réseau principal d'Enbridge a été relégué au rang de balancier en raison de sa structure contractuelle différente. Dans un contexte de capacité pipelinrière d'exportation excédentaire, c'est lui qui en serait principalement l'objet, comme ce fut justement le cas en 2020.

## Concurrence du transport ferroviaire

Le chemin de fer peut constituer un mode de transport efficace pour le pétrole brut, car il peut être plus rapide et permet d'économiser le coût du diluant, de même que dans le cas de marchés mal desservis par les pipelines, quand ils le sont. Selon M. Earnest, l'industrie pétrolière a recours au chemin de fer à grande échelle en Amérique du Nord depuis une dizaine d'années et la quantité maximale de pétrole qui peut ainsi sortir de l'Ouest canadien dépasse 400 kb/j. Enbridge a fait valoir que le réseau principal d'Enbridge est en concurrence avec le réseau ferroviaire et que, même si celui-ci est soumis à des contraintes, tous les modes de transport, y compris les pipelines, le sont aussi.

### **Gestion des risques**

Enbridge a estimé que, de façon générale, les baisses de débit anticipées au cours des prochaines années constitueraient une menace importante à la viabilité économique de la canalisation principale au Canada. M. Reed a reconnu que les agences de notation n'ont soulevé aucune préoccupation au sujet d'une possible spirale tarifaire ou de l'émergence d'un risque fondamental pour Enbridge. Même si cette dernière ne prétend pas qu'un risque fondamental, pour la canalisation principale au Canada, se matérialisera dans un avenir prévisible, cela ne signifie pas qu'elle est immunisée contre tout risque lié au volume.

La société a fait valoir que la Commission devrait se préoccuper du risque lié au volume sur la canalisation principale au Canada, car en l'absence de service souscrit, la réalisation de ce risque se traduirait par une diminution importante des produits de la société ou une hausse considérable des droits exigibles des expéditeurs. Une diminution importante des produits pour Enbridge pourrait avoir une incidence sur son accès au capital et sur le coût du capital, et donc compromettre sa capacité d'entretenir son infrastructure à long terme<sup>64</sup>. L'imposition de droits beaucoup plus élevés aux expéditeurs pourrait entraîner une diminution des activités de production et de raffinage, ce qui aurait des effets négatifs sur d'autres participants de l'industrie, des gouvernements provinciaux et l'économie canadienne.

Il incombe aux sociétés pipelinères de trouver les outils voulus pour gérer les risques et prendre des mesures afin de contrer le risque fondamental qui se pose à elles, comme par exemple en ayant la possibilité de fournir un service garanti sur la canalisation principale au Canada. Selon Enbridge, la mise en place de contrats relatifs à la canalisation principale atténuerait les risques associés à des droits qui pourraient être non concurrentiels à l'avenir, éliminerait le désavantage structurel auquel elle fait actuellement face en raison de l'impossibilité de passer des contrats à long terme et rendrait moins probable une accélération tarifaire ou la matérialisation du risque fondamental.

---

<sup>64</sup> Concentric a fait valoir qu'Enbridge s'est engagée à investir dans la canalisation principale au Canada pour qu'elle continue de fonctionner à pleine capacité, à condition que les expéditeurs soient prêts à assumer les coûts de ces investissements. La société prévoit donc investir plus de 25 milliards de dollars dans cette canalisation entre 2021 et 2041. Concentric a indiqué qu'il est tout aussi important d'établir un cadre commercial qui appuie de tels investissements et permet d'attirer les capitaux nécessaires selon des modalités raisonnables que d'attirer des capitaux pour construire un nouveau pipeline. Selon elle, les pipelines existants, pour lesquels le maintien de la capacité actuelle nécessitera des investissements de plusieurs milliards de dollars, ne devraient pas être relégués au second rang comparativement au traitement réglementaire de tout autre type d'investissement pipelinier.

### ***Équité par rapport aux autres pipelines***

Enbridge a fait valoir qu'il serait injuste de lui refuser la possibilité de répondre aux demandes du marché pour un service garanti sur la canalisation principale au Canada alors que ses concurrents ont été autorisés à fournir ce service pour la majeure partie de leur capacité.

Enbridge souhaite un traitement conforme à celui précédemment accordé par l'Office et proposer un service garanti d'une manière semblable à ce qu'il avait approuvé pour d'autres pipelines. Aucune des décisions de l'Office n'a refusé un service garanti en raison de la présence d'un tel service sur des oléoducs canadiens existants ou proposés. L'organisme n'est jamais intervenu sur le marché de cette manière dans ses décisions antérieures.

Fournir à Enbridge les outils nécessaires pour soutenir la concurrence, dans un marché transformé par des offres de services à contrat d'autres pipelines approuvées par l'Office, est essentiel pour atteindre l'équité sur les marchés de transport du pétrole. L'équité est d'ailleurs une exigence selon le mandat de la Régie qui stipule l'obligation, pour les droits et les modalités de service, d'être justes et raisonnables.

Enbridge a soutenu que le réseau principal au Canada est le dernier grand pipeline sortant du BSOC sans contrats. Une fois le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain mis en service, les principaux concurrents du réseau principal au Canada offriront un service garanti pour la majeure partie de leur capacité. Enbridge et les expéditeurs favorables à sa demande devraient être autorisés à faire ce choix, comme c'est le cas pour tous les autres grands pipelines à la sortie du BSOC. Le fait qu'elle a été la première sur place il y a plus de 70 ans ne devrait pas obliger la canalisation principale au Canada de demeurer la seule en bout de parcours à ne pas pouvoir offrir un service de transport à contrat.

### **Point de vue des autres parties**

#### **Parties favorables à la demande**

Plusieurs parties ont appuyé la demande dans son ensemble et certaines d'entre elles ont présenté des observations détaillées sur l'exposition au risque d'Enbridge. M. Webb, au nom de Cenovus, a soutenu que les contrats relatifs à la canalisation principale atténueraient le risque volumétrique auquel Enbridge fait face en raison de solutions de rechange concurrentielles et lui permettraient de soutenir la concurrence d'autres pipelines offrant un service garanti sur le marché. En outre, cela assurerait à Enbridge un certain niveau de volumes et de produits au cours des 8 à 20 prochaines années.

De façon générale, les parties favorables ont indiqué que leur demande de service de transport sur le réseau principal d'Enbridge est stable et ne changera probablement pas dans un avenir prévisible, malgré l'annulation de KXL ou la perspective que le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain entre en service.

Pour la plupart, les parties favorables ont soutenu que le réseau ferroviaire est un concurrent de la canalisation principale, mais qu'il fallait alors composer avec divers facteurs, comme le fait qu'il coûte généralement plus cher d'acheminer le produit par train que par pipeline, sans compter le temps et les efforts requis pour élaborer un programme ferroviaire. L'Impériale a affirmé que le réseau ferroviaire est accessible à tous les intervenants sur le marché, mais a expliqué que pour pouvoir livrer concurrence, il doit avoir une capacité volumétrique semblable à celle du pipeline, pouvoir expédier les différents types de brut dont les raffineurs ont besoin et exiger des coûts comparables. Cenovus a souligné que le réseau ferroviaire peut être

concurrentiel, mais que cela dépend du moment et de la façon dont les contrats ont été structurés.

### Parties défavorables à la demande

De façon générale, les parties s'opposant à la demande étaient d'avis qu'Enbridge fait face à un faible risque lié au volume, rendant inutile la conclusion de contrats. Elles ont soutenu que la demande sur la canalisation principale au Canada surpasse constamment la capacité et que celle-ci fait sans cesse l'objet d'une répartition, ce qui reflète une position dominante sur le marché quant au transport de pétrole brut hors BSOC. Elles ont ajouté que, même si des contrats à long terme peuvent être nécessaires pour répondre à la demande commerciale et assurer la viabilité lorsque des investissements sont faits dans de nouvelles installations d'envergure qui comportent un risque considérable, aucune nouvelle installation n'est envisagée ici.

### **Risque d'approvisionnement**

Plusieurs parties opposées à la demande ont affirmé que les prévisions consignées au dossier démontraient un risque d'approvisionnement limité. Les prévisions indiquaient une croissance de l'offre de pétrole dans l'Ouest canadien entre 2022 et 2035 (notamment de plus de 20 % dans les prévisions M. Earnest et de l'ACPP), alors que cette augmentation de la production serait dépendante du service de transport sur le réseau principal d'Enbridge pour accéder aux marchés. En outre, les prévisions de M. Earnest et de l'ACPP, au même titre que les prévisions révisées de Wood Mackenzie, ont montré que tous les pipelines d'exportation fonctionneraient pratiquement à pleine capacité dans les trois ans suivant la mise en service du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain. Même selon les prévisions plus prudentes de M. Earnest et du scénario Évolution, la capacité pipelinrière de réserve à la sortie du BSOC serait en moyenne de 12 % de 2023 à 2030, alors qu'elle se situerait à 8 %. Les parties en question considèrent qu'il s'agit d'une capacité de réserve raisonnable pour assurer le bon fonctionnement du marché et faire face aux interruptions prévues ou imprévues sur les réseaux pipeliniers.

Les parties défavorables ont avancé qu'une capacité pipelinrière supplémentaire, par exemple par le truchement du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, aurait probablement un effet positif sur la volonté des producteurs de rehausser leurs investissements. Par conséquent, l'offre disponible pour le réseau principal d'Enbridge pourrait être supérieure à ce qui figure dans les prévisions. Les producteurs du BSOC ont démontré qu'ils étaient en mesure d'utiliser toute nouvelle capacité de transport hors du BSOC en quelques mois, car le fait d'avoir la certitude qu'un service de transport sera offert stimule l'investissement en vue de l'élargissement de la production.

## **Risque de marché**

Plusieurs parties défavorables ont mentionné l'existence d'une forte demande de la part des principaux marchés d'Enbridge, surtout des raffineries captives et des pipelines en aval affiliés à la société, précisant notamment ce qui suit à ce sujet.

- Enbridge a confirmé qu'un total de 1,9 Mb/j lié au raffinage prend la forme d'une demande exclusive sur son réseau principal, ce qui signifie qu'il est habituellement avantageux pour ces raffineries d'emprunter cette canalisation plutôt qu'une autre. Par ailleurs, des contrats visant des pipelines en aval desservis par cette même canalisation ont été conclus pour le transport d'environ 1 Mb/j.
- Il n'existe aucune autre source rentable connue d'approvisionnement en pétrole brut qui pourrait être facilement raccordée à la plupart des raffineurs dans le PADD II et il est peu probable que ceux qui ont investi des sommes considérables dans leur capacité de raffinage du lourd de l'Ouest canadien passent à d'autres charges d'alimentation au cours des 20 prochaines années.
- En raison d'un recul de l'approvisionnement en provenance du Mexique et du Venezuela, Enbridge prévoit une diminution de l'offre et une croissance conséquente de la demande de pétrole lourd sur la côte américaine du golfe du Mexique, un marché desservi par la canalisation principale par l'intermédiaire de pipelines en aval affiliés à la société.
- Peu de poids devrait être accordé aux affirmations d'Enbridge au sujet du risque de fermeture de raffineries reliées à son réseau, parce que les intervenants favorables à la demande ont confirmé dans l'instance que leurs raffineries demeurent viables, qu'ils concluent ou non des contrats relatifs à la canalisation principale.

## **Risque de concurrence**

Plusieurs parties défavorables à la demande ont fait des commentaires, dont ceux qui suivent.

- L'annulation de KXL a éliminé la possibilité de concurrence avec d'Enbridge en plus de réduire ou d'éliminer aussi le besoin de conclure des contrats avec la société.
- Le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain dessert des marchés différents de ceux desservis par le réseau principal d'Enbridge, y compris le nord-ouest des États-Unis et l'Asie, déjà au moyen de contrats. Par conséquent, il ne pose aucun nouveau risque de concurrence pour Enbridge ou ses marchés de raffinage exclusifs.
- Il est peu probable que de nouveaux pipelines d'envergure entrent en service après le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, ce qui fait que l'emprise actuelle de la canalisation principale avantage Enbridge. Les coûts fixes élevés et le niveau marqué de difficulté auxquels s'exposent les concurrents éventuels limitent la possibilité d'apparition de nouveaux pipelines.
- Le réseau principal d'Enbridge a rarement dû soutenir la concurrence d'autres pipelines depuis sa création. Bien que la société ait prétendu qu'il existe des pipelines qui pourraient approvisionner en pétrole les raffineurs précités<sup>65</sup>, ils sont trop petits pour

---

<sup>65</sup> Enbridge a indiqué que les pipelines Express/Platte et Keystone ont la capacité de desservir les marchés de son réseau principal par l'entremise d'autres canalisations comme Marathon, Chicap, Maumee ou Capline Reversal.

remplacer une part importante du marché desservi par le réseau principal, qui représente plus de 2 Mb/j, en plus de ne pas être concurrentiels sur le plan économique.

Le gouvernement de la Saskatchewan a fait valoir que la grande majorité du pétrole produit en Saskatchewan est acheminé sur la canalisation principale au Canada et que les possibilités d'exportation de pétrole de la province sont limitées parce que la plupart des régions n'ont pas d'autre moyen d'accéder directement aux pipelines de transport hors BSOC, nouveaux ou proposés.

Plusieurs autres parties s'opposant à la demande étaient d'avis que le réseau ferroviaire ne constitue pas un concurrent pour la canalisation principale. Elles ont fait valoir que le réseau ferroviaire est complexe sur le plan de la logistique, qu'il faut beaucoup de temps pour mettre en place le service voulu, que de gros investissements sont requis et que le coût par baril est habituellement plus élevé. Le chemin de fer n'est concurrentiel sur le plan des prix que dans des circonstances limitées et il est toujours utilisé dans un contexte où l'accès aux pipelines de transport hors BSOC est restreint.

### ***Gestion des risques***

Les parties qui s'opposent à la demande ont soutenu que les documents destinés aux investisseurs de la société mère, Enbridge Inc., indiquent que la division des pipelines de liquides, dont le réseau principal est un élément important, est rentable et solide, qu'elle présente un faible risque et qu'elle devrait subsister quoi que l'avenir réserve au secteur énergétique. Elles ont argué que cela minait les observations d'Enbridge au sujet du risque présentées au cours de l'instance. À leur avis, la société n'a pas démontré qu'il existait un risque lié au volume et une possible accélération tarifaire pouvant donner lieu à des coûts non recouvrables. Enbridge a plutôt répété à ses investisseurs qu'elle court très peu de risques de perdre des volumes sur son réseau principal en dépit d'événements importants tout à fait imprévisibles comme la pandémie de COVID-19.

Le gouvernement de la Saskatchewan a allégué que dans la mesure où le rejet de la demande limite la capacité d'Enbridge de maximiser les profits et d'éliminer les risques, il faut reconnaître que cela ne représente, dans le contexte du fardeau imposé au propriétaire d'un pipeline de transport public, qu'un élément à prendre en considération et à soupeser avec tout autre facteur d'intérêt public existant.

Certaines parties ont soutenu que la décarbonation représente un risque pour l'ensemble de l'industrie et qu'il n'y a aucune raison de transférer ce risque aux expéditeurs, qui doivent déjà y faire face. De plus, la teneur exacte de la transition énergétique et son calendrier ne peuvent pas encore être définis avec exactitude.

### ***Équité par rapport aux autres pipelines***

Dans leurs observations, les parties défavorables à la demande ont soutenu que les décisions antérieures de l'Office étaient fondées sur des faits différents des circonstances propres au réseau principal d'Enbridge.

### 2.4.1.1 Analyse et constatations de la Commission

Enbridge a soutenu que le risque auquel la canalisation principale au Canada faisait face était un facteur clé pour justifier les contrats relatifs à cette canalisation. De l'avis de la Commission, les risques liés aux pipelines sont un facteur à considérer dans l'évaluation d'une demande pour des contrats sur un oléoduc, mais en général un seuil précis de risque, important ou imminent, n'est pas nécessairement une condition préalable à de tels contrats. D'autres besoins et effets doivent aussi être pris en considération, comme il est indiqué dans les sous-sections qui suivent.

La Commission considère qu'Enbridge fait face à un certain risque lié au volume, que ce soit à la lumière de l'approvisionnement ou de la concurrence. Elle ne juge toutefois pas que ce risque justifie de façon raisonnable les changements, soudains et substantiels, à l'accès au pipeline et les autres répercussions qui découleront éventuellement de contrats relatifs à la canalisation principale.

#### *Risque d'approvisionnement*

Enbridge a présenté trois prévisions d'offre de pétrole brut et a fait référence aux scénarios avancés dans le rapport Perspectives énergétiques mondiales 2020 de l'AIE, chacun reposant sur des hypothèses différentes en ce qui concerne les politiques et les mesures de décarbonation. La Commission convient du fait que les prévisions sont fondamentalement incertaines et qu'à mesure que la période visée s'allonge, les incertitudes s'accroissent. Les prévisions qui lui ont été présentées montrent une grande variabilité au niveau des perspectives de l'offre, ce qui illustre l'incertitude quant à la façon dont la décarbonation se matérialisera à long terme et aura une incidence sur la production de pétrole brut dans l'Ouest canadien. Néanmoins, une évaluation de multiples scénarios permet de broser un tableau plus complet des risques auxquels fait face la canalisation principale au Canada et de la réalité dans laquelle les contrats s'appliqueraient.

La Commission juge à sa satisfaction qu'il existe un certain risque d'approvisionnement pour la canalisation principale au Canada, une réalité démontrée par les différences considérables dans les perspectives de l'offre selon les prévisions déposées par Enbridge et dans la capacité pipelinière de réserve hors BSOC éventuelle ainsi illustrée, de manière parfois persistante. Les projections de l'offre selon les prévisions déposées montrent dans chaque cas qu'une capacité pipelinière de réserve à la sortie de l'Ouest canadien émergera à court terme, avec le remplacement de la canalisation 3 et la mise en service du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, dont l'ampleur et la durée varient d'un cas à l'autre en fonction de la croissance future prévue pour l'offre de pétrole brut. La Commission note cependant que ces prévisions montrent une capacité pipelinière de réserve qui représente généralement une faible proportion de la capacité totale d'environ 3 Mb/j de la canalisation principale au Canada, ce qui comprend la canalisation 3 après son remplacement<sup>66</sup>.

#### *Risque de concurrence*

Si une capacité de réserve des oléoducs hors BSOC émerge, que ce soit en raison d'un ajout à la capacité pipelinière ou d'une réduction de l'offre de pétrole brut, la Commission convient avec

---

<sup>66</sup> Par exemple, les prévisions de M. Earnest et du scénario Évolution, qui montrent la plus faible croissance de l'offre de pétrole brut parmi les trois ensembles de données éventuelles soumis par Enbridge, indiquent que la capacité pipelinière de réserve atteint un sommet de 788,2 kb/j en 2023, mais tombe à 225,4 kb/j en 2035 (en supposant que le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain entre en exploitation en 2023).

Enbridge que la canalisation principale au Canada ferait face à un risque de concurrence<sup>67</sup>. La société est effectivement en concurrence avec d'autres pipelines pour son approvisionnement, en particulier ceux de Trans Mountain et de Keystone. Par rapport aux pipelines concurrents, il est possible que la canalisation principale au Canada soit touchée par une part importante de toute capacité pipelinière de réserve à la sortie du BSOC qui pourrait éventuellement se matérialiser. Une situation semblable s'est produite en 2020, lorsque l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien a régressé sous la capacité pipelinière totale à la sortie de l'Ouest canadien.

En 2020, le volume transporté sur la canalisation principale au Canada a régressé davantage que sur les pipelines de Keystone et de Trans Mountain, en termes absolus et relatifs à la capacité. Toutefois, la Commission constate que Keystone a subi une diminution de ses volumes malgré sa capacité souscrite substantielle, tandis que Trans Mountain n'en a subi aucune notable à ce chapitre, même si les volumes transportés sur le pipeline ne sont majoritairement pas visés par des contrats à l'heure actuelle<sup>68</sup>. Selon la Commission, divers facteurs contribuent à une diminution éventuelle du volume transporté par chaque pipeline sortant du BSOC et à son ampleur, le cas échéant, notamment les prix du pétrole brut, les rentrées nettes, ainsi que les écarts dans la demande entre les marchés nord-américains et mondiaux desservis par les pipelines. Dans leur preuve, les spécialistes dont les services ont été retenus par Enbridge ont fait remarquer que les revenus nets attribuables aux marchés pan-asiatiques étaient plus élevés que ceux associés aux principaux marchés du réseau principal pendant la pandémie de COVID-19.

Dans l'ensemble, la Commission reconnaît que la présence de capacité souscrite sur un pipeline peut, dans une certaine mesure, accroître son utilisation alors que les contrats en question sont en place, puisque les frais de service garanti des expéditeurs constituent en fait un coût irrécouvrable pour la durée de ces contrats. Néanmoins, cela ne lui permet pas de conclure que les pertes de volume de la canalisation principale au Canada en 2020 ont été principalement influencées par l'absence de capacité souscrite sur celle-ci. De même, compte tenu des conditions dynamiques du marché et des facteurs variés qui influent sur l'utilisation des pipelines, la Commission ne peut pas prédire quels facteurs auront vraisemblablement des répercussions à l'avenir sur la distribution de la capacité de réserve entre les oléoducs sortant du BSOC.

Bien qu'il ne soit pas certain que la totalité, ni même la plus grande partie, de toute diminution de volume associée à la capacité de réserve à la sortie du BSOC touche la canalisation principale au Canada et même si c'était le cas, Enbridge a confirmé qu'elle ne croit pas que les pertes de débit qui peuvent être entrevues pour les prochaines années constitueraient une menace importante à la viabilité économique de cette canalisation. L'annulation de KXL donne aussi à penser qu'il est peu probable que la concurrence d'Enbridge prenne considérablement de l'ampleur à moyen terme.

En ce qui concerne le transport ferroviaire, la Commission est d'avis qu'Enbridge n'a pas démontré qu'il représente un risque concurrentiel important pour la canalisation principale au Canada. En particulier, la preuve déposée en ce sens n'a pas permis d'évaluer les options offertes aux expéditeurs en la matière, ni de connaître les raisons pour lesquelles elles seraient

---

<sup>67</sup> Le risque de concurrence a également été abordé dans [RH-2-2011](#), *supra* note 27, p. 28. Dans ce cas, plus de 80 % de la capacité du pipeline de Trans Mountain demeurait disponible pour service non souscrit.

<sup>68</sup> Keystone peut passer des contrats pour 556 kb/j de sa capacité estimative de 591 kb/j. Trans Mountain peut actuellement passer des contrats pour 54 kb/j de sa capacité estimative de 300 kb/j.



préférables à la canalisation. La Commission fait également remarquer qu'Enbridge n'a pas présenté de preuve d'un spécialiste de la question ferroviaire. Compte tenu de la faiblesse des éléments de preuve déposés au dossier, la Commission n'est pas convaincue que le chemin de fer est préférable à la canalisation principale au Canada, sauf dans des circonstances particulières pour des volumes relativement peu élevés, comme lorsque des investissements à long terme ont été faits dans des unités de récupération de diluant et d'autres infrastructures ferroviaires.

### *Risque de marché*

Si le risque lié au volume d'Enbridge se matérialise à l'égard de la canalisation principale au Canada, la Commission considère que la preuve au dossier démontre que plusieurs facteurs pourraient réduire ou limiter les pertes à ce niveau.

Le réseau principal d'Enbridge dessert de nombreuses raffineries directement reliées pour lesquelles les solutions de rechange rentables en matière d'approvisionnement en pétrole brut ne sont pas légion. De plus, dans la plupart des cas, les raffineries qui ont pris part à l'audience ont indiqué qu'elles ne prévoyaient pas de changements importants au niveau de la demande. Nombreuses sont celles qui ont précisé que leur demande de pétrole brut provenant de la canalisation principale ne devrait pas changer dans un avenir prévisible, même à la lumière de la décarbonation, de l'annulation de KXL et de la possibilité que le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain entre en service. La Commission considère ici aussi que ces observations indiquent que le réseau principal d'Enbridge ne fait pas face à une menace imminente découlant de la fermeture de raffineries dans un avenir prévisible et prend acte du fait que les spécialistes ont plutôt parlé de façon hypothétique, en termes généraux.

De plus, le réseau principal est la seule source d'approvisionnement de plusieurs pipelines en aval affiliés à Enbridge, qui comptent actuellement pour environ 1 Mb/j de service souscrit par des expéditeurs. La Commission considère qu'il s'agit d'une source substantielle de demande pour le réseau à l'avenir. Bien qu'Enbridge ait indiqué que bon nombre de ces contrats prennent fin au cours des cinq prochaines années et qu'il n'y a aucune garantie qu'ils seront renouvelés, elle a confirmé qu'elle examinait des possibilités d'agrandissement des pipelines précités et que ses décisions en la matière ne dépendaient pas de la passation de contrats relatifs à la canalisation principale. Cela donne à penser qu'on s'attend à une utilisation continue de ces pipelines et par extension du réseau principal d'Enbridge qui les dessert. En outre, certains des pipelines en aval peuvent donner accès à la côte américaine du golfe du Mexique et Enbridge a fourni la preuve que la demande de pétrole brut lourd canadien pourrait augmenter dans cette région à mesure que diminue l'approvisionnement provenant de sources concurrentes, comme le Mexique et le Venezuela.

En raison d'une demande captive, de la faible probabilité de fermeture de raffineries et des possibilités de croissance décrites ci-dessus, la Commission juge qu'Enbridge n'est pas exposée à un risque de marché important.

## *Gestion des risques*

La Commission convient avec Enbridge qu'il incombe aux sociétés pipelinières de demeurer concurrentielles et de maintenir la viabilité économique de leur réseau. Dans des décisions antérieures, l'Office a traité de cette responsabilité et s'est penché sur la question de l'équité, quand on parle du risque fondamental pris par les pipelines et des conséquences financières qui en découlent<sup>69</sup>. En sachant que les pipelines sont exposés à des risques commerciaux, l'Office et la Commission leur ont toujours donné la possibilité de gagner une prime, par rapport au taux de rendement qui serait touché en l'absence de risque, sur leurs investissements en capital.

En général, la Commission appuie Enbridge lorsqu'il s'agit d'atténuer son exposition au risque en offrant des services novateurs et concurrentiels. La société a droit à une répartition raisonnable des risques. Toutefois, la latitude accordée pour atténuer l'exposition en question doit être soigneusement évaluée en fonction du degré de risque pris, des effets éventuels sur les parties prenantes des efforts d'atténuation proposés et des exigences prévues par la loi.

Bien qu'elle juge qu'Enbridge fait face à un certain risque lié au volume qui serait réduit au moyen de contrats relatifs à la canalisation principale, la Commission n'est pas convaincue que le risque pris justifie les changements à l'accès avancés pour les contrats en question. Pour arriver à cette conclusion, la Commission a pris en considération ce qui suit :

- la demande demeure élevée sur la canalisation principale au Canada alors que la répartition est fréquente et d'envergure;
- en présence de solutions de rechange peu nombreuses en matière de transport pour ce qui est des lieux de destination des livraisons et des pipelines en aval engagés auprès d'expéditeurs, l'attraction exercée au chapitre de la demande continue d'être considérable;
- Enbridge ne prétend pas qu'un risque fondamental se matérialisera dans un avenir prévisible en l'absence de contrats relatifs à la canalisation principale au Canada;
- aucun nouvel investissement de capitaux important en rapport avec les contrats envisagés ne présenterait un risque supplémentaire pour la société;
- les agences de notation et les analystes de la question du capital-actions ne semblent pas avoir soulevé de préoccupations au sujet de la position concurrentielle de la canalisation principale au Canada.

À la lumière de ce qui précède, Enbridge n'a pas établi qu'en l'absence de contrats relatifs à la canalisation principale au Canada, il est raisonnable de penser qu'une éventuelle baisse des volumes sur cette canalisation serait à l'origine d'une baisse significative des produits pour Enbridge ou d'une hausse marquée des droits pour les expéditeurs, une accélération tarifaire, qui menacerait la capacité du pipeline de recouvrer ses coûts, y compris ceux associés à l'entretien de l'infrastructure existante ou le coût du capital. Par conséquent, pour le moment, la

---

<sup>69</sup> Par exemple, voir les Motifs de décision [RH-003-2011](#) de l'Office national de l'énergie relativement à TransCanada PipeLines Limited, NOVA Gas Transmission Ltd. et Foothills Pipe Lines Ltd. - Droits et tarif, mars 2013.

Commission ne considère pas ces contrats comme un outil essentiel pour gérer le risque d'Enbridge.

L'Office a déjà mis l'accent sur la nécessité pour les sociétés pipelinières d'atténuer leurs risques en offrant des services concurrentiels aux clients éventuels, plutôt que de compter sur les expéditeurs qui disposent d'un nombre limité de possibilités, pour assumer les coûts et les risques du réseau. Bien que la Commission ait conclu qu'Enbridge pourrait faire face à un risque de concurrence, les contrats relatifs à la canalisation principale ne représentent pas nécessairement un progrès sur le plan de la concurrence étant donné qu'ils peuvent inciter les expéditeurs à signer des ententes de transport à long terme à un moment où peu d'autres options sont disponibles.

Même si la Commission n'a pas été convaincue qu'Enbridge devrait être en mesure de réduire davantage son exposition au risque par l'entremise de contrats relatifs à la canalisation principale, tel qu'il est proposé, le risque lié au volume pris par la société devra être géré. La concurrence pour l'obtention de volumes existe et il incombe à Enbridge de gérer son réseau dans ce contexte en fonction des risques présents. La Commission l'invite donc à continuer de chercher des mesures appropriées pour faire obstacle aux risques qui se posent, reconnaissant que le fait d'apporter des changements à la canalisation principale au Canada, avec les consultations, les négociations, les approbations réglementaires et la mise en œuvre connexes que cela nécessite, peut prendre du temps. Les circonstances dans lesquelles la société exerce ses activités et son exposition au risque changeront au fil du temps, tout comme les outils appropriés pour réagir à la situation.

#### *Équité par rapport aux autres pipelines*

La Commission cherche à assurer équité et certitude en matière de réglementation en appliquant des critères essentiellement similaires aux demandes qui lui sont présentées. Le service garanti a précédemment été autorisé sur la base d'une preuve à l'appui qui démontrait que l'offre de ce service permettrait à la société pipelinière de respecter l'obligation de transporteur public.

Accorder beaucoup de poids au fait que d'autres sociétés pipelinières ont été autorisées à offrir un service garanti minerait éventuellement l'obligation de transporteur public. Chaque demande doit être évaluée au cas par cas. Tel qu'il a été mentionné, le rejet de la demande par la Commission ne repose pas sur une conclusion ou une interprétation juridique qui empêcherait de façon générale un service garanti sur un pipeline existant du type de la canalisation principale au Canada. Il se fonde plutôt sur l'absence d'éléments de preuve suffisants pour établir qu'un niveau d'accès permettant de répondre aux obligations de transporteur public serait maintenu à la suite de contrats relatifs à la canalisation principale. Les préoccupations d'Enbridge en matière d'équité ne peuvent pas repousser ou avoir préséance sur le fait qu'elle doit satisfaire aux obligations précitées et aux autres prévues dans la LRCE. De plus, tout examen approprié de l'équité des services offerts sur de multiples pipelines devrait nécessairement être de portée plus large qu'une analyse de la preuve principalement disponible à l'égard d'un seul pipeline ou réseau pipelinier.

## 2.4.2 Agrandissement futur de la canalisation principale au Canada

Enbridge a présenté les contrats relatifs à la canalisation principale comme le seul moyen de faciliter les agrandissements futurs grâce à de précieux signaux du marché en la matière et en donnant l'assurance que la capacité existante continuera d'être utilisée. Il est question ci-après de la nécessité des contrats relatifs à la canalisation principale afin d'en faciliter les agrandissements futurs.

### Point de vue d'Enbridge

Enbridge a fait valoir qu'en deçà d'un service entièrement non souscrit, il n'y a pas de signaux de prix qui permettent de mesurer directement la valeur d'une capacité pipelinière supplémentaire. Par contre, dans le contexte des contrats relatifs à la canalisation principale, les prix sur le marché secondaire, auxquels se greffe une évaluation d'analystes quant aux tendances futures à long terme de l'offre et de la demande, peuvent être à l'origine d'une estimation assez juste de la valeur des agrandissements pipeliniers.

Les résultats de l'appel de soumissions détermineraient s'il existe une demande, sur le marché, pour la série d'agrandissements qu'Enbridge entrevoit<sup>70</sup>. Celle-ci a affirmé qu'en raison de l'arrêt de son appel de soumissions précédent, elle ne pouvait s'appuyer sur quoi que ce soit pour inclure un agrandissement quelconque dans la demande. Elle a fait valoir qu'elle procéderait à des agrandissements dans les plus brefs délais si les contrats relatifs à la canalisation principale étaient autorisés et l'appel de soumissions permettait une souscription de la totalité de la capacité sinon plus. Les résultats de l'appel de soumissions lui fourniraient de précieux renseignements sur les points névralgiques où des capitaux sont requis et dans quelle mesure ils le sont en fonction de la demande de service garanti.

Enbridge a fait valoir que les niveaux élevés de répartition sur la canalisation principale au Canada à l'heure actuelle ne constituent pas un signal fort pour un agrandissement, car les investissements alors requis sont pour le long terme et non une seule année. Si la société attendait de voir si la répartition devait se poursuivre après la mise en service du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, il serait alors trop tard en raison du délai entre le moment où le besoin est cerné et celui où l'agrandissement est prêt à entrer en fonction.

Enbridge n'a pas l'intention d'investir des capitaux supplémentaires pour accroître la capacité de son réseau dans des circonstances où elle fait face à un risque lié au volume important qui pourrait entraîner une sous-utilisation de ses installations actuelles. Sans l'assurance que la capacité existante sera utilisée, elle a soutenu qu'il n'y a pas de motivation commerciale pour un agrandissement. Les contrats relatifs à la canalisation principale constituent le seul moyen, pour la société, de fournir une capacité pipelinière supplémentaire.

La preuve de Concentric indiquait que les contrats relatifs à la canalisation principale sont un maillon essentiel pour obtenir les engagements financiers nécessaires au maintien et à l'accroissement de la capacité pipelinière jusqu'à divers marchés clés en Amérique du Nord à partir du BSOC. M. Church a fait valoir que le capital investi dans les pipelines est à l'origine d'importants coûts irrécouvrables et que les rendements attendus doivent être considérés à

---

<sup>70</sup> Enbridge a indiqué qu'au nombre des améliorations pouvant être apportées sur le réseau principal, l'intégration d'agents réducteurs de frottement et l'ajout de puissance à des stations de pompage pourraient permettre des gains de 200 kb/j.

long terme. Un tel investissement est intrinsèquement risqué, ce qui fait que sans contrats à long terme liés à l'utilisation des pipelines et en l'absence de droits raisonnables, il est probable qu'il y ait sous-investissement dans l'infrastructure et la capacité pipelinière. En présence d'un service garanti, toutefois, les expéditeurs et la société pipelinière sont mieux disposés à l'endroit d'investissements à long terme.

En réponse au témoignage de M. Priddle, Concentric a affirmé que les incontournables contraintes associées à la mise en valeur de nouveaux pipelines sur le marché actuel découlent de politiques qui défavorisent l'infrastructure pipelinière et de contestations judiciaires autour du processus de délivrance de permis. Ces obstacles se traduisent par un risque plus élevé, ce qui gêne lorsqu'il faut attirer de nouveaux capitaux. Par exemple, les ordres de gouvernement fédéral et provincial ont dû fournir un soutien financier pour que des projets, en l'occurrence KXL et celui d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, puissent aller de l'avant. En définitive, même si les mesures environnementales, réglementaires et politiques influent sur le risque d'un investissement dans un pipeline, c'est le monde des affaires qui doit être convaincu que le jeu en vaut la chandelle.

Dans sa plaidoirie, Enbridge a mentionné souhaiter que la Commission approuve le service garanti sur sa canalisation principale au Canada et indiqué que la société veillerait alors à proposer les agrandissements requis au besoin<sup>71</sup>, ce qui répondrait à bon nombre des préoccupations soulevées par les parties défavorables à la demande.

### **Point de vue des autres parties**

#### *Parties favorables à la demande*

À ce sujet, les parties ont exprimé les points de vue qui suivent.

- Il convient qu'Enbridge cherche, par sa demande, à jeter les bases d'un éventuel accroissement de la capacité de la canalisation principale au Canada. Elle serait plus susceptible d'investir dans des améliorations du réseau si elle avait davantage de certitude par rapport aux volumes à acheminer sur la canalisation à l'avenir. Les contrats relatifs à la canalisation principale atténueraient pour la société le risque lié à de nouveaux projets, y compris ceux visant l'amélioration de l'accès aux marchés pour les producteurs (qu'il s'agisse par exemple d'agrandissements de pipelines raccordés en aval du réseau d'Enbridge).
- L'intérêt des expéditeurs à l'endroit de l'appel de soumissions pour des contrats relatifs à la canalisation principale constituerait un argument en faveur de nouveaux investissements en vue de l'agrandissement du réseau d'Enbridge et tous en bénéficieraient.
- Une méthode de conception des droits fondée sur le coût du service pourrait ne pas offrir les incitatifs voulus ni être à l'origine d'arguments convaincants en vue d'investissements supplémentaires ou d'un nouvel agrandissement du réseau principal d'Enbridge.
- Enbridge a cerné la possibilité de nouveaux investissements pour agrandir son réseau principal et dans le passé, de tels investissements nécessitaient souvent des

---

<sup>71</sup> Motifs de décision RH-001-2020 de la Régie de l'énergie du Canada – Transcription (en anglais), volume 24, paragr. 24148 (dépôt C14052-1), 12 juillet 2021.

augmentations de droits parfois assumées par les expéditeurs, qui n'en profitaient pas toujours directement. Dans le cadre de contrats relatifs à la canalisation principale, les expéditeurs paieraient des droits fixes, dont une partie couvrirait des agrandissements qui permettraient aux producteurs canadiens de percer sur de nouveaux marchés.

### Parties défavorables à la demande

Plusieurs parties opposées à la demande ont soutenu qu'il fallait accroître la capacité pipelinière sortant du BSOC et que toute proposition de contrats relatifs à la canalisation principale présentée par Enbridge devrait prévoir un accroissement de cette capacité ou un accès à de nouveaux marchés, sans quoi, les contrats proposés sont inutiles.

Les parties défavorables ont soutenu que le rejet des contrats relatifs à la canalisation principale n'empêcherait pas l'ajout éventuel de capacité et qu'Enbridge continuerait dans cette voie lorsque c'est rentable avec suppléments perçus auprès des expéditeurs. Enbridge a été en mesure de réaliser des projets d'agrandissement de son réseau principal en l'absence de contrats qui ont mené à un accroissement de plus de 1 Mb/j depuis 2010 et rien n'indique qu'elle ne peut pas continuer à le faire.

Certaines parties opposées à la demande ont fait valoir que les droits associés à de futurs agrandissements du réseau principal d'Enbridge ne sont pas clairs et que l'intention des ententes de service de transport est de protéger les signataires contre toute escalade à la suite d'agrandissements ultérieurs. Par conséquent, l'approbation de la demande pourrait entraîner la mise en œuvre de droits supplémentaires pour tout éventuel agrandissement, ce qui aurait probablement comme effet de décourager un tel agrandissement.

Certaines parties ont fait valoir que même si Enbridge a affirmé que la sursouscription à l'appel de soumissions démontrerait un besoin d'agrandissement, la canalisation principale au Canada est déjà sujette à des niveaux élevés et soutenus de répartition. Rien ne garantit que la société agrandirait le pipeline pour répondre à la demande si la capacité pipelinière demeure rare, ni quand de tels agrandissements seraient mis en service, compte tenu du contexte difficile à cet égard aujourd'hui en Amérique du Nord.

#### **2.4.2.1 Analyse et constatations de la Commission**

Enbridge a soutenu que des contrats relatifs à la canalisation principale faciliteraient les agrandissements futurs du réseau grâce à de précieux signaux du marché et en réduisant le risque lié au volume associé à la capacité actuelle de la canalisation. Bien que ces contrats puissent être source d'information et atténuer les risques pour Enbridge, la Commission ne juge pas qu'ils constituent une véritable condition préalable à la poursuite d'éventuels projets d'agrandissement.

La Commission convient avec Enbridge que l'appel de soumissions proposé peut fournir de l'information quant à la demande de services précis sur la canalisation principale au Canada et que le marché secondaire peut pour sa part en fournir sur la valeur de la capacité supplémentaire. Toutefois, la Commission n'est pas convaincue qu'Enbridge a besoin de cette information pour évaluer les possibilités d'agrandissement, quelles qu'elles soient.

Pour arriver à cette conclusion, la Commission a jugé que les signaux du marché associés à l'appel de soumissions pourraient être obscurcis si les expéditeurs éventuels modifient leur

participation à celui-ci parce qu'ils s'attendent à une sursouscription ou si certains intervenants sur le marché estiment plutôt qu'ils n'ont pas d'autre choix que d'y participer, faute d'options de transport de rechange. De plus, les conditions de service incluses dans la demande indiquent que l'appel de soumissions démontrerait l'intérêt qui existe pour la capacité existante, mais pas nécessairement pour les possibilités d'agrandissement pouvant être assujetties à des modalités et des droits différents ni pour d'autres parcours de livraison. En définitive, les résultats d'un tel appel ne constituent qu'un des facteurs dont on peut tenir compte afin de déterminer si la demande existe pour un agrandissement.

La Commission prend acte du fait qu'Enbridge a accès aux signaux actuels et de longue date du marché, comme les niveaux de répartition. La société a fait valoir que la répartition n'est pas un signal fort pour un agrandissement en raison du décalage entre le processus mensuel et l'agrandissement lui-même, qui est un investissement à long terme. La Commission cependant convient avec les parties défavorables à la demande qu'une répartition à long terme pourrait fournir un signal raisonnable que la capacité supplémentaire serait utilisée, en particulier avec une analyse de l'offre ainsi que des marchés de pétrole brut effectuée par Enbridge et des associations de l'industrie, comme l'a mentionné M. Priddle. La société a procédé avec succès à de nombreux agrandissements de son réseau en utilisant le même type d'information qui est disponible aujourd'hui et en l'absence de contrats relatifs à la canalisation principale. Par ailleurs, Enbridge pourrait avoir recours à divers processus commerciaux pour recueillir des renseignements détaillés sur la demande et la forme que pourrait prendre un éventuel agrandissement, notamment la consultation des parties prenantes intéressées, des déclarations d'intérêt ou des appels de soumissions pour des propositions précises.

L'argument d'Enbridge selon lequel les contrats doivent précéder tout engagement à agrandir le pipeline est relativement nouveau. Dans le passé, des sociétés pipelinères ont mis en œuvre un service de transport garanti en même temps que de nouveaux projets et à l'appui de ceux-ci, qu'il s'agisse par exemple du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, Keystone ou Express. À la lumière de la conclusion de la Commission sur l'exposition au risque d'Enbridge, cette dernière n'a pas démontré par ailleurs, de façon claire ou convaincante, les raisons pour lesquelles sa nouvelle démarche est nécessaire à ce stade-ci, surtout compte tenu des récents agrandissements de capacité, comme le remplacement de la canalisation 3 qui a coûté plusieurs milliards de dollars.

Il est probable qu'au moment d'investir dans un agrandissement, Enbridge aimerait avoir davantage de certitude quant à l'utilisation de la capacité de la canalisation principale au Canada et c'est elle qui est la mieux placée pour évaluer les possibilités qui s'offrent afin de répartir le mieux possible ses capitaux. Toutefois, la Commission ne juge pas que la preuve pèse suffisamment lourd dans la balance pour dire que les contrats relatifs à la canalisation principale constituent la seule façon d'aller de l'avant<sup>72</sup>.

### **2.4.3 Besoins des expéditeurs**

Enbridge a traité des besoins du marché à l'égard des contrats relatifs à la canalisation principale, notamment de la requête d'expéditeurs qui ont soif de certitude au regard de la capacité comme des droits exigibles, ainsi que de celle de raffinerie pour un approvisionnement sécurisé à partir du BSOC.

---

<sup>72</sup> Transcription (en anglais), volume 24, *supra* note 73, paragr. 24349.

## Point de vue d'Enbridge

Enbridge a soutenu qu'offrir un service garanti sur la canalisation principale au Canada est conforme à l'objectif de permettre aux forces de la concurrence de s'exercer et au marché de progresser en fonction de ses propres choix. Le service garanti donne à chaque intervenant sur le marché la possibilité de faire un choix, sur le plan économique, quant à la valeur qu'il accorde à l'accès à la capacité pipelinière pour éventuellement prendre un engagement à long terme.

Concentric était d'avis que les expéditeurs ont exprimé une préférence marquée pour des droits stables et prévisibles, avec accès garanti à une capacité de transport qui ne peut être assurée que par des contrats de service à long terme. Enbridge a fait valoir que le service garanti et la certitude d'accès découlant des contrats relatifs à la canalisation principale profiteraient non seulement aux expéditeurs du service garanti, mais aussi à tous les autres intervenants sur le marché en réduisant au minimum le fardeau de la gestion des volumes en cas de répartition en plus de réduire aussi les risques associés aux décisions d'investissement en amont comme en aval.

Qui plus est, le fait que des parties ayant des intérêts dans le raffinage prennent des engagements à long terme en matière de capacité sur la canalisation principale au Canada circonscrirait ces marchés au profit des producteurs de l'Ouest canadien en élargissant l'écart de prix par rapport à la meilleure solution de rechange suivante.

En réponse aux affirmations des parties défavorables à la demande selon lesquelles les contrats relatifs à la canalisation principale au Canada entraîneraient une perte de flexibilité ou d'options, que ce soit quant aux sources d'approvisionnement ou aux marchés en aval, Enbridge a soutenu que ces parties souhaitent que la canalisation en question présente de telles caractéristiques pour leur permettre d'y expédier ce qu'elles veulent et quand elles veulent, si elles le veulent bien. Une telle attente ne tient pas compte des préférences légitimes d'Enbridge et des parties favorables à la demande qui expédient plus de 75 % du pétrole brut acheminé sur la canalisation principale.

Les raffineurs qui sont prêts à s'engager à long terme à avoir recours à la canalisation principale et à acheter la production du BSOC pour alimenter leurs raffineries ne devraient pas se voir refuser la possibilité de le faire simplement parce que Valero affirme qu'elle ne disposerait plus de la souplesse dont elle jouit actuellement d'expédier, quand elle le désire, des produits sur la canalisation 9 (donc, par extension, sur la canalisation principale au Canada) ou de plutôt effectuer des paiements compensatoires à cet égard au profit d'autres sources d'approvisionnement.

Enbridge était d'avis que si les producteurs décidaient de ne pas conclure de contrats relatifs à la canalisation principale au Canada, ils auraient les mêmes options qu'aujourd'hui, notamment la commande de services non souscrits sur cette canalisation, la vente aux raffineries locales ou aux expéditeurs présents sur le réseau principal, l'acheminement des produits par d'autres pipelines d'exportation, leur vente à des expéditeurs actifs sur ces autres pipelines, le transport par chemin de fer ou le stockage de leur production. De plus, les contrats représenteraient une option supplémentaire pour l'obtention de capacité sur le marché secondaire.

En réponse aux préoccupations des parties opposées quant aux répercussions des contrats relatifs à la canalisation principale au Canada sur les ententes commerciales existantes à la sortie de celle-ci, Enbridge a soutenu que les expéditeurs engagés sur des pipelines en aval connaissent déjà un déséquilibre entre leurs engagements et la capacité de la canalisation pour



des raisons de répartition et que, par conséquent, les contrats n'ont rien à voir avec toute cette question. Si jamais la répartition devait persister, plutôt que de perpétuer ce déséquilibre, les contrats donneraient aux expéditeurs engagés la possibilité de profiter d'un service garanti sur la canalisation principale pour contrer la situation. En outre, avec de tels contrats, les expéditeurs qui ont pris un engagement à l'égard d'un pipeline en aval disposent d'un certain nombre d'options pour s'assurer de ne pas avoir à payer un manque à gagner au cours d'un mois donné.

Enbridge a expliqué que les préoccupations des parties adverses au sujet du décalage de la durée des contrats pourraient ici être atténuées de deux façons. Tout d'abord, les expéditeurs qui ont des engagements d'achat ferme sur des pipelines en aval pourraient en prolonger la durée afin de les faire correspondre à celle habituelle des ententes de service de transport sur la canalisation principale au Canada. Ensuite, les expéditeurs pourraient avoir recours à une clause, prévue dans l'entente proposée<sup>73</sup>, qui permet à une partie de modifier le contrat relatif à la canalisation principale qu'elle a conclu en vue de tenir compte de la capacité qu'elle obtiendrait dans le cadre d'un futur appel de soumissions visant un pipeline en aval.

## **Point de vue des autres parties**

### *Parties favorables à la demande*

Pour la plupart, les parties favorables à la demande ont indiqué qu'en raison de la structure actuelle du service non souscrit sur la canalisation principale au Canada, la répartition de la capacité a eu une incidence importante sur leurs raffineries, tant sur le plan des opérations que sur celui de la rentabilité. La répartition est à l'origine d'une variabilité de l'offre, ce qui oblige les parties à prendre d'autres dispositions pour leur approvisionnement, comme de trouver des fournisseurs ou des expéditeurs qui pourraient déjà avoir du pétrole brut dans le pipeline sous forme souscrite<sup>74</sup>. Ce faisant, elles paient des primes considérables pour réacheminer le produit à l'origine destiné à d'autres marchés.

Par ailleurs, la répartition a entraîné une sous-utilisation des engagements de transport garanti sur les pipelines en aval. Les parties précitées ont expliqué que pour atténuer un tel risque, les expéditeurs doivent soit remplacer la capacité sous-utilisée au moyen d'autres sources d'approvisionnement, soit vendre cette capacité à d'autres, les deux options pouvant entraîner des coûts supplémentaires.

Les parties qui appuient la demande ont confirmé, pour la plupart, qu'elles étaient en mesure de répondre à leurs besoins de raffinage et d'atteindre les quantités minimales de fonctionnement dans le cadre de la structure existante de service entièrement non souscrit, sans mention à l'effet que leur viabilité économique à long terme était menacée si les contrats relatifs à la canalisation principale n'étaient pas approuvés. Cependant, elles ont soutenu que le fait qu'elles ont pu gérer ces risques dans le passé ne réduit pas l'importance d'une certitude, pour l'avenir, quant à l'approvisionnement prévu aux termes des contrats envisagés.

Plusieurs parties favorables à la demande ont soutenu que la probabilité de répartition pour les expéditeurs engagés sur la canalisation principale au Canada serait moindre avec les contrats

---

<sup>73</sup> Cette disposition est énoncée à la section 16.5 de l'entente de service de transport.

<sup>74</sup> Les opérations qui découlent d'une telle situation constituent ce qui pourrait être appelé des swaps ou des échanges à même le pipeline.

relatifs à la canalisation principale et que le service garanti est la meilleure solution à ces problèmes actuels de répartition. Par conséquent, les expéditeurs signataires d'un contrat seraient en mesure de réduire ou même d'éliminer les incertitudes liées à la capacité mensuelle et les coûts découlant de la répartition, tout comme ceux associés aux achats à même le pipeline ou à la mise en place de modes de transport de rechange comme le chemin de fer. Les contrats relatifs à la canalisation principale feraient donc baisser les coûts globaux de l'offre de pétrole brut livré aux raffineries.

Plusieurs parties ont aussi fait valoir qu'avec le service garanti, le risque de sous-utilisation des engagements pris en aval serait considérablement réduit, voire éliminé, selon les résultats de l'appel de soumissions. Cela aurait alors comme effet de réduire aussi l'exposition aux paiements compensatoires sur les pipelines en aval et la nécessité d'une exemption à leur égard. Ainsi, le service garanti permettrait aux parties d'adopter des stratégies permettant d'obtenir des engagements de transport uniformes le long des parcours complets entre le réseau principal d'Enbridge et les marchés de plus grande valeur en aval, comme ceux de la côte américaine du golfe du Mexique.

Dans le cas des raffineries qui dépendent fortement du réseau principal d'Enbridge et qui n'ont pas de solutions de rechange réalisables ou rentables pour l'offre de pétrole brut, l'obtention d'un accès prioritaire à long terme, synonyme de garantie d'approvisionnement, signifiera qu'elles pourront fonctionner de manière efficace et fiable en vue de l'obtention de combustibles ou d'autres produits.

Certaines parties favorables à la demande ont affirmé avoir fait des investissements considérables dans leurs raffineries aux États-Unis pour traiter le pétrole brut du Canada et l'Ouest canadien est une source importante d'approvisionnement pour leurs raffineries. Les expéditeurs dépendants qui sont disposés à conclure des contrats à long terme pour l'offre du BSOC devraient avoir la possibilité de le faire.

En plus de fournir une certitude en matière d'accès, les parties favorables ont expliqué que la demande procure aussi une certitude en matière de droits grâce à son offre de droits fixes. Un droit fixe atténue les risques liés aux prix associés à la fois à l'augmentation des coûts du réseau principal d'Enbridge et à la diminution des volumes transportés par celui-ci.

### *Parties défavorables à la demande*

Les parties défavorables à la demande ne considéraient pas le service garanti sur la canalisation principale au Canada comme un besoin pour l'ensemble de l'industrie. En général, elles ne se sont pas opposées au concept de service garanti en soi, certaines ayant même indiqué qu'elles envisageraient d'éventuellement accorder leur appui à des contrats relatifs à cette canalisation en présence de conditions appropriées, mais non à ceux présentés dans la demande<sup>75</sup>. Bon nombre d'entre elles ont présenté des observations détaillées mettant en lumière leurs préoccupations, y compris les effets négatifs sur leurs entreprises que pourraient avoir ces derniers.

---

<sup>75</sup> Des parties, comme MEG et Suncor, envisageraient d'accorder leur appui à des contrats si une capacité supplémentaire était disponible pour l'accès aux marchés des liquides avec de nouvelles possibilités offertes pour l'exportation hors BSOC et si les droits exigibles pour le service de transport par contrat, la durée de celui-ci et ses conditions, assuraient un équilibre par rapport au risque afin qu'il soit assumé comme il se doit de façon équitable par la société et les expéditeurs.

Les parties qui s'opposent à la demande ont soutenu que les contrats relatifs à la canalisation principale profiteraient de façon disproportionnée à ceux qui y sont favorables au détriment de tous les autres. Elles ont fait remarquer qu'un grand nombre des parties qui soutiennent la demande sont des raffineurs exclusifs qui ne changeraient pas d'allégeance avec ou sans contrats relatifs à la canalisation principale au Canada et que leur appui était en grande partie attribuable à une volonté de réduire les coûts de la charge d'alimentation. Les contrats leur donneraient de bien meilleures assises à l'égard de la capacité, alors que celle-ci est fortement assujettie à la répartition, avec en prime un accès à long terme à du pétrole brut du BSOC à prix très réduit.

Plusieurs parties étaient d'avis que les contrats précités sont un jeu à somme nulle, où les avantages commerciaux mineurs qui reviendraient aux raffineurs, aux producteurs canadiens intégrés ou à Enbridge sont de loin neutralisés par les conséquences négatives pour les autres producteurs canadiens. Par contre, il n'y a ni gagnants ni perdants avec le service non souscrit actuel, car tout le monde a la même capacité de soumissionner et la répartition est la même pour tous. Ainsi, producteurs et intérêts en aval sont davantage sur un pied d'égalité. Dans la mesure où il y a des perdants avec le système actuel, les répercussions durent un mois, tandis qu'avec les contrats précités, elles dureraient de 8 à 20 ans.

La demande ne prévoit pas de capacité supplémentaire sortant du BSOC, d'accès élargi ou supplémentaire aux points d'établissement des prix des liquides, de souplesse accrue pour acheminer le pétrole brut vers les meilleurs marchés disponibles ni de droits justes et raisonnables. Les petits producteurs ont besoin d'un accès aux pipelines souple et sans engagement, ainsi que d'un marché efficace et fonctionnel qui maximise les options commerciales pour les producteurs, n'est pas contrôlé par les acheteurs de brut en aval et ne fausse pas les prix du pétrole ni ne les tire vers le bas. En l'absence de tout cela, l'importante contribution économique des entrepreneurs diminuera et finira par disparaître. Les contrats relatifs à la canalisation principale ne procurent pas de valeur à un producteur s'il n'a pas la possibilité de vérifier la présence de la capacité requise en aval pour passer des commandes et les expédier.

Devoir prendre un engagement pour une période de 8 à 20 ans pourrait limiter la capacité des producteurs d'appuyer de nouveaux modes de sortie du BSOC (donc peut-être aussi de trouver de nouveaux marchés et d'augmenter le prix de valorisation), inhibant ainsi toute concurrence pipelinère et la recherche d'autres options de transport possibles sur le marché. Un service garanti obligerait les producteurs à faire correspondre leurs engagements mensuels aux besoins du marché, ce qui entraînerait probablement des pénalités financières en cas de sous-utilisation de la capacité prévue aux contrats.

L'approbation de la demande forcerait en fait les expéditeurs défavorables ayant fait des investissements irrécouvrables sous forme d'ententes de service de transport sur des pipelines en aval affiliés à Enbridge et approvisionnés par le réseau principal à prendre des engagements financiers à long terme pour l'acheminement de leurs produits. Cela les exposerait inutilement de façon déraisonnable à des coûts et à des risques financiers importants sur lesquels ils n'ont aucun contrôle, créerait un obstacle à la participation pour nombre d'entre eux, rendrait les agrandissements moins attrayants et découragerait les investissements dans le secteur pétrolier au Canada.

Les contrats relatifs à la canalisation principale pourraient avoir des répercussions négatives sur les revendeurs en raison des coûts élevés et des risques associés à des contrats à long terme. Nombreux sont ceux (en plus de multiples grands producteurs) qui seraient tenus à de

nouveaux cautionnements, car ils n'atteindraient pas le seuil de la catégorie investissement définie dans les ententes de service de transport. Les coûts éventuels devraient être repassés au producteur par voie d'une marge commerciale plus élevée, ce qui éroderait encore plus la valeur pour le producteur.

Les contrats flétriraient le bouquet de possibilités s'offrant à un raffineur, le rendraient moins apte à réagir aux fluctuations saisonnières et réduiraient sa capacité de profiter de l'offre la moins chère en fonction de ses besoins en imposant un paiement compensatoire supplémentaire s'il choisissait une source d'approvisionnement autre que le réseau principal d'Enbridge. En outre, un raffineur qui dépend exclusivement de ce réseau peut aussi être limité en vue de futurs agrandissements de ses propres installations en raison du coût supplémentaire afin de disposer de la capacité voulue sur la canalisation principale au Canada à partir du marché secondaire, vers lequel il devrait nécessairement se tourner pour élargir son approvisionnement en pétrole brut.

Certaines des parties qui s'opposent à la demande ont fait valoir qu'il existe d'autres solutions qui peuvent fonctionner, comme le montre l'entente de tarification concurrentielle (« ETC »), qui a permis de parvenir à des droits justes et raisonnables, ainsi qu'à un équilibre quant aux risques pris. L'industrie aurait dû avoir la possibilité d'examiner la possibilité d'un règlement révisé avec refonte des droits. Cela servirait de base à la conclusion d'une entente avantageuse pour l'ensemble de l'industrie sans dépendance à l'endroit d'un service garanti en présence d'un grand déséquilibre quant à qui peut utiliser ce qui est proposé et qui est le mieux placé pour ce faire.

#### **2.4.3.1 Analyse et constatations de la Commission**

##### *Demande des expéditeurs pour des contrats relatifs à la canalisation principale*

Les contrats proposés relatifs à la canalisation principale au Canada procureraient des avantages évidents à bon nombre des expéditeurs les plus importants en atténuant les problèmes liés à la répartition qui existent actuellement avec la structure de service non souscrit. Le caractère imprévisible de l'offre pose des difficultés d'ordre opérationnel et même si les sociétés ont confirmé qu'elles étaient en mesure d'obtenir les volumes requis pour leurs activités de raffinage, la Commission reconnaît qu'elles doivent parfois engager des coûts supplémentaires pour ce faire. La Commission juge que ces difficultés constituent des facteurs propres à la demande qu'il faut absolument prendre en considération et elle les a soupesées soigneusement en regard de la souplesse absolue d'une capacité entièrement non souscrite privilégiée par certaines parties défavorables à la demande.

En définitive, la Commission fait toutefois remarquer que les avantages des contrats relatifs à la canalisation principale profitent surtout à un groupe distinct d'intervenants sur le marché et que ces sociétés ont exploité leurs installations avec succès en l'absence de service garanti. Aucune des parties à l'instance n'a laissé entendre que leur viabilité économique serait menacée en l'absence de contrats relatifs à la canalisation principale. Par contre, il y a des preuves de graves répercussions, y compris sur la viabilité potentielle de certains producteurs touchés négativement par ces contrats.

La capacité pipelinère limitée sortant du BSOC a une incidence négative touchant de nombreux intervenants sur le marché à tous les points de la chaîne de valeur pour le pétrole brut. Plusieurs des raffineries reliées au réseau principal d'Enbridge disposent de sources d'approvisionnement limitées ou ont beaucoup investi dans la capacité de traiter le pétrole brut

lourd canadien. La Commission admet le fait que la variabilité dans l'obtention de capacité sur la canalisation principale au Canada mois après mois a obligé ces sociétés à s'approvisionner autrement sans long préavis, notamment au moyen d'achats à même le réseau principal auprès d'autres parties qui disposaient de la capacité souhaitée. Une telle incertitude peut accroître leurs coûts d'exploitation, tant en raison de l'acquisition d'un pétrole brut plus cher qu'à cause du fait qu'elles doivent affecter des ressources à l'interne qui se consacrent exclusivement à la gestion des écarts d'un mois à l'autre. De même, les sociétés ayant pris des engagements sur des pipelines en aval ont connu une sous-utilisation de la capacité souscrite et ont dû chercher d'autres arrangements en matière d'approvisionnement ou trouver des acheteurs pour les portions non utilisées, tout cela occasionnant des coûts supplémentaires.

La Commission convient que les contrats relatifs à la canalisation principale seraient fort susceptibles d'atténuer, en tout ou en partie, ces problèmes liés à la répartition. Ils pourraient aussi permettre, avec assez de certitude, de prendre des décisions d'affaires à plus long terme, comme investir dans les installations ou conclure des ententes commerciales et des engagements de transport en aval à long terme.

Même si certaines parties bénéficieraient d'une plus grande certitude dans le cadre de contrats relatifs à la canalisation principale au Canada, la valeur de cette certitude pourrait varier selon que la rareté de capacité du réseau se perpétue ou non. Par exemple, avec une capacité pipelinière de réserve, les expéditeurs sur la canalisation pourraient s'attendre à une faible variabilité de l'offre de pétrole brut, même en l'absence de service garanti. De plus, les contrats relatifs à la canalisation principale ne constituent pas la seule voie pouvant mener à une certitude au niveau des droits pour les expéditeurs, comme le démontrent ceux prévus dans l'ETC.

Alors que les contrats relatifs à la canalisation principale seraient avantageux pour nombre d'expéditeurs favorables à la demande, la Commission est consciente du fait que d'autres parties pourraient devoir composer avec bien moins de flexibilité et d'options propices à leurs activités (par exemple, des paiements compensatoires supplémentaires en raison des contrats pourraient réduire la souplesse dont profitent actuellement certains raffineurs, comme Valero et CCRL, pour optimiser leurs activités en ayant recours à d'autres sources d'approvisionnement, alors qu'un engagement à l'égard de la canalisation principale au Canada pourrait réduire la capacité des producteurs et des revendeurs d'atteindre différents marchés afin d'obtenir les prix les plus élevés pour leurs produits). Bien que les parties puissent normalement soupeser librement les avantages et les inconvénients d'un contrat donné avant de prendre des engagements, ce cas-ci est unique. Compte tenu de l'importance de la canalisation principale au Canada et de l'absence de solutions de rechange en matière de transport, de nombreux participants au sein de l'industrie estiment qu'ils n'ont d'autre choix que de conclure un contrat de service garanti. Par conséquent, certains expéditeurs le feraient à regret, ce qui aurait des répercussions négatives, tandis qu'un autre sous-groupe d'expéditeurs assumerait avec enthousiasme les mêmes obligations et profiterait d'une plus grande gamme d'avantages.

Les arguments relatifs au déséquilibre de capacité par rapport aux engagements sur les pipelines en aval n'ont pas su convaincre la Commission, car il est peu probable que la situation soit bien pire que celle à laquelle font face les expéditeurs à l'heure actuelle. Toutefois, la Commission reconnaît que la durée minimale de huit ans proposée pour un contrat pourrait, dans certains cas, être à l'origine d'un décalage par rapport aux engagements pris en aval. Ce décalage pourrait créer des difficultés que seules de nouvelles décisions touchant les ententes conclues en aval pourraient aider à résoudre, comme par exemple leur renouvellement ou leur

prolongation, même la participation à de nouveaux appels de soumissions, alors que les expéditeurs auraient autrement emprunté une voie différente.

### *Demande des raffineries pour un approvisionnement garanti du BSOC*

Enbridge a affirmé que les engagements de capacité à long terme pris dans le cadre des contrats proposés relatifs à la canalisation principale circonscriraient la demande des raffineries à la production de pétrole brut dans le BSOC. Bien que la société ait présenté cet élément comme un avantage clé de la demande, Enbridge et les parties qui lui sont favorables ont fourni une preuve limitée en ce sens au cours de l'instance. La Commission n'était donc pas convaincue que cela procurerait un avantage important aux producteurs de l'Ouest canadien.

La Commission est d'accord avec Enbridge pour dire que les contrats relatifs à la canalisation principale et les obligations liées aux droits irrécouvrables connexes inciteraient les expéditeurs engagés à utiliser la production du BSOC plutôt que d'autres sources d'approvisionnement pendant toute la durée des contrats. Toutefois, elle n'est pas convaincue que cet incitatif aurait une incidence pratique importante sur la demande de pétrole brut de l'Ouest canadien. Plus particulièrement, les producteurs dans cette région semblent assez confiants quant à la demande à long terme pour leur produit, avec ou sans contrat, tel qu'il est mentionné à la section 3.4.1 (Exposition au risque d'Enbridge).

Plusieurs parties qui appuient la demande ont laissé entendre qu'elles pourraient envisager de s'approvisionner ailleurs pour répondre à une partie de leurs besoins en pétrole brut si le service garanti n'était pas proposé sur la canalisation principale au Canada. La Commission ne juge pas que ces déclarations portent atteinte de façon importante à la conclusion selon laquelle les producteurs de l'Ouest canadien semblent raisonnablement confiants quant à la demande pour leur produit. Les parties favorables à la demande n'ont pas affirmé catégoriquement qu'elles remplaceraient par d'autres sources d'approvisionnement le pétrole brut du BSOC ni dans quelle mesure elles le feraient précisément, même que plusieurs ont indiqué qu'elles ne cesseraient pas d'expédier des produits en passant par la canalisation principale au Canada, peu importe la décision de la Commission relativement à la demande. Un certain nombre de raffineurs ont considérablement investi dans la transformation du pétrole brut lourd canadien et pourraient ne pas être en mesure de remplacer facilement l'offre du BSOC sans à nouveau faire de gros investissements dans un autre sens. La Commission ne peut donc pas conclure avec suffisamment de certitude que la demande actuelle de pétrole brut du BSOC diminuerait si la demande n'était pas approuvée.

En outre, si une capacité pipelinière de réserve à la sortie du BSOC devait émerger et persister, comme il est mentionné à la section 3.4.1 (Exposition au risque d'Enbridge), le pétrole brut de l'Ouest canadien pourrait bénéficier d'un meilleur accès aux marchés et les raffineurs en aval pourraient y avoir plus facilement accès, réduisant alors d'autant le besoin d'avoir recours à d'autres sources d'approvisionnement. Cela pourrait rendre encore plus confiants les producteurs du BSOC quant à la demande pour leur produit.

## **2.5 Effets plus généraux**

Les parties ont traité de diverses incidences des contrats proposés relatifs à la canalisation principale pour les producteurs, les revendeurs, la province de la Saskatchewan, les raffineries de l'Est du Canada, les pipelines en amont et les expéditeurs de produits raffinés ou de LGN. La Commission n'a pas traité de tous ces effets ci-après, en raison de la multitude de ceux soulevés et de la preuve limitée disponible pour un grand nombre d'entre eux. Elle donne

néanmoins son opinion sur les effets éventuels suivants traités en profondeur dans le dossier :  
efficacité économique, incidences sur les prix des produits de base et redistribution géographique des points de réception sur la canalisation principale au Canada.

### **2.5.1 Efficacité économique**

La Commission a examiné la possibilité, à la suite des actions suivantes, que les contrats relatifs à la canalisation principale puissent ouvrir la porte à des gains en matière d'efficacité économique et rendre mieux compte des résultats qui seraient atteints sur un marché concurrentiel viable :

- attribuer une plus grande partie de la capacité de la canalisation principale au Canada à ceux qui lui accordent une plus grande valeur;
- créer par ricochet pour cette capacité un marché secondaire (non réglementé où les expéditeurs peuvent acheter et vendre sans intermédiaire);
- harmoniser davantage la qualité et la nature des services fournis avec les préférences des expéditeurs;
- favoriser des investissements plus efficaces dans la canalisation elle-même ainsi que dans les installations en amont et en aval;
- répartir plus efficacement le risque et réduire les coûts qui y sont associés.

#### **Point de vue d'Enbridge**

MM. Church et Reed, spécialistes dont les services ont été retenus par Enbridge, ont affirmé qu'il y aura non seulement des améliorations au niveau de l'allocation optimale des ressources sur le marché primaire (capacité de la canalisation principale au Canada rendue disponible par la société dans le cadre de l'appel de soumissions), mais aussi sur le marché secondaire (achat et vente entre les parties après l'appel de soumissions).

*Attribution d'une plus grande partie de la capacité de la canalisation principale au Canada à ceux qui lui accordent une plus grande valeur*

Enbridge s'attend à ce que, tant sur le marché primaire que secondaire, la capacité soit réaffectée en fonction de la valeur qu'elle procure aux expéditeurs. Le service garanti se traduira par une répartition plus efficace de la capacité de la canalisation principale au Canada qui fera ressortir les expéditeurs pouvant en faire le meilleur usage possible. Cela aidera à maximiser les profits globaux tirés de la production, du transport et du raffinage du pétrole brut du BSOC. Toutefois, ni Enbridge ni les spécialistes dont elle a retenu les services n'ont entrepris de modélisation ou d'analyse visant à quantifier ces profits.

M. Church a soutenu que l'efficacité économique va dans le sens de l'intérêt public en ceci que l'efficacité économique se traduit par une productivité, des revenus et un niveau de vie plus élevés, autant de déterminants importants de l'intérêt public.

#### *Marché secondaire*

Selon Enbridge, un marché secondaire, où un expéditeur profitant du service garanti peut céder ou souscrire la capacité qui lui est allouée à un autre, est plus susceptible de se développer et d'être fluide sous un tel régime qu'un de service non souscrit, puisqu'il est beaucoup plus probable que les droits de propriété à la capacité prévue soient suffisamment bien définis pour

que les contrats permettent des échanges de pétrole de façon indépendante. Les swaps ou échanges à même le pipeline qui ont lieu aujourd'hui sur le réseau principal, par la voie desquels le transport de pétrole non souscrit et les droits de capacité prévue sont négociés en bloc, ne constituent pas un marché secondaire. Il est difficile de prédire la nature des échanges autour des droits contractuels, qui en profite et dans quelle mesure.

Enbridge a fait valoir ce qui suit au sujet du marché secondaire.

- Il permet de mieux répartir la capacité en fonction de la valeur qui lui est accordée par les expéditeurs.
- La rareté sur ce marché peut avoir une valeur positive ou négative. Si la capacité est rare, le titulaire du contrat en profitera parce que la valeur de celle-ci (qui pourrait être vendue sur le marché secondaire) est plus élevée que les droits payés. Si la capacité à la sortie du BSOC n'est pas rare, sa valeur sera inférieure aux droits et les titulaires de contrats la vendront à prix réduit. Si les prix ne tiennent pas compte de la rareté, l'allocation des ressources n'est alors pas optimale.
- La possibilité de profiter du marché secondaire, notamment par revente de la capacité à des prix beaucoup plus élevés que les droits payés, ne nuit pas à l'allocation optimale des ressources dans le cadre du processus d'appel de soumissions, qui est ainsi plutôt améliorée.
- Le gain d'efficacité découlant de l'instauration de contrats relatifs à la canalisation principale et d'un marché secondaire plus fluide, par rapport à la répartition au prorata et au service entièrement non souscrit, ne dépend pas de l'efficacité ou de la compétitivité parfaite du marché secondaire. La façon dont celui-ci évoluera est moins importante que les échanges qu'il permettra et si ceux-ci sont à l'origine d'une valeur sur le plan économique, les intervenants sur le marché tenteront alors de réduire les coûts de l'opération pour réaliser ces échanges et dégager la valeur en question.
- La transparence des prix sur le marché secondaire sera assurée sur la base des opérations réalisées entre les acheteurs et les vendeurs.
- Compte tenu du marché concurrentiel du pétrole brut dans le BSOC et de l'existence d'un carrefour de prix pour les liquides à l'entrée de la canalisation principale au Canada, ce qui importe surtout pour la création d'un marché secondaire robuste est que la capacité pipelinière puisse être substituable, ce qui permet la concurrence entre les expéditeurs avec service garanti sur ce marché.
- La démarche utilisée par la société pour évaluer la compétitivité d'un marché est fonction du degré d'emprise sur ce même marché. On peut affirmer que les fournisseurs et les acheteurs n'exercent pas une telle emprise à partir de ce qui suit : les acheteurs sont bien informés et les débits sont homogènes, alors que fournisseurs et acheteurs sont relativement petits mais nombreux.
- Pour bien fonctionner, un marché secondaire doit absolument être concurrentiel. Un certain nombre de facteurs déterminent si ce sera le cas au niveau de la capacité sur la canalisation principale au Canada, dont un nombre minimum de fournisseurs présents pour que le marché gagne en robustesse et en efficacité, ainsi qu'une quantité minimale de capacité souscrite. Cependant, Enbridge n'a pas mené d'études quant au marché secondaire auquel elle s'attendait.



## *Marchés primaires*

Enbridge a fait valoir ce qui suit au sujet de la répartition efficace sur le marché primaire<sup>76</sup>.

- Les contrats relatifs à la canalisation principale devraient normalement se traduire par une amélioration importante de l'efficacité de la répartition sur le marché principal, puisque les expéditeurs seraient en mesure d'exprimer une préférence quant au type ou à la composition du service qui répond le mieux à leurs propres besoins. Cette approche plus personnalisée fait qu'il est plus probable que la capacité soit attribuée en fonction de la valeur du transport pour un expéditeur et on s'attend à ce qu'elle permette une utilisation beaucoup plus efficace de la canalisation comparativement à l'offre de produit unique actuelle.
- Même si d'autres façons de procéder auraient pu accroître l'efficacité de la répartition, elles ont été rejetées pendant les négociations. Les modalités qui ont été adoptées sont le résultat d'un processus axé sur le marché visant à peaufiner l'offre de service et la procédure d'appel de soumissions par le truchement de négociations poussées avec les expéditeurs. Elles rendent compte, dans l'ensemble, des préférences du marché.
- La procédure d'appel de soumissions proposée comporte suffisamment d'éléments reliant l'attribution de capacité sur le marché primaire à la valeur sous-jacente que les expéditeurs accordent au transport garanti pour représenter une amélioration importante de l'efficacité de la répartition par rapport au statu quo.
- Les trois hypothèses pour déterminer que les fournisseurs et les acheteurs n'exercent pas une emprise sur le marché sont les suivantes : les acheteurs sont bien informés et les débits sont homogènes, alors que fournisseurs et acheteurs sont relativement petits mais nombreux. Sur le marché primaire, les acheteurs sont bien informés étant donné que bon nombre d'entre eux sont des intervenants assez importants et avertis, le marché en question étant caractérisé par la présence de produits relativement homogènes. Cependant, on ne peut pas dire que le marché principal regroupe des fournisseurs et des acheteurs relativement petits mais nombreux.
- La répartition à long terme de la capacité sur le marché primaire donne l'occasion à un marché secondaire de se développer et d'améliorer davantage l'efficacité de cette répartition.
- Bien que les producteurs aient, à quelques exceptions près peut-être, la même possibilité de conclure des contrats sur la canalisation principale au Canada que les raffineurs, on peut s'attendre à ce que les producteurs purs continuent de faire ce qu'ils ont toujours fait, c'est-à-dire vendre leur production de pétrole brut sur les marchés de liquides en amont de la canalisation ou l'expédier par d'autres moyens de transport. Ceux qui utilisent le réseau principal aujourd'hui sont probablement ceux qui l'utiliseront demain.

---

<sup>76</sup> Le marché primaire se rapporte aux négociations qui ont lieu, entre la société pipelinère et les expéditeurs, afin d'établir les conditions de transport propres à l'appel de soumissions et de définir les modalités de celui-ci. De telles négociations sont préalables à l'appel de soumissions, qui fixe les obligations à respecter par Enbridge et les expéditeurs qui obtiennent les contrats. Par la suite, c'est le marché secondaire qui prévaut pour la répartition de la capacité.

Toujours sur la question des contrats relatifs à la canalisation principale, Enbridge a allégué ce qui suit dans le contexte qu'ils permettraient d'harmoniser davantage la qualité et la nature des services fournis avec les préférences des expéditeurs.

- À long terme, le transport garanti permet de mieux adapter le service aux besoins de chaque expéditeur.
- Avec le service garanti, les expéditeurs qui souhaitent conclure des contrats pour en améliorer la qualité peuvent le faire s'ils sont disposés à payer le coût d'une capacité supplémentaire. Par conséquent, coûts et avantages d'un service plus fiable mais aussi plus adéquat sont internalisés par les expéditeurs.
- Les expéditeurs peuvent choisir l'offre de service, le parcours, la durée, la composition des produits et la quantité contractuelle qui répondent le mieux à leurs préférences.

Au sujet des contrats relatifs à la canalisation principale qui répartissent plus efficacement le risque et réduisent les coûts qui y sont associés, Enbridge a mentionné ce qui suit.

- Le marché primaire établit une répartition initiale de la capacité, mais surtout, il répartit le risque et les obligations financières.
- L'accroissement de ces obligations financières suit celui des volumes et de la durée de l'engagement contractuel d'un expéditeur. Par conséquent, au-delà des obligations en question, le marché primaire répartit également le risque qui y est associé. La capacité est attribuée aux expéditeurs qui sont les plus disposés à assumer le risque lié au volume.

Encore au sujet des contrats relatifs à la canalisation principale, cette fois qui favorisent des investissements plus efficaces dans le réseau principal ainsi que dans les installations en amont et en aval, Enbridge a précisé ce qui suit.

- Le service garanti procurera aux expéditeurs une certitude à long terme quant à la capacité et aux droits, ce qui favorisera l'investissement efficace dans les installations en amont et en aval. Enbridge ajoute, tel qu'il est décrit plus haut à la section 3.4.2 (Agrandissement futur de la canalisation principale au Canada), qu'en procurant une plus grande certitude quant aux volumes, le service garanti favorisera des investissements plus efficaces dans son réseau principal et le marché secondaire fournira des signaux de prix appropriés en vue de son agrandissement éventuel.
- Le service garanti réduirait le risque d'investissements importants irrécouvrables sur de longues durées.

M. Church a quant à lui fait part des points qui suivent.

- Avec un service entièrement non souscrit, les sociétés pipelinières ne peuvent habituellement pas conclure de contrats avec des expéditeurs pour qui les conditions d'accès et les prix font toute la différence. Il est donc difficile pour tous d'accepter des conditions qui engagent à créer des liens et à favoriser les investissements dans des actifs exclusifs de ce type. L'incapacité des participants à convenir d'obligations contractuelles devant assurer l'accès aux pipelines ou l'utilisation de ceux-ci accroît le risque associé aux investissements à long terme, ce qui les rend moins attrayants dans

l'optique de projets d'immobilisations de grande envergure, durables et irrécouvrables, qu'il s'agisse d'oléoducs, de mise en valeur de gisements, d'installations dans la région des sables bitumineux ou de raffineries.

- Un service entièrement non souscrit est à l'origine d'inefficacités en raison des effets négatifs sur les investissements pour le fournisseur et les expéditeurs. Le premier hésite à faire des investissements si les seconds peuvent aisément réduire leur demande pour le service une fois l'investissement effectué.
- À long terme, la capacité n'est pas fixe et l'allocation optimale des ressources exige un investissement de ce côté pour atteindre l'efficacité au niveau du débit. Les droits découlant de contrats relatifs à la canalisation principale réduisent les risques associés aux investissements durables et irrécouvrables, notamment à l'égard de la capacité pipelinière, en plus de procurer une base financière rationnelle pour maintenir la capacité existante et en faciliter l'accroissement à l'avenir.
- Le modèle actuel d'Enbridge, qui prévoit un service entièrement non souscrit, est inefficace parce que la répartition au prorata ne dirige pas la capacité vers les expéditeurs qui lui accordent la plus grande valeur. Lorsqu'il y a répartition, chaque expéditeur reçoit une part de la capacité pipelinière proportionnelle au volume qu'il a commandé. Ce système ne tient pas compte du fait que certaines parties auraient été disposées à payer davantage que d'autres pour cette capacité. Parce que, dans certains cas, cela signifiera que la partie qui était prête à payer le plus pour expédier le pétrole n'est pas celle qui l'acheminera, les coûts de livraison du pétrole à destination ne sont pas réduits au minimum.

## **Point de vue des autres parties**

### *Parties favorables à la demande*

Cenovus a déposé une preuve de spécialiste, produite par M. Webb, pour appuyer son point de vue sur l'efficacité et qui fait valoir que le marché secondaire favorise une utilisation plus efficace de la capacité pipelinière de diverses façons, par exemple en veillant à ce que celle de la canalisation principale soit utilisée au mieux lorsque les expéditeurs engagés ont de l'espace supplémentaire disponible. Par ailleurs, le marché réagit mieux aux fluctuations de l'offre, les prix deviennent plus optimaux, le risque pour les intervenants sur le marché est moindre et la concentration commerciale globale diminue.

Un autre avantage des ententes de service de transport par rapport aux autres méthodes d'établissement des tarifs est qu'elles peuvent être à l'origine de droits par rapport à la capacité pour les expéditeurs engagés, ce qui peut créer des conditions propices à l'émergence d'un marché secondaire pour cette capacité. M. Webb a fait valoir que les niveaux de répartition actuels sont source d'incertitude et d'inefficacité, pour Enbridge comme pour ses expéditeurs, rendant inefficace le cadre actuel parce que la capacité peut être attribuée à une partie qui lui accorde moins de valeur qu'une autre.

En outre, les contrats relatifs à la canalisation principale accroissent l'efficacité du fait qu'il devient inutile de rendre des décisions sur les tarifs pendant au moins deux décennies. Les ressources qui seraient consacrées à défendre un scénario tarifaire peuvent être affectées ailleurs, ce qui encore là accroît l'efficacité. Les contrats incitent Enbridge à se comporter de manière plus efficace en raison du tarif fixe. Elle cherchera ainsi à fournir le même service à moindre coût, ce qui représente un gain d'efficacité.

## Parties défavorables à la demande

### *Marchés secondaires*

Les parties défavorables à la demande ont soutenu qu'à l'heure actuelle, il n'existe pas de marché secondaire associé à la capacité de la canalisation principale et qu'il est peu probable qu'un tel marché se développe à l'aide de contrats relatifs à cette canalisation.

En raison de la capacité restreinte hors du BSOC, celle garantie a une valeur telle qu'il est improbable que les expéditeurs soient disposés à la vendre sur le marché secondaire. Il n'existe aucune garantie de capacité sur un tel marché. La capacité éventuelle sur un marché secondaire fluctuerait d'un mois à l'autre. De plus, les prix sur ce marché, le cas échéant, seraient inconnus en l'absence de certitude et de transparence quant aux coûts.

Au nom du GEC, M. Makholm a fait les affirmations qui suivent.

- Il existe des marchés secondaires solides et commercialement viables pour les gazoducs, mais non pour les oléoducs, que ce soit en Amérique du Nord ou ailleurs dans le monde. Par conséquent, tout ce qu'avance Enbridge sur cette question n'a aucune substance pratique et ne constitue que des conjectures abstraites.
- Les marchés secondaires n'existent pas dans l'absolu. Ils requièrent un mandat clair, une transparence dynamique, une réglementation rigoureuse de la logistique commerciale en place et un suivi réglementaire minutieux pour prévenir les abus, comme en fait foi le succès du marché secondaire de la capacité de transport du réseau de gazoducs interétatiques réglementé par la FERC aux États-Unis. Il n'est pas possible qu'un marché secondaire viable pour la capacité de la canalisation principale se constitue dans le contexte de la demande. Si un marché secondaire devait se développer, les problèmes seraient alors semblables à ceux sur le marché principal en ce sens que seules les parties qui ont la capacité de vérifier la présence de la capacité requise en aval participeraient.

Valero, CCRL et FCL ont soutenu que même si un marché secondaire se développait, il serait impossible de déterminer si une capacité supplémentaire sera disponible au cours d'un mois donné sur les tronçons de courte ou moyenne distance de la canalisation principale au Canada sur lesquels elles comptent. Valero a fait valoir qu'il est très peu probable qu'un marché secondaire se développe à Sarnia, car il n'y a actuellement qu'une poignée d'expéditeurs vers cette destination.

### *Autres facteurs qui influent sur l'efficacité*

Les parties qui s'opposent à la demande ont soutenu que les affirmations d'Enbridge concernant l'accroissement de l'efficacité étaient très théoriques et qu'elles ne reposent sur aucune preuve tangible.

Sur cette question, le GEC a présenté les arguments qui suivent.

- Les affirmations relatives à l'allocation optimale des ressources sont sans substance. La preuve déposée par les spécialistes dont Enbridge a retenu les services est très abstraite et est sans égard au contexte essentiel, très inhabituel, dans lequel la canalisation principale évolue.

- Il n'y a pas de lien direct entre le transport public, la répartition et la possibilité pour Enbridge de fournir une capacité supplémentaire. La société et IPL, qu'elle a remplacée, ont été en mesure d'ajouter efficacement à la capacité pendant sept décennies tout en respectant le modèle de transport public.
- Des contrats relatifs à la canalisation principale n'amélioreront pas l'efficacité économique et les spécialistes précités n'ont pas tenu compte des répercussions sur le secteur de la production de pétrole brut. L'obligation de s'engager à l'égard de points de réception précis dans des contrats à long terme entraînerait des distorsions de mauvais aloi sur le plan économique quant aux investissements à effectuer du côté de la production.

Suncor a soutenu que, malgré les affirmations d'Enbridge selon lesquelles le service garanti se traduira par une répartition plus efficace de la capacité de la canalisation principale au Canada, la méthode à cette fin présentée dans la demande est la même que celle au prorata actuellement utilisée pour attribuer la capacité sur la canalisation de mois en mois. Cependant, dans le contexte des contrats relatifs à la canalisation principale, les répartitions de la capacité au prorata prévues dans le cadre de l'appel de soumissions s'appliqueront pendant au moins huit ans, plutôt qu'un mois comme c'est le cas actuellement, ce qui signifie que les expéditeurs seront longtemps touchés par de tels calculs. L'EPAC a soutenu qu'en l'espèce, l'absence d'accès à la capacité souhaitée et à un marché secondaire pour un grand nombre d'expéditeurs serait à l'origine d'inefficacités, ce qui est exactement le contraire de ce qu'Enbridge et ses spécialistes prétendent.

### **2.5.1.1 Analyse et constatations de la Commission**

La Commission considère que des gains d'efficacité économique comprennent une optimisation de l'utilisation du réseau<sup>77</sup> et un meilleur fonctionnement du marché. Ici, le marché représente la capacité pipelinière de la canalisation principale au Canada. La Commission encourage les sociétés pipelinières à viser l'efficacité économique dans leurs offres de service.

La Commission juge que la proposition de contrats relatifs à la canalisation principale est à l'origine de diverses probabilités raisonnables de gains d'efficacité. Cependant, l'ampleur ou l'importance relative de tels gains est incertaine et doit être mesurée à l'aune d'autres facteurs contextuels.

#### *Marché secondaire*

Les intervenants ont fourni diverses descriptions de ce qu'est un marché secondaire<sup>78</sup> ainsi que leur interprétation à savoir si un tel marché existait déjà ou existerait dans le contexte des contrats relatifs à la canalisation principale. La Commission est d'accord avec Enbridge pour dire qu'une forme quelconque de marché secondaire au niveau de la capacité qui serait à l'origine d'opérations autour de celle souscrite pourrait se développer dans le cadre de tels contrats, car il est raisonnable de s'attendre à ce que les détenteurs d'une capacité de transport

---

<sup>77</sup> Motifs de décision de la Régie de l'énergie du Canada relativement à la demande de NOVA Gas Transmission Ltd. visant l'approbation de modifications tarifaires au protocole de service de transport de gaz temporaire (dépôt [C02965-2](#)), 13 novembre 2019, p. 6

<sup>78</sup> Aux fins de la présente décision, la Commission fait référence au marché secondaire comme incluant toute opération, à court ou à long terme, touchant la capacité souscrite, non pas aux swaps ou échanges à même le pipeline qui ont lieu actuellement sur la canalisation principale au Canada.

garanti trouvent des façons de la vendre à d'autres expéditeurs lorsqu'elle ne répond pas à leurs besoins (par exemple lorsque des approvisionnements de remplacement moins coûteux sont disponibles ou pendant les réfections de raffineries). Un tel marché secondaire pourrait procurer de nouveaux avantages en matière d'efficacité, correspondant à la capacité qui passe d'une partie qui lui accorde moins de valeur à une autre qui lui en accorde davantage. Cependant, en raison de la nature théorique de l'analyse du marché secondaire, de certaines préoccupations d'ordre pratique au sujet du caractère concurrentiel de celui-ci et de l'absence d'une surveillance directe de la part de la Commission, celle-ci est limitée quant aux conclusions à l'appui des contrats relatifs à la canalisation principale qu'elle peut tirer.

La Commission constate que les caractéristiques et avantages d'un tel marché secondaire sont très aléatoires. Bien qu'elle reconnaisse que le marché secondaire n'a pas besoin d'être parfaitement concurrentiel pour être à l'origine de nouvelles améliorations en matière d'efficacité, elle convient avec Enbridge que pour *bien fonctionner* [notre soulignement], un marché secondaire doit absolument être concurrentiel<sup>79</sup>. La Commission est d'avis que la société n'a pas démontré que ce marché respecterait la première et la troisième des trois hypothèses qu'elle a elle-même avancées au sujet d'un marché concurrentiel :

1. les acheteurs sont bien informés;
2. les débits sont homogènes;
3. fournisseurs et acheteurs sont relativement petits mais nombreux.

D'abord, un manque de transparence sur le marché secondaire est apparent en ce qui concerne le prix et la disponibilité de la capacité, ce qui n'est pas gage d'acheteurs bien informés. Enbridge décrit les opérations comme étant conclues exclusivement entre deux parties, sans transparence de prix pour les autres. De plus, on ne sait pas trop comment, au cours d'un mois donné, une partie qui cherche à acheter de la capacité sur le marché secondaire pourrait savoir, le cas échéant, quelle est celle disponible ou connaître le nombre et l'identité des parties qui en vendent.

Ensuite, le nombre de parties participant à un tel marché peut être limité. La participation à titre de vendeur serait limitée aux parties qui ont obtenu la capacité dans le cadre de l'appel de soumissions (sinon d'opérations subséquentes sur le marché secondaire). Le dossier indique que les acheteurs sur le marché secondaire seraient eux aussi probablement limités aux mêmes expéditeurs présents de longue date sur la canalisation principale au Canada. Cela est particulièrement vrai pour les services de transport sur de courtes ou moyennes distances, où il n'y a généralement qu'un petit nombre d'expéditeurs inscrits à l'heure actuelle. Cela accroît la probabilité que la capacité souscrite se retrouverait encore là entre les mains d'un petit nombre de parties.

### *Marché primaire*

La Commission est d'accord avec Enbridge pour dire que le système actuel de répartition au prorata ne permet pas d'orienter la capacité vers les parties qui lui accordent le plus de valeur lorsque celle-ci est rare. Elle admet aussi que la répartition de la capacité à partir d'un marché primaire, où les expéditeurs pourraient soumissionner pour les quantités et durées qui

---

<sup>79</sup> Réponse d'Enbridge à la demande de renseignements 2.22 de Valero, p. 47, points g à l, dépôt [C08995-2](#), 19 décembre 2019.

conviennent le mieux à leurs besoins ou à leurs profils de risque, mènerait à une plus grande efficacité. Toutefois, la Commission considère qu'Enbridge n'a pas démontré que cette amélioration sera vraisemblablement importante. En particulier, la société s'attend à ce que les expéditeurs sur la canalisation principale au Canada demeurent les mêmes après la conclusion de contrats. Dans la mesure où la répartition de la capacité demeure semblable à ce qu'elle est actuellement, il est probable que les gains d'efficacité seraient minimes.

Aussi, comme il en est fait mention plus haut, la rareté actuelle de capacité à l'extérieur du BSOC indique qu'il y a une certaine probabilité de sursouscription à l'appel de soumissions. L'efficacité de la répartition sur le marché primaire serait limitée par toute sursouscription éventuelle de l'appel de soumissions et par la capacité souscrite attribuée au prorata.

En ce qui concerne l'harmonisation plus étroite des services avec les préférences des expéditeurs, la Commission accepte l'argument d'Enbridge selon lequel le niveau de souplesse et de personnalisation de ces services dans la demande pourrait lui permettre de mieux adapter ses services aux besoins des expéditeurs. La société a démontré que l'offre de service répond aux besoins de ses expéditeurs inscrits actuels. On s'attendait à ce que ce soit les mêmes qui signent des contrats relatifs à la canalisation principale. Toutefois, selon les niveaux de souscription, la capacité pourrait devoir être répartie au prorata, ce qui ferait en sorte que les parties seraient privées du service véritablement souhaité. Par ailleurs, celles intéressées par le service de flexibilité ou l'accroissement des volumes risquent de ne pas obtenir du tout le service qu'elles désirent. Bien que les niveaux de souscription réels ne puissent pas être déterminés pour le moment, il existe un risque important de sursouscription qui remet en question la possibilité d'un alignement important entre les besoins des expéditeurs, la capacité pipelinère et les services proposés.

La Commission admet qu'il est possible d'accroître l'efficacité économique en permettant aux expéditeurs de choisir le niveau de risque qu'ils sont prêts à accepter en payant en conséquence et reconnaît que les contrats relatifs à la canalisation principale pourraient le permettre. Toutefois, il n'est pas clair qu'un tel gain d'efficacité soit important dans le cas présent, compte tenu du niveau de risque démontré par Enbridge, décrit à la section 3.4.1 (Exposition au risque d'Enbridge).

En ce qui a trait à une plus grande efficacité au niveau des investissements dans la canalisation principale au Canada comme dans les installations en amont et en aval, la Commission accepte que, théoriquement, de tels investissements dans ces installations seraient probablement mieux assurés avec un service garanti plutôt qu'entièrement non souscrit. En général, le service garanti constitue un outil efficace pour soutenir les investissements futurs. Toutefois, dans la demande, les intervenants présents seulement en amont n'ont pas confirmé que ce service serait à l'origine d'investissements accrus dans leurs installations de production. En fait, certains ont laissé entendre que les modalités du service garanti pour les parties ayant des installations en amont, comme l'obligation de s'engager à un point de réception précis, pourraient entraîner des distorsions économiques à l'origine d'inefficacités quant aux investissements à effectuer de ce côté, surtout compte tenu des circonstances propres à la canalisation principale au Canada et de son rôle dominant sur la capacité, déjà rare, à la sortie du BSOC. En aval, la Commission admet qu'un contrat ferme pour le transport de pétrole pourrait favoriser des investissements dans des installations en aval s'ils devaient autrement être jugés rentables. Dans l'ensemble, elle juge que les avantages nets qui pourraient être liés aux investissements ne sont pas bien étayés par la preuve.

## 2.5.2 Prix des produits énergétiques

Les parties ont présenté leurs points de vue sur les effets éventuels que les contrats relatifs à la canalisation principale pourraient avoir sur les prix des produits de base, en particulier sur ceux du pétrole brut. Plusieurs parties opposées à la demande étaient d'avis que les prix du brut subiraient probablement une pression à la baisse et qu'Enbridge pourrait ne pas être en mesure de prévoir de tels effets, comme en fait foi l'expérience de la procédure de vérification de l'approvisionnement de la société en 2018<sup>80</sup>. La présente section traite de ces points de vue, notamment des incertitudes et des complexités entourant les prix du pétrole brut dans l'Ouest canadien.

### Point de vue d'Enbridge

Enbridge a soutenu que les contrats relatifs à la canalisation principale maintiendraient ou augmenteraient le prix du pétrole brut dans l'Ouest canadien. Bien qu'il n'y ait pas de garantie que les prix augmenteraient en raison de volumes disponibles entièrement souscrits par contrat, il n'existe pas non plus de mécanisme qui ferait qu'ils seraient plus bas. M. Earnest, spécialiste dont Enbridge a retenu les services, a présenté les observations qui suivent.

- Lorsque la capacité pipelinière d'exportation est suffisante et que celle souscrite permet d'établir le prix du pétrole brut de l'Ouest canadien, ce qui ne sera le cas que si le service garanti est mis en œuvre sur la canalisation principale au Canada, ce prix augmentera.
- Lorsque la capacité pipelinière d'exportation est suffisante et que celle non souscrite permet d'établir le prix du pétrole brut de l'Ouest canadien, la mise en œuvre du service garanti sur la canalisation principale ne réduira pas ce prix.
- Lorsque la capacité pipelinière d'exportation est insuffisante et que c'est le chemin de fer qui établit le prix du pétrole brut de l'Ouest canadien, la mise en œuvre du service garanti ne réduira pas ce prix.
- Les contrats relatifs à la canalisation principale ne modifieront pas le mécanisme d'établissement des prix et par conséquent ne feront pas baisser ceux du pétrole brut de l'Ouest canadien.

M. Earnest a fait valoir que le prix du pétrole brut de l'Ouest canadien à Edmonton est égal à sa valeur sur le marché d'écoulement moins le coût de transport. La plupart du temps, à l'heure actuelle, ce marché pour le pétrole brut lourd de l'Ouest canadien est la côte américaine du golfe du Mexique et les coûts de transport pour l'y acheminer, par chemin de fer, sont assez élevés.

---

<sup>80</sup> Le 24 mai 2018, Enbridge a envoyé un avis à ses expéditeurs au sujet d'une nouvelle procédure de vérification de l'approvisionnement devant entrer en vigueur le 1er juin de cette même année. Celle-ci devait limiter le nombre de commandes de produits pétroliers de chacun pouvant être vérifiées et donc acceptées sur le réseau de la société chaque mois. La limite était fondée sur les réceptions réelles d'un expéditeur des 12 mois précédents, plus marge pour tenir compte de la variabilité de l'offre. Selon Enbridge, ces changements visaient à assurer l'intégrité de son processus de commande et à faire en sorte qu'une fois l'espace pipelinier attribué à un expéditeur, cette capacité soit utilisée, car des commandes excessives avaient entraîné une sous-utilisation du réseau principal. Le 4 juin 2018, trois jours après sa mise en œuvre, Enbridge a annulé la procédure en réponse aux commentaires des expéditeurs et d'autres parties selon lesquels il avait entraîné des effets imprévus sur les prix en plus d'être à l'origine de préjudices financiers.



M. Earnest a soutenu que la prétention des parties opposées quant à un pouvoir de négociation relatif n'a pas de fondement empirique et n'est pas utile pour analyser de façon quantifiable la dynamique des prix sur les marchés du pétrole brut canadien. Ce pouvoir apparemment faible des producteurs face aux acheteurs, compte tenu des prix bas soi-disant injustes, ne comporte aucun élément d'injustice, étant simplement le reflet de principes fondamentaux du marché. En outre, les parties défavorables à la demande n'ont pas démontré en quoi le pouvoir de négociation relatif se déplace de mois en mois et influe sur les prix.

M. Church a fait valoir que les options à la disposition des producteurs avec des contrats relatifs à la canalisation principale seront les mêmes que pour le service entièrement non souscrit. L'offre et la demande concurrentielles interagissent pour déterminer le prix du pétrole brut à l'entrée et il n'y a aucune preuve d'emprise sur le marché attribuable à ces contrats. On s'attend donc dans de telles conditions à ce que l'équilibre concurrentiel pour le pétrole à l'entrée soit exactement le même.

Enbridge a fait valoir que l'existence d'un écart de prix entre les marchés avant et après commande est signe de santé concurrentielle, car cela rend bien compte du lien qui existe entre l'ampleur du déséquilibre de l'offre à régler sur le marché après commande et la possibilité de trouver des solutions de rechange au niveau de l'établissement des prix pour régler ce déséquilibre<sup>81</sup>. Par conséquent, la différence entre les prix du pétrole brut avant et après commande ne prouve pas que les acheteurs ayant des actifs en aval ont un pouvoir de négociation qui leur donne la main haute sur les producteurs. Dans l'affirmative, on s'attendrait à ce que le prix sur le marché après commande soit toujours plus bas qu'avant, ce qui n'est pas le cas.

En réponse aux points de vue exprimés par les parties opposées à la demande au sujet de la procédure de vérification de l'approvisionnement de 2018, Enbridge a fait les observations qui suivent.

- La nouvelle procédure proposée n'a pas eu d'incidence importante sur les prix du marché, ne représentant qu'un des nombreux facteurs à ce niveau à l'époque<sup>82</sup>.
- La procédure constituait un changement soudain, qui a été mis en œuvre avec un préavis minimal dans un marché déjà en état de choc. D'ici la mise en œuvre des contrats relatifs à la canalisation principale, le marché aura été au courant du changement depuis plus de trois ans et les intervenants auront eu amplement le temps d'adapter leurs stratégies d'achat ou de vente.
- Enbridge a mis de côté la procédure de vérification de l'approvisionnement avant que le marché n'ait eu le temps de s'adapter aux nouvelles règles. Si elle avait été maintenue en place, les intervenants se seraient adaptés et le marché serait revenu à l'état affiché préalablement.

---

<sup>81</sup> La période avant commande, soit avant l'avis d'expédition, désigne celle au début de chaque mois précédant la date limite pour soumettre des commandes d'expédition à Enbridge en vue d'une livraison le mois suivant. On parle souvent dans ce cas du cycle commercial. Une fois les commandes passées, la répartition est calculée et les expéditeurs informés. La période d'échange qui suit est connue comme étant celle suivant l'avis d'expédition.

<sup>82</sup> Enbridge a énuméré, au nombre de ces facteurs, la croissance considérable de l'approvisionnement dans le BSOC, qui avait pris son envol à la fin de 2017, une fuite de Keystone et une diminution subséquente prolongée de sa capacité, rétablie uniquement en mai 2018, ainsi qu'une grève des chemins de fer du Canadien Pacifique vers la fin de mai 2018.

- Les contrats relatifs à la canalisation principale au Canada prévoient que les parties qui ne sont actuellement pas des expéditeurs sur celle-ci auraient la possibilité d'y obtenir de la capacité, ce qui n'était pas le cas avec la procédure précitée. De plus, contrairement à cette dernière, les contrats ne limiteraient pas les commandes des expéditeurs déjà présents sur la canalisation principale au Canada, Enbridge ne proposant pas de modifier la procédure de vérification actuelle.

Enbridge a argué que les contrats proposés ne peuvent entraîner de baisse des prix du pétrole brut de l'Ouest canadien parce qu'ils ne seraient à l'origine d'aucun changement aux éléments suivants :

- l'offre matérielle de pétrole brut du BSOC;
- la demande de pétrole brut du BSOC dans toutes les raffineries directement ou indirectement reliées au réseau principal de la société;
- le nombre de vendeurs et d'acheteurs, ainsi que la composition de ce groupe;
- la capacité et les possibilités des diverses installations pipelinières, ferroviaires et de stockage dans le BSOC;
- le mécanisme d'établissement des prix du pétrole brut du BSOC.

## **Point de vue des autres parties**

### *Parties favorables à la demande*

Pour la plupart, les parties favorables à la demande ont indiqué qu'elles n'avaient pas effectué d'analyse quant aux effets éventuels des contrats relatifs à la canalisation principale sur les prix du pétrole brut de l'Ouest canadien et qu'il ne s'agissait pas là de quelque chose ayant pesé lourd au moment de prendre leur décision d'appuyer ces contrats. Certaines ont fait remarquer, de façon générale, que la justification avancée par les parties qui s'y opposent, quant à une éventuelle chute des prix, est erronée dans ses fondements, ne respectant pas les principes économiques de base de l'offre et de la demande, puisque ces deux variables demeureront inchangées avec l'arrivée des contrats relatifs à la canalisation principale.

Les parties en faveur ont aussi convenu que nul ne pouvait prédire avec certitude quels seraient de tels effets, pour diverses raisons. Elles ont laissé entendre qu'une multitude d'éléments peuvent avoir une incidence sur les prix, notamment : a) les niveaux de l'offre, de la demande et des stocks; b) la disponibilité des moyens de transport et les solutions de rechange; c) la saisonnalité, la production et l'entretien des raffineries, les réfections et les perturbations inattendues; d) les facteurs politiques et les mesures prises par le gouvernement. Si les contrats relatifs à la canalisation principale devaient faire fluctuer les prix, ceux-ci reviendraient aux niveaux historiques après une courte période.

Plusieurs parties ont mentionné que les contrats précités n'auraient pas une incidence sur les prix comparable à celle de la défunte procédure de vérification de l'approvisionnement. Elles ont affirmé que celle-ci a été mise en œuvre à la suite d'un préavis relativement court, sans consultation adéquate de l'industrie, alors que son annulation pendant le cycle commercial a introduit un élément d'incertitude sur le marché. Elles ont ajouté que la méthode en question limitait le volume total pouvant être commandé sur la canalisation principale au Canada. À l'opposé, les contrats prévus ici donneraient à tous les participants l'occasion de participer, avec tout le temps voulu pour la planification.

### *Parties défavorables à la demande*

Plusieurs parties opposées à la demande ont fait valoir que personne, ni Enbridge ni d'autres experts du marché, ne peut prédire avec certitude l'incidence d'un changement aussi fondamental sur les prix. Cependant, les intervenants défavorables à la demande ont de façon générale soutenu que les contrats relatifs à la canalisation principale entraîneraient presque certainement des distorsions sur le marché qui auraient une incidence négative sur les rentrées nettes des producteurs et entraîneraient un transfert des rentes économiques réalisées à la suite de la vente de pétrole brut à certains expéditeurs, principalement des raffineurs du PADD II. Ce transfert se traduirait par une baisse des redevances et des recettes fiscales pour différents gouvernements au Canada. Les répercussions sur les prix ne pourraient pas être inversées et se feraient ainsi sentir pendant de 8 à 20 ans.

Les parties défavorables étaient d'accord avec Enbridge pour dire que les prix dans l'Ouest canadien dépendent généralement de ceux sur le marché de destination, moins les coûts de transport. Toutefois, elles ont soutenu que le mécanisme d'établissement des prix dans le cas d'une sortie limitée par pipeline hors du BSOC n'est pas toujours en fonction du transport par chemin de fer, auquel il n'existe pas un accès universel. De plus, les parties n'ont pas toutes un accès égal aux mêmes options de transport et de stockage, ce qui peut influencer sur leur volonté d'acheter et de vendre à un prix donné. Le marché du pétrole brut de l'Ouest canadien et les

mécanismes d'établissement des prix sont très complexes lorsque la capacité de transport est insuffisante. Les prix sont d'ailleurs influencés par de nombreux facteurs, dont l'offre, la demande, les règles relatives aux pipelines, les commandes excédentaires, le pouvoir de négociation relatif des acheteurs et des vendeurs, la capacité d'accéder au transport par rail et à des installations d'entreposage, ainsi que le coût marginal du transport jusqu'au marché d'écoulement.

Selon plusieurs parties qui s'opposent à la demande, avec un service entièrement non souscrit, les raffineurs et les expéditeurs en aval doivent vérifier mensuellement les achats et commandes de pétrole brut pour leurs installations respectives. Cette exigence de vérification oblige les participants à acquérir du pétrole pendant le cycle commercial, ce qui fait en sorte que le prix tient compte de la demande pour l'approvisionnement et le transport sur le réseau d'Enbridge. En période de capacité restreinte sur la canalisation principale au Canada, les acheteurs en aval doivent se faire concurrence pour le pétrole brut et son transport. Il en résulte donc une nouvelle répartition mensuelle de la capacité de la canalisation, ce qui atténue en partie le pouvoir d'achat des raffineurs. L'équilibre actuel de négociation découlant du service non souscrit serait complètement perturbé par les contrats, alors que les expéditeurs ayant un accès garanti au pipeline sur une base mensuelle subiraient une pression d'achat moindre pendant le cycle commercial, réduisant d'autant la demande sur le marché d'origine.

Plusieurs parties défavorables à la demande ont soutenu que les contrats relatifs à la canalisation principale auraient, sur les prix du pétrole brut, un effet semblable à celui de la mise en œuvre de la procédure de vérification de l'approvisionnement par Enbridge en 2018. Elles ont soutenu que la procédure en question accordait en fait une « capacité garantie » aux raffineurs en aval, depuis longtemps les expéditeurs inscrits sur la canalisation principale au Canada, car elle prévoyait la vérification des commandes en fonction de l'utilisation antérieure. Cela a considérablement réduit la pression d'achat pouvant être exercée sur ces raffineurs pendant le cycle commercial. Toujours selon les parties opposées à la demande, cette situation a été sur-le-champ à l'origine d'une chute du prix du pétrole brut, qui s'est redressé immédiatement après annulation de la procédure par Enbridge.

Les parties défavorables à la demande ont également mentionné que la procédure précitée avait été mise en œuvre sans consultation adéquate, avec des conséquences imprévues non souhaitées. Si les contrats relatifs à la canalisation principale devaient être approuvés, Enbridge ne pourrait pas facilement les annuler comme elle l'a fait avec la procédure de vérification de l'approvisionnement de 2018. La chose serait plutôt irréversible pendant au moins huit ans.

Certaines parties opposées à la demande étaient d'avis que le pouvoir de négociation ou de marché des acheteurs en aval se reflète dans la baisse des prix du pétrole brut pendant la période commerciale qui survient après une commande et avant la suivante<sup>83</sup>. Les barils retournés aux producteurs en amont en raison de l'annulation de leurs contrats d'approvisionnement découlant de la répartition seraient autrement laissés en plan si ces producteurs n'étaient pas en mesure de trouver un acheteur, ce qui nécessiterait des ventes à

---

<sup>83</sup> Le GEC et l'EPAC ont fait valoir qu'au cours des dernières années, les prix suivant l'annonce de répartition sur la canalisation principale au Canada chaque mois ont été inférieurs à ceux de la période précédant le dépôt des commandes des expéditeurs. Malgré une certaine variation, au cours des 25 mois de 2018 à 2020 où les prix ont été réduits, le montant moyen de la baisse a été de 3,77 \$, alors que pour les seuls cinq mois où les prix étaient plus élevés qu'avant les commandes, la prime moyenne n'a été que de 0,88 \$. De plus, ces chiffres ne tiennent pas compte des échanges bilatéraux sur le marché après commandes, lorsque les prix sont habituellement encore plus touchés.

des prix réduits sur le marché par la suite. En outre, les parties ont fait valoir qu'en raison de la répartition considérable prévue pour la capacité non souscrite et de l'incapacité de déterminer si celle d'un acheteur l'était ou non, la baisse de prix après la période de commande peut encore s'appliquer à une grande quantité de barils dans le contexte des contrats relatifs à la canalisation principale. En outre, on ne sait pas ce qu'il adviendrait des dispositions relatives à la remise de l'offre qui existent dans les contrats commerciaux à l'heure actuelle.

Des parties défavorables ont allégué que si les producteurs devaient conclure des contrats pour la capacité de la canalisation principale au Canada au détriment de la vente à l'entrée du pipeline, ils pourraient encore là devoir composer avec un déséquilibre quant à leur pouvoir de négociation. Avec les contrats relatifs à la canalisation principale, les producteurs qui obtiennent une capacité souscrite devraient trouver un acheteur en aval avec capacité de vérification. Un raffineur pourrait en profiter et offrir un prix beaucoup plus bas, sachant que le producteur serait confronté à des frais équivalant à 90 % du droit du service garanti en l'absence d'un acheteur en aval trouvé en temps opportun.

Des parties opposées ont aussi soutenu que les nouveaux enjeux en matière de prix et de commercialisation qui seraient créés pour les petits producteurs en raison des contrats relatifs à la canalisation principale auraient un effet dissuasif important, tant sur la poursuite des investissements par ceux déjà en place que sur l'élargissement éventuel de leur nombre. Le fait de payer des primes pour l'accès à la canalisation principale au Canada ou d'accepter des montants moindres pour le pétrole produit réduirait les prix de valorisation et mènerait à l'interruption d'une partie de la production, exclurait les producteurs de petite taille alors présents et en dissuaderait d'autres de se manifester ou de prendre de l'expansion. Les parties ont fait remarquer que les membres « junior » de l'industrie pétrolière ont constitué un élément dynamique dans le BSOC alors que de nombreuses démarches novatrices ont souvent été lancées par de toutes nouvelles entreprises. Ceux-ci jouent un rôle important dans la mise en valeur efficace des ressources naturelles provinciales, car ils sont présents en des lieux laissés vacants par les grands producteurs, ce qui maximise la valeur globale de la ressource et crée des emplois, en plus d'être à l'origine de nouveaux investissements et de retombées économiques pour les Canadiens.

Le gouvernement de la Saskatchewan a indiqué qu'à sa connaissance, il n'existe pas de mesures d'atténuation globales raisonnables qui pourraient neutraliser le risque potentiel d'incidence sur les prix du marché si la demande était approuvée.

### **2.5.2.1 Analyse et constatations de la Commission**

La Commission ne réglemente pas les prix des produits de base et n'exerce pas ses pouvoirs décisionnels afin d'augmenter, de diminuer ou de maintenir ceux-ci, à quelque niveau que ce soit ni au profit de l'un ou l'autre des participants sur le marché. Elle cherche plutôt à savoir si les actions éventuelles des sociétés pipelinières ou leur inaction peuvent entraîner des distorsions au niveau des prix des produits de base, une volatilité déraisonnable même, de telle sorte qu'on ne puisse plus compter sur les prix pour fournir des signaux fiables aux intervenants sur le marché ou faciliter les échanges commerciaux autour de ces produits. La Commission estime qu'il existe un faible risque que les contrats relatifs à la canalisation principale entraînent une volatilité ou une distorsion des prix par rapport aux niveaux auxquels ces mêmes intervenants pourraient s'attendre et que tout préjudice serait principalement causé à un groupe précis parmi eux.

Prenant acte de ce risque d'instabilité, la Commission convient avec les parties qu'il n'est pas possible de prédire avec certitude les effets des contrats relatifs à la canalisation principale sur les prix du pétrole brut de l'Ouest canadien. Cela s'explique en grande partie par les divers facteurs qui peuvent influencer sur ces prix et la complexité des dynamiques du marché qui interagissent dans le cadre d'une logistique aussi vaste que celle propre au réseau du BSOC. Ni Enbridge ni aucune autre partie n'a fourni de prévisions, de probabilités ou de résultats possibles en matière de prix pouvant découler des contrats précités.

Bien que la preuve ne démontre pas clairement que les distorsions de prix ou une volatilité déraisonnable constituent une incidence probable des contrats relatifs à la canalisation principale, les facteurs clés suivants indiquent qu'une telle volatilité et une interférence générale avec le fonctionnement efficace des marchés des produits de base sont possibles.

- Les répercussions des contrats sur la position de négociation relative des vendeurs de pétrole brut ne sont pas claires. Même si on ne s'attend pas à ce que l'utilisation du pipeline change radicalement, différents vendeurs pourraient être touchés de différentes façons selon le moment, la méthode ou le type d'opération qu'ils effectuent.
- La procédure de vérification de l'approvisionnement illustre bien que même la modification de certains éléments choisis des pratiques ou des services sur la canalisation principale au Canada peut entraîner une volatilité importante et l'imprévisible des prix. Cela est particulièrement vrai lorsque la capacité des oléoducs sortant du BSOC est limitée. Compte tenu des observations antérieures d'Enbridge à l'Office<sup>84</sup> et du fait que les prix du pétrole brut ont augmenté aussitôt la nouvelle procédure annulée, la Commission juge raisonnable de conclure que celle-ci a eu des effets sur ces mêmes prix, même si leur durée demeure hypothétique, compte tenu de son annulation rapide.

Sur le fondement, la Commission ne peut pas écarter la possibilité d'effets imprévus découlant des contrats relatifs à la canalisation principale. Elle fait remarquer qu'Enbridge n'est pas tenue de prouver que la demande n'aura pas d'incidence sur les prix du pétrole brut, mais la société doit néanmoins tenir compte des conséquences éventuelles sur le marché. Par exemple, le risque de distorsion des prix ou de volatilité pourrait être acceptable si le besoin et les avantages des contrats relatifs à la canalisation principale avaient été démontrés, de façon convaincante, par la société ou les parties favorables à la demande, comme il est expliqué aux sections 3.4 (Besoins) et 3.5.1 (Efficience économique).

Dans ce cas-ci, des parties représentant la majorité de la production de pétrole brut de l'Ouest canadien ont soulevé des préoccupations au sujet des effets éventuels sur les prix et il existe au moins un certain risque que des effets de grande ampleur sur ceux-ci nuisent à ces

---

<sup>84</sup> Voir, par exemple, la lettre d'Enbridge à l'Office datée du 11 juin 2018 (en anglais, [dépôt A92409-1](#)) qui confirme que la société n'appliquera pas la méthode de vérification de l'approvisionnement. Dans cette lettre, elle a indiqué qu'elle avait tenu des réunions avec des représentants de l'industrie au sujet de la méthode mais que personne n'en comprenait parfaitement les incidences éventuelles sur les prix et qu'il n'y avait aucune indication de l'ampleur des changements à venir. Enbridge a expliqué que dès les premiers échanges au sujet des commandes d'expédition de juillet, les expéditeurs ont commencé à donner de la rétroaction sur les comportements d'un certain nombre d'intervenants, mentionnant notamment une réorientation de l'approvisionnement historique vers d'autres marchés, la hausse ou la baisse spectaculaire des prix, pour l'achat ou la vente de pétrole brut, ainsi que des annulations de contrats qui, selon les rumeurs, ont causé des dommages financiers importants et imprévus à de nombreux clients de la société.

producteurs. La preuve indique que les effets éventuels de la hausse des prix devraient être limités. Aucune partie n'a présenté d'éléments à l'appui de la possibilité d'une forte hausse des prix du pétrole brut. En particulier, les parties les plus susceptibles d'être touchées par des prix plus élevés (comme les raffineurs) n'ont fait part d'aucune préoccupation à cet égard. La Commission fait par ailleurs remarquer qu'une partie de la demande de pétrole brut de l'Ouest canadien provient de marchés où les acheteurs sont en mesure de s'approvisionner ailleurs si les prix augmentaient de façon radicale, ce qui pourrait limiter la pression vers le haut.

Les distorsions alliées à une baisse des prix, par contre, pourraient être plus considérables, surtout dans les circonstances actuelles où la capacité pipelinière est limitée à la sortie du BSOC. Comme il a été mentionné précédemment, les parties représentant la majorité de la production de pétrole brut de l'Ouest canadien s'opposent à la demande, notamment en raison de ses effets négatifs éventuels sur les prix. La procédure de vérification de l'approvisionnement, même si elle ne permet pas de connaître exactement les incidences des contrats relatifs à la canalisation principale sur les parties, illustre néanmoins les effets négatifs éventuels d'un changement de service de transport sur un pipeline aussi gros et important que la canalisation principale au Canada. En outre, contrairement à la situation qui prévaut avec les acheteurs, il n'existe pas actuellement beaucoup d'autres marchés ou modes de transport qui permettraient de limiter la pression à la baisse sur les prix.

La Commission fait également remarquer que les préjudices causés par d'éventuelles distorsions ou des écarts de prix à la baisse découlant de contrats relatifs à la canalisation principale seraient probablement surtout ressentis par un groupe précis d'intervenants sur le marché, soit les producteurs purs en raison de rentrées nettes réduites. Elle admet que les distorsions ou la volatilité des prix à long terme pourraient compromettre la viabilité de certaines de ces sociétés. Contrairement à de nombreuses sociétés intégrées, les producteurs purs n'ont pas d'installations de raffinage qui pourraient profiter des distorsions de prix et ils n'ont peut-être pas les ressources financières pour résister à de telles distorsions ou à une volatilité à long terme. La Commission constate que même des effets à court terme pourraient causer un préjudice financier important aux producteurs ou aux gouvernements qui comptent sur eux, que ce soit au chapitre des redevances ou des recettes fiscales à toucher.

Finalement, la Commission est d'avis qu'il y aurait peu de recours en cas de transition à un service surtout souscrit, avec des contrats d'une durée pouvant atteindre 20 ans, si elle devait être à l'origine de distorsions de prix nuisibles ou d'écarts déraisonnables. En réponse à une demande de renseignements de la Commission visant à trouver des solutions possibles pour atténuer les effets négatifs qui pourraient se matérialiser dans le cadre des contrats relatifs à la canalisation principale, Enbridge a relevé deux mesures d'atténuation possibles. En premier lieu, elle a indiqué que la Commission pourrait revoir les droits et tarifs de la canalisation principale au Canada. En second lieu, la société a fait remarquer que l'approbation de la demande pourrait mener à d'autres appels de soumissions pour le pipeline. Bien que ces mesures puissent théoriquement tenir compte des effets « générationnels »<sup>85</sup> d'éventuelles distorsions du marché dont ont fait état certains intervenants opposés à la demande, Enbridge n'a pas expliqué de façon satisfaisante comment un processus réglementaire serait ultérieurement mis en place pour modifier les contrats une fois ceux-ci approuvés. La société n'a pas non plus précisé comment de futurs appels de soumissions atténueraient efficacement

---

<sup>85</sup> Motifs de décision RH-001-2020 de la Régie de l'énergie du Canada – Transcription (en anglais), volume 17, paragr. 17717 (dépôt [C13605-1](#)), 17 juin 2021, ainsi que plaidoirie écrite finale de Valero et Phillips 66 Canada Ltd. (en anglais), paragr. 20-21 (dépôt [C13950-2](#)), 7 juillet 2021

les distorsions de prix découlant des contrats une fois mis en œuvre. Aucune de ces options ne semble susceptible de fournir des mesures d'atténuation appropriées en temps opportun.

### **2.5.3 Redistribution géographique des points de réception de la canalisation principale au Canada**

Des parties se sont dites préoccupées par le fait que les contrats relatifs à la canalisation principale pourraient avoir une incidence différente sur les réceptions à divers points d'injection le long de cette canalisation, en particulier en Saskatchewan.

#### **Point de vue d'Enbridge**

Enbridge a fait valoir qu'en définitive, c'est le marché qui décide quels barils sont acheminés à partir d'où et que le rôle du transporteur est de se charger de la chose ainsi décidée. Les contrats relatifs à la canalisation principale faciliteraient les choix entre le pétrole expédié sur le pipeline et celui placé temporairement en attente. M. Earnest a laissé entendre que si les achats de pétrole brut de la Saskatchewan baissaient par rapport à ceux de l'Alberta, les prix suivraient. Par conséquent, les raffineurs se tourneraient vers les barils de cette première province avant ceux de la seconde. C'est de cette façon que le système procéderait à un rééquilibrage automatique.

La société n'a vu aucune justification, sur le plan économique, pour que l'offre visée par les contrats précités modifie la dynamique du marché quant aux volumes relatifs destinés à la canalisation principale au Canada à partir de divers points de réception ou terminaux. Ces contrats n'auraient pas d'incidence sur la distribution aux différents points de réception sur la canalisation en question, dictée par la demande, les prix, les autres modes de transport disponibles, les points d'engorgement sur le réseau, ainsi que la provenance et l'ampleur de l'offre.

Enbridge n'a pas réalisé d'étude précise au sujet de l'incidence des contrats relatifs à son réseau principal quant à l'utilisation de ses différents tronçons ou points de réception. Elle a affirmé que même si une telle étude était possible, elle serait hautement spéculative et donc, à son avis, de peu d'utilité étant donné que les contrats ne devraient pas avoir d'incidence sur les facteurs qui influent sur l'utilisation des différents tronçons ou points de réception de son réseau.

À quelques exceptions près, en Saskatchewan, les producteurs concluent leurs ventes en amont de la canalisation principale au Canada, surtout avec des sociétés intégrées et des raffineurs qui se chargent ensuite de l'expédition. Les contrats mentionnés plus haut ne priveraient pas ces producteurs de leur capacité au profit de sociétés ayant des intérêts dans le raffinage. Si ces contrats devaient être approuvés, il est possible que des parties d'envergure ayant des intérêts dans le raffinage et celles disposant d'une capacité pipelinière en aval passent des contrats de service sur la canalisation principale au Canada. Toutefois, il ne s'agirait pas d'une redistribution<sup>86</sup>, car cela est tout à fait conforme à l'utilisation actuelle et passée de cette canalisation selon la structure de service entièrement non souscrite.

---

<sup>86</sup> Preuve écrite du gouvernement de la Saskatchewan (en anglais), parag. 81 (dépôt [C10235-2](#)), 7 décembre 2020



## **Point de vue des autres parties**

### **Parties défavorables à la demande**

Inter Pipeline a fait remarquer que l'une des prémisses fondamentales de la demande était que les contrats relatifs à la canalisation principale donneraient un accès prioritaire à des barils de plus grande valeur au détriment de ceux de faible valeur, ce qui entraînerait un déplacement de l'approvisionnement en conséquence<sup>87</sup>. Selon elle, les barils présentant la meilleure valeur, du point de vue d'un expéditeur sur la canalisation principale au Canada qui est aussi producteur dans le BSOC, seront presque toujours ceux qu'il produit lui-même. Pour les autres, les barils les plus prisés sont ceux qui répondent à leurs besoins de qualité en aval, au coût global et au niveau de risque les plus faibles. Une redistribution en conséquence de l'offre pourrait avoir une incidence sur les niveaux de production globaux dans certaines régions, ainsi que sur les emplois, impôts, redevances et investissements communautaires connexes.

Inter Pipeline a soutenu qu'Enbridge n'avait pas mené d'évaluation qui permettrait à la Commission de soupeser les effets ci-dessus par rapport aux avantages de sa demande et qu'elle aurait pu en effectuer une de l'offre, fondée sur tout un éventail d'hypothèses, en cernant, parmi les expéditeurs actuellement présents sur la canalisation principale au Canada, ceux qui profitent d'un approvisionnement exclusif qui leur est propre dans le BSOC, puis en voyant si cet approvisionnement est concentré dans une région précise.

Selon le gouvernement de la Saskatchewan, les contrats relatifs à la canalisation principale au Canada constituent une tentative de redistribution qui avantagerait surtout Enbridge et les sociétés ayant des actifs de raffinage aux États-Unis, alors que cela désavantagerait la majorité des producteurs de l'Ouest canadien qui dépendent de l'accès à cette canalisation et dont les activités tournent autour d'un tel accès à la fois ouvert, égal et uniforme.

### **2.5.3.1 Analyse et constatations de la Commission**

Compte tenu de la preuve limitée disponible, le risque de redistribution géographique n'est pas clair. Bien que la Commission reconnaisse qu'il est possible que les producteurs de la Saskatchewan subissent des effets négatifs en raison d'une baisse des ventes ou des prix, elle ne peut tirer de conclusions fermes autour de la redistribution géographique des produits reçus par la canalisation principale au Canada. De toute manière, la Commission n'était pas tenue d'énoncer quoi que ce soit sur cette question pour en arriver à sa conclusion finale quant au respect de l'obligation de transporteur public.

## **2.6 Résumé de l'analyse et des constatations de la Commission sur l'obligation de transporteur public**

La Commission juge que la structure actuelle du service garanti aux termes de contrats relatifs à la canalisation principale ne satisfait pas aux obligations de transporteur public d'Enbridge. Après examen des facteurs pertinents au cadre de transport public décrit à la section 3.1 (Définition de l'obligation de transporteur public et cadre d'évaluation), la Commission a tiré les conclusions qui suivent.

---

<sup>87</sup> Preuve écrite final d'Inter Pipeline (en anglais), paragr. 18-19, (dépôt [C13942-2](#)), 7 juillet 2021

### *Accès au service souscrit par appel de soumissions*

- L'appel de soumissions pour le service garanti faisant l'objet de la demande aurait été suffisamment transparent et n'aurait pas exclu explicitement une partie.
- Cependant, des obstacles se seraient posés pour certains expéditeurs dans le contexte d'un accès valable au service souscrit, notamment quant à la durée minimale proposée et aux garanties financières requises.

### *Accès à la capacité après mise en œuvre du service garanti*

- La réserve proposée de 10 % de la capacité pour les volumes non souscrits ne pourrait vraisemblablement pas constituer une option valable d'accès à la capacité pipelinière compte tenu de la conception du service dans son ensemble.
- Le passage de la capacité non souscrite de 100 % à 10 % entraînerait probablement des niveaux plus élevés de répartition et moins de certitude pendant de longues périodes quant aux volumes non souscrits. Les niveaux potentiels de répartition des volumes non souscrits représentent une réduction excessive de la qualité du service et de l'accès à la capacité pour les expéditeurs non engagés.
- La perspective d'un agrandissement ne permettrait pas de répondre adéquatement et de façon fiable aux préoccupations concernant l'accès à une capacité non souscrite, pas plus qu'un accès éventuel au marché secondaire ne dissiperait ces préoccupations.

L'évaluation de ce qui constitue un accès suffisant à la capacité après mise en œuvre du service garanti est fondée sur un large éventail de facteurs propres aux circonstances de chaque demande. Dans l'ensemble, Enbridge n'a pas établi de fondement justifiant ici la répartition inégale de l'accès à la canalisation principale au Canada, contrairement à d'autres cas où les besoins ou les avantages appuyaient clairement une certaine diminution de l'accès global à un oléoduc qui souhaitait la mise en œuvre d'un service garanti.

### *Avantages possibles des contrats relatifs à la canalisation principale*

- Pour bon nombre des plus gros expéditeurs sur la canalisation principale au Canada, les contrats atténueraient les problèmes liés à la répartition et créeraient une certitude des droits à long terme.
- Des contrats de longue durée qui permettraient une certaine réduction du risque lié aux volumes pour Enbridge.
- Le degré de souscription pourrait fournir des signaux pour éclairer les décisions relatives à d'éventuels agrandissements du réseau principal d'Enbridge, même si la preuve ne démontre pas que les contrats relatifs à la canalisation principale constituent une véritable condition préalable à un agrandissement.
- Les contrats pourraient mener à une plus grande efficacité économique, mais l'ampleur ou l'importance de tout gain est incertaine.

### *Incidences négatives possibles des contrats relatifs à la canalisation principale*

- Même en présence d'une grande incertitude quant aux effets éventuels sur les prix du pétrole brut, il existe un faible risque que les contrats relatifs à la canalisation principale entraînent une volatilité ou une distorsion des prix par rapport aux niveaux auxquels ces

mêmes intervenants pourraient s'attendre, sans moyen fiable d'atténuer de telles distorsions. Les dommages seraient probablement causés surtout à un groupe précis d'intervenants.

- Des parties autres que les expéditeurs favorables à la demande devraient composer avec une moins grande flexibilité ou un moins grand nombre d'options s'offrant à elles à la suite de la signature d'un contrat et nombreux sont les intervenants dans l'industrie qui n'auraient d'autre choix, sans égard aux fardeaux qui seraient associés aux contrats relatifs à la canalisation principale, de conclure de telles ententes

La Commission estime que les avantages des contrats relatifs à la canalisation principale profiteraient principalement à Enbridge et à un sous-ensemble distinct d'expéditeurs actuellement inscrits sur son réseau principal, tandis que les effets préjudiciables viseraient surtout un sous-ensemble différent d'expéditeurs et de parties prenantes, en majeure partie n'ayant pas d'intérêts importants dans le raffinage. Certains des avantages éventuels sont hypothétiques ou ne sont pas nécessairement importants.

En tenant compte de toutes les prévisions présentées, la Commission considère qu'avec les contrats relatifs à la canalisation principale, il est grandement probable que les problèmes découlant d'une sortie restreinte du BSOC, comme ceux de répartition par exemple, persistent pendant un certain temps, même s'aggravent dans le cas des expéditeurs qui opteraient pour le service non souscrit. Bien qu'il puisse y avoir une certaine capacité de réserve une fois le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain mis en service, la durée et l'ampleur de l'excédent sont incertaines. La Commission est particulièrement préoccupée par la mesure dans laquelle les contrats pourraient réduire l'accès au réseau pipelinier et par conséquent à la capacité de transport de pétrole hors du BSOC en général, compte tenu de la taille et de l'importance relatives de la canalisation principale au Canada, ainsi que du contexte actuel du marché de transport.

Compte tenu du degré d'opposition de diverses parties prenantes, sans même parler des vastes répercussions des activités associées à la canalisation principale au Canada et des pratiques tarifaires sur celle-ci, la Commission juge que l'appui de la majorité des expéditeurs inscrits ne constitue pas un facteur déterminant important dans l'évaluation de la demande.

En tenant compte de tout ce qui précède, la Commission juge que les contrats relatifs à la canalisation principale ne mènent pas à un accès conforme à l'obligation de transporteur public pour les raisons suivantes :

- possibilité réduite pour les expéditeurs d'avoir accès à une capacité de seulement 10 % réservée au service non souscrit;
- obstacles à la conclusion de contrats de service garanti pour certains expéditeurs actuels ou éventuels;
- déséquilibre au niveau du besoin de service garanti, avancé par Enbridge et les expéditeurs favorables à la demande, qui seraient à l'origine d'avantages revenant principalement à la société et à un sous-ensemble précis d'expéditeurs, par rapport aux fardeaux qui seraient vraisemblablement supportés par les autres expéditeurs et à des répercussions plus marquées sur diverses parties prenantes.

Par conséquent, compte tenu de tous les facteurs pertinents à l'obligation de transporteur public, la Commission juge que les contrats relatifs à la canalisation principale ne satisfont pas aux exigences du paragraphe 239(1) de la LRCE.

### *Propositions de rechange*

À l'exception de Suncor, les parties n'ont pas déposé de preuve portant sur différents autres niveaux de réserve non souscrite pouvant être appropriés ou sur d'autres démarches en vue de la mise en œuvre du service garanti, malgré plusieurs séries de demandes de renseignements de la Commission en ce sens. Les réponses obtenues n'étaient pas exhaustives pour ce qui est des solutions de rechange aux propositions d'Enbridge que les parties pourraient considérer comme acceptables. Par conséquent, le dossier sur les solutions de rechange au service garanti prévu avec les contrats relatifs à la canalisation principale n'est pas très étoffé.

La Commission refuse de se prononcer sur le niveau précis de capacité non souscrite à réserver ou sur d'autres changements qui auraient pu permettre de respecter l'obligation de transporteur public et fait remarquer ce qui suit à ce sujet :

- les éléments de preuve déposés devant elle quant au caractère approprié d'autres pourcentages possibles de capacité non souscrite sont limités;
- Enbridge et d'autres parties ont décrit la réserve non engagée comme un élément fondamental de la demande, ce qui fait que son rajustement par la Commission serait à l'origine de secousses sur différentes conditions de service, dont la durée des contrats et les droits;
- le réseau principal d'Enbridge est complexe, comme en témoignent les négociations exhaustives et détaillées qui ont précédé la demande et il ne serait donc pas souhaitable que la Commission impose quelque chose de différent sans donner l'occasion aux parties de se pencher à nouveau sur ce qui va suivre.

Bien que la Commission reconnaisse que seuls certains expéditeurs sur un pipeline puissent être intéressés à passer des contrats pour un service garanti, elle réitère que la gamme de services proposés devrait assurer un équilibre entre les besoins de toutes les parties prenantes et qu'il n'existe aucun droit acquis quant à un service entièrement non souscrit. Au moment de mieux équilibrer les intérêts de toutes les parties dans le cadre d'une future demande, Enbridge devrait tenir compte de la façon dont l'accès à la capacité pipelinière, pour chacun des services proposés, sera maximal en plus de chercher à éviter ou du moins à réduire au minimum, dans la mesure du raisonnable, la concentration des effets négatifs.

## **2.7 Distinctions injustes**

Bien que l'évaluation de l'obligation de transporteur public et des distinctions injustes se fasse à deux niveaux juridiques distincts, de nombreux facteurs ayant trait à l'obligation au paragraphe 239(1) de la LRCE en chevauchent d'autres au sujet des distinctions aux articles 235 et 236 de cette même loi.

235. Il est interdit à la compagnie de faire, à l'égard d'une personne ou d'une localité, des distinctions injustes quant aux droits, au service ou aux installations.

236. S'il est démontré qu'une compagnie fait, à l'égard d'une personne ou d'une localité, une distinction dans les droits, le service ou les aménagements, c'est à elle qu'il incombe de prouver que cette distinction n'est pas injuste.

Tel qu'il est décrit à la section qui suit, la Commission a examiné toute distinction qui aurait pu découler de la proposition de service garanti dans le cadre de la demande dans son ensemble, Elle traite des attributs précis en rapport avec les droits, la durée des contrats ou leurs conditions aux chapitres 4 (Méthode de conception des droits) et 5 (Modalités et conditions de service).

### **Point de vue d'Enbridge**

Enbridge a présenté les observations suivantes.

- Chaque service proposé est à l'origine d'une offre distincte, au titre de laquelle les volumes transportés constitueraient un transport de nature différente de celui découlant des autres services. C'est en collaboration avec ses expéditeurs tout en tenant compte de l'interdiction de distinction injuste prévue dans la LRCE que la société a conçu les services et les droits prévus dans la demande.
- La Commission a conclu, dans de nombreuses décisions antérieures, qu'établir des différences de droits ou de modalités relativement à des services suffisamment différents les uns des autres ne constitue pas une distinction injuste.
- L'Office avait déjà indiqué que la différence entre les services offerts peut être fonction de la distance parcourue, du type de pétrole brut, de la durée des contrats, de l'accès prioritaire ou non au pipeline, du type de contrat et de la flexibilité consentie ou d'autres modalités. Comme ces services sont très différents, un expéditeur qui en choisit un plutôt qu'un autre se retrouvera dans une position différente des autres. En raison des caractéristiques différentes des services offerts, il est justifié d'établir des droits différenciés pour les contrats relatifs à la canalisation principale sans qu'il y ait distinction injuste.
- Aucun des avantages associés aux contrats ne permet de conclure à une quelconque distinction, servant plutôt à démontrer que les contrats en question seraient dans l'intérêt public compte tenu de l'équilibre qu'ils assurent par rapport aux inconvénients.
- Les expéditeurs qui acceptent de conclure un contrat de service souscrit prennent de nombreux risques. L'obtention d'un engagement de service en échange d'une entente visant à assumer ces risques n'est à l'origine d'aucune distinction injuste, mais découle simplement des modalités propres à une opération convenue. La même possibilité existe pour tous les intervenants sur le marché.

### **Point de vue des autres parties**

#### **Parties défavorables à la demande**

De nombreuses parties ont indiqué que la demande a pour effet de traiter différemment les expéditeurs actuels ou éventuels de la canalisation principale au Canada en fonction de la taille de la société et de ses actifs. Elle favorise les grandes entreprises qui présentent un bilan d'envergure au détriment des petits producteurs et expéditeurs, même avec des points de réception et de livraison identiques, en présence de pétrole produit dans les mêmes régions.

Le gouvernement de la Saskatchewan a déclaré qu'en dépit de certaines circonstances différentes selon les expéditeurs ou les producteurs, si une société les traite différemment, elle doit le faire sur une base juste et équitable. Aucune distinction de traitement, entre différents expéditeurs et producteurs, ne doit aller à l'encontre des principes acceptés de l'utilisateur-payeur et de la méthode fondée sur les coûts. Elle doit aussi répondre aux critères d'efficacité économique et d'absence de droits acquis, en plus de tenir compte des principes de justice et d'équité.

### **2.7.1 Analyse et constatations de la Commission**

La Commission fait remarquer que nombre de ses préoccupations concernant les distinctions injustes, dont il est question ci-après, sont semblables à celles en rapport avec le fait que la demande ne satisfait pas à l'obligation de transporteur public.

Le service prioritaire est intrinsèquement discriminatoire, car il relègue le service non souscrit derrière celui qui l'est. En outre, la Commission a jugé que la demande était aussi à l'origine de distinctions à l'endroit de certains expéditeurs.

- La réserve proposée de 10 % de la capacité pour les volumes non souscrits n'est pas susceptible de constituer une option valable d'accès à la capacité pipelinère, tel qu'il en est question à la section 3.3 (Accès à la capacité après mise en œuvre du service garanti).
- Les exigences relatives aux garanties financières et à la durée minimale de huit ans pour le service souscrit, même si elles sont appliquées de façon égale, auraient une incidence disproportionnée sur la capacité de certaines parties de conclure des contrats pour ce service, tel qu'il en est question au chapitre 5 (Modalités et conditions de service).
- Compte tenu des diverses caractéristiques du service et des droits, la conception de ceux-ci au niveau global favorise fortement les expéditeurs engagés, tel qu'il en est question à la section 4.5 (Conception des droits).
- Il est probable que seul un petit nombre d'expéditeurs, parmi les plus gros, profiteront au maximum des réductions des droits, tel qu'il en est question à la section 4.5 (Conception des droits).

L'Office avait précédemment conclu, dans de nombreuses décisions, que les droits ou les conditions pouvaient différer pour des services suffisamment différents les uns des autres sans pour autant constituer des distinctions injustes. Toutefois, l'interdiction de telles distinctions exige de la Commission qu'elle évalue si les différences entre les services justifient celles que certaines parties sont susceptibles de subir.

Enbridge a présenté trois grandes raisons devant servir à démontrer que la distinction découlant des contrats relatifs à la canalisation principale n'était pas injuste :

- une approche globale a été négociée avec les parties intéressées et les contrats relatifs à la canalisation principale seraient dans l'intérêt public;
- lorsque les services sont sensiblement différents, une distinction n'est pas injuste;

- un appel de soumissions équitable et transparent signifie qu'il n'y a pas de distinction injuste.

La Commission juge qu'Enbridge n'a pas été en mesure de bien justifier, conformément à l'article 236 de la LRCE, l'existence de certaines distinctions inhérentes à la demande, en particulier pour ce qui suit :

- absence d'équilibre entre les intérêts des différentes parties prenantes;
- avantages des contrats relatifs à la canalisation principale qui ne surpassent pas leurs effets négatifs éventuels;
- éléments de preuve et arguments présentés par Enbridge non convaincants à l'effet que les différences entre les services sont suffisantes pour justifier les distinctions dont ceux-ci sont à l'origine;
- obstacles à l'accès à l'offre pendant l'appel de soumissions qui soulèvent des préoccupations.

Par conséquent, la Commission juge que la demande, y compris l'ensemble des droits, durées et conditions, entraînerait une concentration des avantages inégale et disproportionnée.

### 3 Méthode de conception des droits

La méthode de conception des droits proposée par Enbridge est assujettie à la LRCE, notamment aux articles 230 et 235. L'article 230 prévoit ce qui suit :

Tous les droits doivent être justes et raisonnables et, dans des circonstances et conditions essentiellement similaires pour tous les transports de même nature sur le même parcours, être imposés de façon égale à tous, au même taux.

Bien qu'elle ait rejeté la demande de contrats relatifs à la canalisation principale pour les motifs exposés au chapitre 3 (Transporteur public), la Commission estime qu'il est important, dans le cadre de sa décision, de présenter son analyse et ses constatations relativement à la méthode de conception des droits, ainsi qu'aux modalités et conditions de service (dont il est question au chapitre 5).

La Commission tient à souligner que les forfaits de tarification résultent la plupart du temps d'un ensemble complexe de concessions de toutes les parties et que, pour déterminer s'ils sont conformes à la loi, il faut en évaluer les éléments collectivement et non pas seulement séparément. Par conséquent, ses constatations détaillées et définitives en ce qui concerne les articles 230 et 235 de la LRCE ne reposent ni sur une analyse de chacun des éléments de la méthode de conception des droits proposée (chapitre 4 [Méthode de conception des droits]) ni de chacune des modalités et conditions (chapitre 5 [Modalités et conditions de service]). Les deux chapitres présentent plutôt son analyse des principaux sujets de préoccupation, afin de guider toute future négociation ou étape réglementaire d'Enbridge concernant les droits et tarifs visant la canalisation principale au Canada.

La méthode de conception proposée par Enbridge vise des droits applicables au transport de volumes engagés et non engagés, à la réception et à la livraison à des installations de stockage ainsi qu'à la réception et à la livraison à des installations de terminal. Après s'être penchée sur les questions ci-après, toutes abordées dans le présent chapitre, des préoccupations majeures subsistent pour la Commission quant à la probabilité que la méthode de conception proposée pour les contrats relatifs à la canalisation principale produise avec fiabilité des droits justes et raisonnables :

- la méthode d'établissement des droits proposée;
- une comparaison des droits proposés à des droits fondés sur le coût du service, ainsi que des projections des rendements des capitaux propres selon la méthode proposée;
- la méthode d'établissement du tarif conjoint international;
- les caractéristiques particulières proposées, dont les éléments de conception des droits de base et les majorations, réductions, suppléments et rajustements;
- la possibilité d'abus de pouvoir de marché.



Dans des décisions antérieures<sup>88</sup>, l'Office et la Régie ont énoncé des principes de conception des droits qui facilitent l'interprétation et l'application des dispositions législatives touchant le transport, les droits et les questions tarifaires. Ces principes fondamentaux comprennent ceux des droits fondés sur les coûts et de l'utilisateur-payeur, de l'efficacité économique et de l'absence de droits acquis.

- Au chapitre précis des droits, dans toute la mesure du possible, ceux-ci doivent être fondés sur les coûts et les utilisateurs du réseau pipelinier doivent assumer la responsabilité financière des frais associés au transport de leur produit par le pipeline, sans interfinancement non justifié provenant du paiement d'autres droits<sup>89</sup>.
- Dans le contexte de la réglementation des droits, l'efficacité économique renvoie généralement au fait que les droits devraient envoyer des signaux de prix appropriés, afin de maximiser l'utilisation du réseau pipelinier et ainsi de réduire les coûts<sup>90</sup>. L'Office a toutefois déclaré qu'il faudrait de bonnes raisons pour s'écarter du principe des droits fondés sur les coûts et de l'utilisateur-payeur afin d'établir des droits qui favorisent l'efficacité économique<sup>91</sup>.
- Suivant le principe de l'absence de droits acquis, le versement de droits ne procure aucun avantage particulier à celui qui les verse, outre la prestation du service<sup>92</sup>.

L'Office a également défini des objectifs, tels que la simplicité administrative, la stabilité des droits et la prévisibilité des droits. La Commission est d'accord avec ces objectifs et elle estime que, même s'ils sont souhaitables, ils ne devraient pas servir de critères déterminants au détriment des principes fondamentaux<sup>93</sup>.

### 3.1 Aperçu des droits prévus aux contrats relatifs à la canalisation principale

Les droits proposés par Enbridge pour le service souscrit et le service non souscrit ne sont pas fondés sur les coûts, mais sont plutôt le fruit de négociations. Le droit de base de 5,70 \$ US/b<sup>94</sup> applicable aux volumes engagés se fonde sur les droits exigés en vertu de l'ETC pour la période de 2011 à 2021. Enbridge a calculé les droits de base applicables aux volumes engagés en fonction d'une distance correspondant à la longueur du réseau pour toutes les

---

<sup>88</sup> Les principes de conception des droits sont résumés dans les Motifs de décision [RH-1-2007](#) de l'Office national de l'énergie relativement à la demande de TransCanada PipeLines Limited visant à faire approuver un nouveau point de réception à Gros-Cacouna, parus en juillet 2007, p. 23-26 (35-38 du PDF), et la lettre de décision de la Régie au sujet de la demande de prolongation du protocole de service provisoire de transport de NOVA Gas Transmission Ltd., datée du 30 mars 2021, p. 8 (dépôt [C12183-2](#)).

<sup>89</sup> Deux notions que l'Office considérait comme un seul principe en matière d'établissement des droits et qu'il appelait parfois le principe de la causalité des coûts. (*Ibid.*, RH-1-2007, p. 23-24 [35-36 du PDF])

<sup>90</sup> *Ibid.*, RH-1-2007, p. 24 (36 du PDF)

<sup>91</sup> Motifs de décision RH-2-91 de l'Office national de l'énergie relativement à une demande de Pipeline Interprovincial Inc. parus en juin 1992, p. 74 (90 du PDF).

<sup>92</sup> Motifs de décision [GH-5-89](#) de l'Office national de l'énergie relativement à une demande de TransCanada PipeLines Limited parus en novembre 1990, volume 1, p. 16 (39 du PDF).

<sup>93</sup> Motifs de décision [RH-4-86](#) de l'Office national de l'énergie relativement à la demande de Pipeline Interprovincial Limitée concernant de nouveaux droits à compter de janvier 1987, p. 53 (73 du PDF).

<sup>94</sup> Le droit de base applicable aux volumes engagés de 5,70 \$ US/b pour l'acheminement de pétrole brut lourd de Hardisty à Chicago (Lockport, Mokena, Griffith et Flanagan) sert à calculer les droits de service souscrit pour d'autres paires de points de réception et de livraison et pour d'autres produits et services assujettis à des suppléments, rajustements et remises.

autres paires de points de réception et de livraison du réseau principal. Les droits applicables aux volumes engagés ont également été rajustés en fonction du type de produit. Ces droits seraient majorés annuellement de 65 % de l'indice du PIB aux prix du marché<sup>95</sup> à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2022.

Les droits applicables aux volumes engagés comprennent les frais et les remises dont il est question plus en détail à la section 4.5 (Conception des droits). Si elles sont combinées, les différentes remises visant ces droits pourraient ramener le droit de base à 5,11 \$ US/b, ce qui représente une réduction de 0,59 \$ US/b (-10,4 %). La proposition d'Enbridge prévoit une modalité de flexibilité moyennant une majoration de 0,40 \$ US/b du droit de base et de 0,11 \$ US/b du droit de base applicable aux volumes non engagés. La modalité de flexibilité est assujettie à des suppléments et rajustements qui sont abordés plus en détail à la section 4.5 (Conception des droits).

Les droits applicables aux volumes non engagés seraient établis en fonction d'une majoration de 0,29 \$ US/b du droit de base applicable aux volumes engagés, de sorte que le droit de base applicable aux volumes non engagé se chiffrerait à 5,99 \$ US/b. Ces droits seraient majorés annuellement de 65 % de l'indice du PIB aux prix du marché, comme dans le cas des droits applicables aux volumes engagés. Ils seraient en outre assujettis à des suppléments en cas de modification d'une loi applicable, de cessation d'exploitation et de désaffectation de même que si le transport est effectué par la canalisation 5 ou un agrandissement futur de la canalisation principale, ainsi qu'à un rajustement du droit de transport local au Canada jusqu'à la frontière et à des frais pour manquement à la soumission.

Le tableau 4.1 résume les droits de base proposés pour le service souscrit, le service souscrit assorti de la modalité de flexibilité et le service non souscrit.

**Tableau 4.1 – Droits de base proposés**

<b>Droit de base selon le service</b>	<b>Droit (en \$ US/b)</b>
Droit de base pour le service souscrit assorti de la modalité de flexibilité	6,10
Droit de base pour le service non souscrit	5,99
Droit de base pour le service souscrit	5,70
<i>Droit de base minimum pour le service souscrit, incluant toutes les remises</i>	<i>5,11</i>

Enbridge a également proposé des méthodes de conception des droits applicables à la réception et à la livraison à des installations de stockage ainsi qu'à la réception et à la livraison à des installations de terminal. La méthode qui serait utilisée pour calculer les droits de réception et de livraison à des installations de stockage de la canalisation principale au Canada une fois l'ETC arrivée à échéance demeurerait essentiellement inchangée. Elle est résumée à la section 7 de la demande d'Enbridge.

<sup>95</sup> La section 1.1 de l'entente de service définit le terme « indice du PIB aux prix du marché ».

### 3.2 Méthode d'établissement des droits

Les droits peuvent être établis ou calculés de diverses façons. Enbridge a proposé d'utiliser des droits négociés et les parties ne se sont pas entendues sur la pertinence de la méthode proposée.

#### Point de vue d'Enbridge

Le droit de base applicable aux volumes engagés de 5,70 \$ US/b a été proposé comme point de départ des négociations parce qu'il est comparable au droit qui aurait été en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2021 si l'ETC avait été prolongée<sup>96</sup>.

Elle a fait valoir qu'il est essentiel d'utiliser un résultat négocié pour déterminer une méthode de conception devant être en vigueur pendant 20 ans, afin d'assurer la stabilité et la prévisibilité des droits à long terme pour les expéditeurs qui ont exprimé un appui ferme à l'offre de services. Il aurait été difficile de fonder les droits sur les coûts seulement pour que la méthode de conception procure une certitude quant aux droits pour une période pouvant aller jusqu'à 20 ans, en raison de l'incertitude liée aux coûts et aux débits pendant la période. Les droits proposés reposent plutôt sur des négociations détaillées avec les parties intéressées et sont basés sur la série de services et de forfaits négociés qui sont en vigueur depuis des dizaines d'années pour le service sur la canalisation principale au Canada.

Enbridge a soutenu qu'il n'est pas nécessaire que la méthode de conception négociée soit fondée sur les coûts; à preuve, a-t-elle fait remarquer, l'Office a approuvé pour une période pouvant atteindre 20 ans, pour deux de ses concurrents, Keystone et Trans Mountain, des droits négociés qui ne sont pas fondés sur le coût du service. Néanmoins, la preuve produite à l'instance visée aux présentes démontre que la méthode de conception négociée proposée donnerait lieu à des droits qui tiennent compte des coûts.

Dans les cas où une méthode de conception des droits à long terme a été proposée, l'Office a reconnu que les ententes négociées ayant reçu un solide appui des expéditeurs constituent un bon moyen de s'assurer que les droits tiennent compte des forces du marché et intègrent la répartition des risques dans le service proposé.

M. Reed a expliqué que la principale raison de ne pas recourir à des droits fondés sur les coûts est que le résultat négocié correspond davantage au cadre commercial et à la répartition des risques liés aux contrats relatifs à la canalisation principale que les résultats de l'année d'essai découlant d'une méthode fondée sur le coût du service. Il a affirmé que les droits proposés sont le fruit de négociations intensives, actives et efficaces avec plus de 130 expéditeurs. Selon lui, les droits constituent une entente contractuelle qui convient à la fois aux expéditeurs qui choisissent le service garanti et à Enbridge.

Enbridge a affirmé que toutes les parties prenantes ont eu de nombreuses occasions de négocier et de formuler des commentaires sur les modalités et conditions de l'entente de service dans le cadre de son processus de négociation exhaustif. Les nombreux changements qu'Enbridge a apportés aux contrats relatifs à la canalisation principale démontrent que les négociations ont été détaillées et fructueuses. Enbridge ne s'est pas engagée dans des

---

<sup>96</sup> L'échéance de l'ETC était fixée au 30 juin 2021, à moins d'être résiliée avant ou prolongée aux termes de la disposition 5.2 qu'elle contient.

négociations en groupe dans le but de parvenir à une entente avec plus de 130 parties prenantes, car cela n'aurait pas été possible en raison des intérêts variés et souvent divergents. Bien que les négociations aient été menées individuellement, toutes les parties prenantes ont pu participer et tous les changements leur ont été communiqués. Enbridge a soutenu qu'elle a négocié les contrats relatifs à la canalisation principale avec les expéditeurs en tant que forfaits et qu'ils devraient être approuvés à ce titre. La société a ajouté que, même s'il ne s'agit pas d'un règlement négocié aux termes des *Lignes directrices révisées relatives aux règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs*, comme des concessions ont été faites de part et d'autre pour parvenir à une entente touchant l'offre, la Commission devrait hésiter avant de modifier des éléments individuels de la demande.

En réponse aux allégations selon lesquelles elle n'a pas fourni les renseignements demandés sur les coûts pendant les négociations, Enbridge a soutenu que le GEC n'a pas présenté les demandes de renseignements auxquelles il a fait référence de manière générale. En ce qui concerne les demandes de l'ACPP, Enbridge a assuré avoir fourni des renseignements sur le coût du service en réponse à la lettre de mai 2018 de l'ACPP et a répondu à des demandes visant à obtenir de plus amples renseignements en juillet 2018. La société n'a pas reçu d'autres demandes de renseignements de l'ACPP après la communication de juillet 2018.

Aux observations des intervenants au sujet des négociations concernant les droits applicables aux volumes souscrits, Enbridge a répondu qu'elle avait fait de nombreuses concessions en mettant en place un certain nombre d'incitatifs afin de faire économiser des centaines de millions de dollars au total aux expéditeurs presque chaque année. De plus, de nombreuses modalités et conditions ont été modifiées au profit des expéditeurs, ce qui a eu une incidence sur les droits que les expéditeurs éventuels étaient disposés à payer.

### **Point de vue des autres parties**

#### *Parties favorables à la demande*

Les intervenants qui ont donné leur appui à la demande n'ont pas fait d'observations détaillées sur la méthode de conception des droits, ayant appuyé la demande dans son ensemble. Ces intervenants ont indiqué que les négociations ont été menées d'une manière raisonnable sur le plan commercial et qu'elles ont donné lieu à un accord mutuellement acceptable, lequel vise également la méthode de conception des droits.

M. Webb, au nom de Cenovus, a fait valoir qu'une tarification fondée sur les coûts pourrait engendrer des inefficacités dans le processus d'établissement des prix; par exemple, en incitant peu les sociétés réglementées à réduire considérablement leurs coûts comme elles le feraient dans une industrie concurrentielle. Il a ajouté qu'étant donné les difficultés opérationnelles, juridictionnelles et commerciales liées à la conception de droits fondés sur les coûts, il n'est pas étonnant que les droits visant le réseau principal d'Enbridge n'aient pas été établis en fonction du coût du service depuis des décennies.

#### *Parties défavorables à la demande*

Les intervenants opposés à la demande ont exprimé des préoccupations selon lesquelles les droits proposés par Enbridge n'étaient pas fondés sur les coûts, ou n'en tenaient pas compte, mais qu'ils ont plutôt été établis par voie de négociation et d'entente éventuelle avec certains expéditeurs. Ils ont argué que les négociations n'étaient pas complètes et équitables. Leurs préoccupations comptent les suivantes.

- Les parties aux négociations n'ont pas reçu l'information requise pour évaluer le caractère raisonnable des droits proposés et le processus de négociation était inéquitable et opaque.
- Le droit de base a été établi unilatéralement par Enbridge à 5,70 \$ US/b et celle-ci a refusé d'envisager tout autre droit de base, alors que le droit applicable aux volumes non engagés a été haussé, passant de 5,80 \$ US/b à 5,99 \$ US/b.
- Il aurait été préférable d'avoir davantage de discussions en groupe afin d'arriver à un résultat équilibré et avantageux.
- La description faite par Enbridge des contrats relatifs à la canalisation principale, qui sont selon elle des forfaits négociés, est une interprétation grossière, qui ne doit pas limiter la prise en compte des intérêts et des préoccupations essentiels d'un grand nombre de parties prenantes touchées. La conclusion d'une entente entre Enbridge et un nombre limité de parties intéressées ne prouve pas que les droits proposés sont justes et raisonnables.

Ces intervenants étaient également d'avis que les droits devraient refléter le coût de la prestation du service. Ils ont présenté, entre autres, les observations suivantes.

- En plus de dépasser de beaucoup les droits fondés sur le coût du service, les droits proposés par Enbridge ne sont pas dérivés de droits par analogie, ils ne découlent pas d'une détermination objective et ils n'ont pas été conçus en raison des besoins en produits.
- Un droit juste et raisonnable pour le transport à contrat sur le réseau principal d'Enbridge est un droit qui reflète le coût de la prestation de ce service et la Commission devrait utiliser une analyse fondée sur les coûts pour déterminer le caractère raisonnable des droits.
- Avant de choisir une méthode autre que celle fondée sur le coût du service, il faut conclure un vaste accord détaillé avec l'ensemble de l'industrie. Si l'accord n'est pas vaste et détaillé, l'organisme de réglementation devra faire très attention à ce qu'il approuve.
- La demande n'est pas un règlement négocié aux termes des *Lignes directrices révisées pour les règlements négociés concernant le transport, les droits et les tarifs*; par conséquent, la canalisation principale au Canada doit être réglementée en fonction du coût du service.

Dans une lettre de commentaires, l'ACPP a invoqué les arguments suivants.

- En octobre 2017, Enbridge a présenté des échéances très serrées pour mener à bien les négociations commerciales visant la période suivant l'expiration de l'ETC. Les membres du groupe représentant les expéditeurs d'Enbridge ont fait savoir à celle-ci qu'ils n'étaient pas disposés à entamer de telles négociations tant que l'industrie n'aurait pas élaboré un modèle de droits et que les expéditeurs ne seraient pas parvenus à un consensus sur les modalités et conditions d'un accord faisant suite à l'ETC.
- En mai 2018, l'ACPP a créé un groupe de travail qui a demandé à Enbridge des renseignements précis et nécessaires pour assurer la transparence afin de les intégrer au modèle de droits. Enbridge a fourni des renseignements généraux aux expéditeurs.

Elle a par la suite indiqué qu'elle poursuivrait les discussions sur le transport à contrat individuellement avec des expéditeurs et qu'elle ne fournirait donc pas d'autres renseignements détaillés.

- En octobre 2018, l'ACPP a fait savoir à Enbridge que la communauté des producteurs aimerait qu'elle envisage des solutions de rechange au transport à contrat sous la forme d'une nouvelle ETC. Enbridge a répondu qu'elle ne faisait que discuter du transport à contrat à ce moment-là. Le groupe de travail de l'ACPP a donc été dissous.

### 3.2.1 Analyse et constatations de la Commission

Il est bien établi que la Commission dispose d'un vaste pouvoir discrétionnaire, comme l'Office avant elle, pour évaluer si les droits sont justes et raisonnables. L'Office et la Régie ont accepté de nombreuses méthodes de conception des droits qui différaient d'un modèle traditionnel fondé sur le coût du service, mais tenaient compte des coûts à divers degrés<sup>97</sup>. À une extrémité du continuum se trouvent les droits établis selon une méthode traditionnelle liée au coût du service; à l'autre, les droits établis sans lien, ou très peu, avec les coûts de prestation du service de manière à privilégier d'autres caractéristiques, habituellement au moyen d'une entente avec les parties prenantes. Entre les deux, il y a les droits établis au moyen de diverses méthodes et compte tenu des coûts dans différentes mesures; par exemple, des droits fondés sur les coûts qui sont fonction d'une combinaison donnée d'éléments fixes et variables et de mécanismes incitatifs. Bien qu'Enbridge ait soutenu que la preuve démontrait que la méthode de conception des droits proposée donnerait lieu à des droits qui tiennent compte des coûts, sa proposition s'éloigne passablement de la méthode liée au coût du service :

- le droit de base de 5,70 \$ US/b a été calculé en fonction du droit qui aurait découlé d'une prolongation de l'ETC (qui est une entente négociée il y a plus de 10 ans), plutôt qu'en fonction des coûts actuels;
- les droits du service souscrit seraient en grande partie fixes pendant une période pouvant atteindre 20 ans;
- les possibilités de rajustement des droits sont limitées, bien que les circonstances et les coûts puissent changer;
- les renseignements détaillés sur les coûts n'ont pas été communiqués dans le cadre des négociations.

Le rôle de la Régie en matière de droits consiste d'ordinaire à équilibrer les intérêts de la société pipelinière et ceux de ses expéditeurs et des autres parties intéressées. Même si les intérêts d'une société pipelinière et ceux de ses expéditeurs concordent parfois, dans les termes les plus élémentaires, un droit élevé peut servir les intérêts de la société pipelinière, tandis qu'un droit faible, ceux des expéditeurs. Bien qu'une méthode de conception des droits

---

<sup>97</sup> Voir par exemple la lettre de décision de la Régie au sujet de la demande d'approbation de l'entente de règlement portant sur le réseau pour la période de 2021 à 2026, datée du 17 avril 2020, dépôt [C05780](#), les Motifs de décision [OH-1-95](#), *supra* note 28, les Motifs de décision [OH-1-2007](#), *supra* note 37, les Motifs de décision [OH-1-2009](#), *supra* note 28, les Motifs de décision [RH-001-2012](#) de l'Office relativement à la demande déposée par Trans Mountain Pipeline ULC aux termes de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* en vue de l'approbation du service de transport et de la méthode de conception des droits parus en mai 2013 et les Motifs de décision [RH-002-2014](#) de l'Office relativement à une demande d'Alliance Pipeline Ltd. en vue de l'approbation de nouveaux services et des droits et du tarif afférents, parus en juillet 2015.

fondée sur le coût du service ait souvent été utilisée avec succès pour équilibrer divers intérêts, aucune méthode n'est parfaite.

En ce qui a trait à la méthode de conception des droits et aux services offerts, les sociétés pipelinières et les expéditeurs peuvent collaborer pour trouver des solutions novatrices, telles que des droits fixes ou basés sur les prix du marché, des services améliorés, des durées différentes ou d'autres caractéristiques souhaitables pour un marché donné. La société pipelinière et ses expéditeurs peuvent accorder de la valeur à certaines caractéristiques et à la répartition du risque qui en découle, même sans la transparence que procure un calcul classique des droits en fonction du coût du service. Des services novateurs qui répondent aux besoins des participants sur le marché peuvent justifier de déroger à un régime lié au coût du service.

Lorsqu'il est démontré que la méthode de conception des droits reçoit l'appui massif général, la Commission peut souvent s'en remettre au pouvoir commercial et aux préférences des parties prenantes, qui feront en sorte que les droits soient justes et raisonnables. Comme l'a fait valoir Enbridge, l'Office a reconnu - et la Commission se range à son opinion - que les ententes négociées ayant reçu un solide appui constituent un bon moyen de s'assurer que les droits tiennent compte des forces du marché et intègrent la répartition des risques dans le service proposé.

En l'espèce, la Commission n'est toutefois pas convaincue que le niveau d'appui reçu soit suffisant pour indiquer clairement que la répartition des risques est raisonnable. Elle reconnaît qu'Enbridge et les expéditeurs inscrits représentant environ 75 % des volumes expédiés à l'heure actuelle ont négocié la méthode de conception des droits et la répartition des risques. Cependant, la méthode proposée suscite aussi une vive opposition de la part de diverses parties prenantes touchées par les droits exigibles sur la canalisation principale au Canada, dont de parties qui ne sont pas nécessairement des expéditeurs inscrits. Devant un tel niveau d'opposition, la Commission ne peut dépendre de nombreuses inférences positives, voire aucune, pouvant découler d'un appui massif ou plus solide de la part des intervenants, ce qui lui aurait permis de conclure que la méthode de conception proposée entraînerait des droits justes et raisonnables.

La Commission doit par conséquent étudier d'autres facteurs pour déterminer si la méthode de conception donnerait lieu à des droits justes et raisonnables. Ceux qui rendent compte du coût de la prestation du service permettent habituellement d'arriver à un résultat objectif, transparent et équitable pour les expéditeurs et les sociétés pipelinière. En l'absence d'une entente générale ou d'autres raisons convaincantes d'établir les droits autrement, la mesure dans laquelle les droits proposés sont fondés sur les coûts, ou en tiennent compte, peut servir à évaluer de manière concluante leur caractère juste et raisonnable. La Commission estime qu'il s'agit d'une approche conforme au principe des droits fondés sur les coûts et de l'utilisateur-payeur, qui a souvent été appliqué dans le contexte d'une répartition équitable des besoins en produits selon une méthode fondée sur le coût du service (particulièrement entre différents services et différentes distances), afin de réduire le plus possible l'interfinancement entre les utilisateurs d'un réseau. La Commission traite des autres questions relatives à la méthode de conception des droits, dont les rendements des capitaux propres projetés, à la section 4.3 (Comparaison avec des droits liés au coût du service et rendements projetés).

La Commission tient à faire remarquer, avant de clore le sujet des méthodes de conception des droits, que bien qu'Enbridge n'ait pas présenté sa demande aux termes des *Lignes directrices révisées relatives aux règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs*, elle a

souligné à maintes reprises que sa demande constitue un « forfait négocié » et que les négociations ont donné lieu à un résultat équilibré. De telles affirmations incitent la Commission à commenter les négociations entourant les contrats relatifs à la canalisation principale et non pas seulement la méthode de conception des droits proposée. Dans l'ensemble, elle reconnaît qu'Enbridge a mené à bien un processus de négociation long et exhaustif, qui s'est échelonné sur près de deux ans. Les premières étapes du processus étaient ouvertes et accessibles à toutes les parties intéressées.

Toutefois, la Commission est préoccupée par le fait que la principale stratégie d'Enbridge pour maximiser l'appui des expéditeurs inscrits envers les contrats relatifs à la canalisation principale ne tient pas compte adéquatement des intérêts de toutes les parties prenantes touchées ou ne les équilibre pas suffisamment. Elle reconnaît que l'opposition importante et l'intransigeance potentielle de certaines parties à l'égard de la demande, en particulier en ce qui a trait à la notion de contrat, peuvent avoir retardé les négociations et l'obtention d'un appui solide. Elle s'attend cependant, pour ce qui est des droits et services qui reposent sur des négociations et ont une incidence sur une grande gamme de parties prenantes, à ce que les pipeliniers entreprennent des discussions et des négociations sérieuses au sujet des principales questions soulevées par les parties prenantes touchées et à ce qu'elles les consultent et leur communiquent de l'information et des mises à jour pertinentes tout au long du processus.

Aussi la Commission exprime-t-elle les préoccupations ci-après relativement aux négociations entourant les contrats relatifs à la canalisation principale.

- Les modalités clés des contrats, telles que le droit de base et la capacité réservée aux volumes non souscrits, n'ont pas évolué au fil des négociations, ou très peu. Au lieu de quoi, une tendance à favoriser les demandes des raffineurs favorables à la demande a été observée (prolongation de la durée, hausse des incitatifs).
- La Commission est persuadée que les parties intéressées ont demandé des renseignements sur les coûts et qu'Enbridge ne les a pas communiqués en temps opportun. Elle s'attend à ce qu'Enbridge, bien que la méthode de conception des droits proposée ne soit pas basée sur les coûts, fournisse des renseignements sur les coûts aux parties prenantes pendant les négociations, et ce, dans une mesure qui tient compte des exigences de la rubrique P du *Guide de dépôt* de la Régie, afin que les parties puissent évaluer si les droits sont raisonnables. Elle souligne que, même si les renseignements ont finalement été communiqués dans le cadre de l'audience, la symétrie de l'information est un aspect important des négociations efficaces et équitables, avant la tenue de toute instance réglementaire.
- Bien qu'à un certain point des négociations Enbridge ait obtenu l'appui de la majorité des expéditeurs inscrits à l'égard des droits proposés, elle ne semble pas avoir poursuivi la majorité de ses activités de mobilisation et de communication de renseignements auprès d'autres parties prenantes. De plus, la décision relative à l'appel de soumissions, rendue en 2019, dans laquelle la Commission a exigé qu'Enbridge mette fin à son processus d'appel de soumissions, a donné l'occasion à la société de réévaluer le forfait proposé et de mobiliser davantage les parties prenantes, ce qu'elle n'a pas fait de façon significative.
- Les parties ont généralement convenu que les négociations exigent un équilibre adéquat de discussions bilatérales et multilatérales, selon des échéanciers qui permettent des discussions et délibérations véritables. Contrairement aux discussions qui ont donné lieu



à l'ETC, les discussions multilatérales semblent avoir été limitées, surtout après qu'Enbridge ait décidé d'offrir un service garanti.

Enfin, la Commission fait remarquer que les pipelinières peuvent soumettre à son approbation des règlements contestés. Comme la Commission l'a signalé, un règlement négocié visant la canalisation principale au Canada est susceptible de produire le résultat le plus axé sur le marché, ou le meilleur résultat possible pour toutes les parties intéressées, si celles-ci participent de manière significative aux négociations. Toutefois, il n'est peut-être pas réaliste de vouloir conclure un règlement négocié relativement à la canalisation principale au Canada; de plus, un tel règlement n'est pas la seule option possible sur le plan réglementaire pour l'approbation des questions de droits et de tarifs d'Enbridge.

### **3.3 Comparaison avec des droits liés au coût du service et rendements projetés**

#### **3.3.1 Comparaison avec des droits liés au coût du service**

##### **3.3.1.1 Méthode liée au coût du service et résultats**

Selon la méthode liée au coût du service, les droits sont établis de manière à donner aux investisseurs la possibilité de recouvrer leurs coûts et notamment de réaliser un rendement du capital investi qui est raisonnable (ou d'enregistrer un coût d'option). Au cours de l'instance, des droits fondés sur le coût du service ont été estimés par Concentric (au nom d'Enbridge), M. Webb (au nom de Cenovus), le Drazen Consulting Group, Inc. (« Drazen ») (au nom du GEC) et du Brattle Group (« Brattle ») (au nom de Suncor), afin de fournir un point de référence pour les droits proposés pour les contrats relatifs à la canalisation principale. Les parties ont produit en preuve des renseignements détaillés sur la manière de comparer les droits proposés à des droits liés au coût du service et sur les conclusions à tirer d'une telle comparaison.

#### **Point de vue d'Enbridge**

M. Reed a affirmé que le niveau de risque assumé par Enbridge dans le forfait négocié ne se prête pas à un examen standard des droits établis selon le coût du service. Lorsqu'on examine la pertinence d'une méthode de tarification négociée qui s'appliquerait pendant 20 ans, il n'est pas possible d'établir une « année d'essai » fiable aux fins de comparaison, parce que les coûts, comme d'autres facteurs, sont appelés à changer radicalement au cours de la période et que toute évaluation de la prime de risque nécessaire pour compenser l'incapacité de recourir à des moyens classiques de tarification reposerait sur de pures spéculations. Au lieu d'essayer d'établir un droit fondé sur les coûts qui est approprié, il vaut mieux déterminer les valeurs au moyen de négociations avec des parties averties.

Concentric a fourni une analyse comparant la fourchette des droits proposés pour les contrats relatifs à la canalisation principale aux droits liés au coût du service du réseau principal de la société sur la période de 20 ans allant de 2022 à 2041. L'analyse de Concentric a fourni, à des fins d'illustration, une plage et une distribution probabiliste des droits fondés sur le coût du service. Ces droits illustratifs reposent sur de nombreuses hypothèses concernant les niveaux de coûts, la future demande de transport par le réseau principal d'Enbridge, les politiques de réglementation actuelles et à venir et les conditions sur les marchés financiers à l'avenir.

Enbridge a ajouté qu'il faut établir une répartition probabiliste pour représenter de manière valable 10 années ou plus de futurs droits fondés sur le coût du service.

Enbridge a fourni deux ensembles différents de projections de droits fondés sur le coût du service, comme le montrent les figures 4.1 et 4.2. L'un des deux ensembles correspond à une structure de service souscrit à 90 %, selon un horizon de planification économique de 30 ans, aux fins de l'amortissement. Le second ensemble correspond à une structure de service entièrement non souscrit, selon un horizon de planification économique de 20 ans. Il suppose que certaines dépenses en immobilisations ont été passées en charges plutôt que capitalisées, afin de tenir compte du risque élevé lié au recouvrement des coûts que comporte cette structure.

Pour son analyse du coût du service, Concentric a tenu compte des éléments ci-après.

- Une hypothèse selon laquelle le rendement des capitaux propres est de 13,5 % et la proportion du capital-actions, de 50 % pour la canalisation principale au Canada et de 55 % pour le réseau Lakehead. De l'avis de Concentric, le profil de risque d'Enbridge est supérieur au risque moyen auquel sont exposées les pipelinières nord-américaines, si la société est tenue d'exploiter la canalisation selon une structure de service entièrement non souscrit, et le rendement des capitaux propres autorisé de 13,5 % est considéré comme le minimum requis pour le réseau principal dans l'analyse du coût du capital.
- La période allant de 2011 à 2019 pour calculer les dépenses en immobilisations à long terme de référence pour le réseau principal d'Enbridge et les résultats possibles.
- Les coûts d'exploitation et d'administration moyens de 2018 et de 2019 pour prévoir les résultats possibles à cet égard.
- Les rajustements liés au choix de marché, qui découlent des incitatifs au choix de marché accordés aux expéditeurs. Ces incitatifs constituent un privilège par rapport aux droits prévus au tarif, mais ont produit un bénéfice pour le réseau principal, grâce à l'ajout de marchés et à l'augmentation des volumes qui en a résulté.
- Les frais de couverture des opérations de change. Enbridge a expliqué qu'il était prudent de mettre en place un programme de couverture des opérations de change pendant la durée de l'ETC, afin de se donner un taux fixe et prévisible pour la conversion des importants produits financiers qu'elle prévoyait tirer en dollars américains notamment de plusieurs suppléments perçus au titre d'agrandissements libellés en dollars américains.

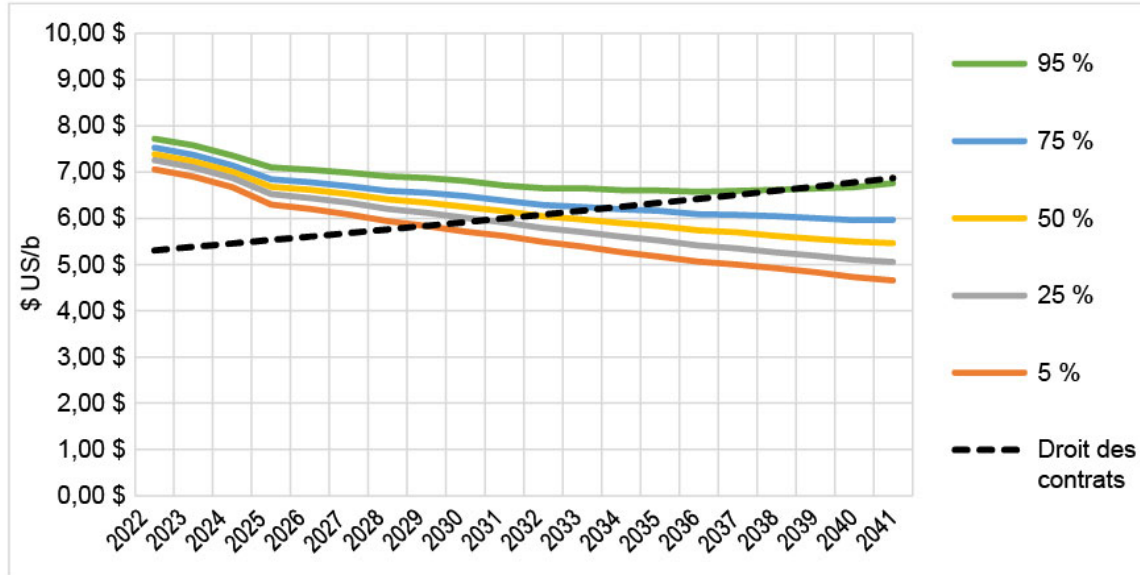
Concentric a indiqué qu'au cours de la période d'évaluation de 20 ans, les droits proposés devaient, en moyenne, être sensiblement inférieurs aux droits fondés sur le coût du service prévus. Le droit moyen pondéré<sup>98</sup> prévu pour les contrats relatifs à la canalisation principale se situe, certaines années, sous toute la fourchette des droits fondés sur le coût d'un service entièrement non souscrit et se situe dans la moitié inférieure de la fourchette de prévisions des droits fondés sur le coût du service dans de nombreuses autres simulations.

---

<sup>98</sup> Pour 2022, Concentric a utilisé un droit de base moyen pondéré de 5,36 \$ US/b pour l'ensemble du réseau, compte tenu d'un droit de 5,99 \$ US/b pour 355 kb/j en service non souscrit et 2 700 kb/j en service souscrit, ce qui comprend l'application de toutes les remises pertinentes.

**Figure 4.1**

**Structure projetée par Concentric – Aucune capacité souscrite de Hardisty à Chicago – Droits fondés sur le coût du service de transport de pétrole lourd à un débit hypothétique de 3 055 kb/j, en \$ US/b (théorique)**

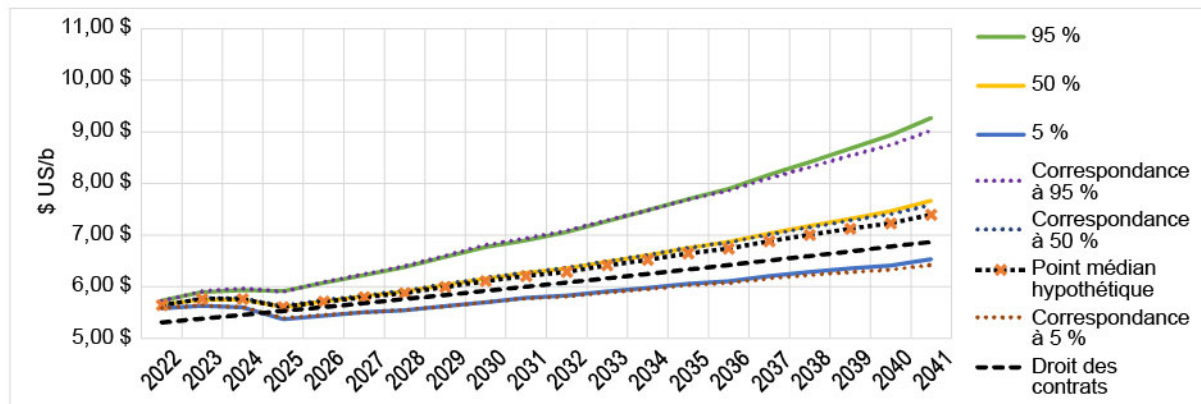


Enbridge a aussi présenté des scénarios de débit inférieur (2 850 kb/j et 2 250 kb/j). Dans ces deux scénarios, les droits fondés sur le coût du service prévus seraient probablement plus élevés que les droits applicables au service souscrit sur la canalisation principale qui ont été négociés.

Enbridge a indiqué qu’avec une capacité souscrite à 90 %, les droits fondés sur le coût du service projetés, dans le meilleur des scénarios de débit, seraient supérieurs aux droits moyens pondérés négociés pour les contrats relatifs à la canalisation principale dans la majorité des cas, et ce, pour toutes les années de la période.

**Figure 4.2**

**Structure projetée par Concentric – Capacité souscrite à 90 % de Hardisty à Chicago – Droits fondés sur le coût du service de transport de pétrole lourd à un débit hypothétique de 3 055 kb/j, en \$ US/b (théorique)**



Selon Concentric, la méthode de conception des droits proposée pour les contrats relatifs à la canalisation principale devrait produire une fourchette raisonnable de droits et de rendements pour Enbridge au cours de la période de 20 ans examinée, si elle est évaluée dans le contexte des risques que la société devrait assumer.

## **Point de vue des autres parties**

### *Parties favorables à la demande*

Seule Cenovus, avec la preuve d'expert de M. Webb, a présenté des observations détaillées sur la comparaison avec des droits liés au coût du service.

M. Webb a recommandé, étant donné l'incertitude inhérente aux projections à long terme, d'examiner un éventail probabiliste de résultats. Puisque selon les projections, tant le droit applicable aux contrats relatifs à la canalisation principale que le droit fondé sur les coûts devraient augmenter au fil du temps, il a proposé de faire la moyenne des droits moyens sur l'ensemble de la période de 20 ans et de les comparer.

M. Webb a ainsi calculé que le droit moyen applicable au service de transport souscrit de pétrole brut lourd par la canalisation principale, de Hardisty, en Alberta, à Flanagan, en Illinois, se chiffrerait à 6,06 \$ US/b et le droit moyen fondé sur les coûts, à 6,24 \$ US/b, ce qui revient à dire que le droit des contrats relatifs à la canalisation principale devrait être légèrement inférieur au droit fondé sur les coûts. Si les volumes étaient moindres, le droit des contrats relatifs à la canalisation principale pourrait augmenter de 0,30 \$ US/b, en raison de la perte de remises sur les volumes, mais le droit fondé sur les coûts serait encore plus élevé.

Cenovus a fait valoir que la recherche et l'analyse de M. Webb arrivent à peu près aux mêmes conclusions que Concentric au sujet des droits proposés par Enbridge; à savoir que, dans la majorité des scénarios, les droits proposés pour le service garanti sur la canalisation principale sont supérieurs à un droit moyen pondéré fondé sur les coûts. Par conséquent, la proposition d'Enbridge visant un service souscrit par la canalisation principale, y compris les droits proposés, n'est pas déraisonnable et est dans l'intérêt public canadien.

Selon M. Webb, le fait que, dans la majorité des simulations, le droit fondé sur les coûts dépasse le droit des contrats relatifs à la canalisation principale illustre clairement les raisons pour lesquelles les expéditeurs veulent conclure des contrats de transport sur la canalisation principale : ils s'attendent à payer des droits inférieurs à ceux exigés par les autres transporteurs. Ce fait constitue une preuve supplémentaire qu'Enbridge n'exerce pas de pouvoir de marché, ce qui signifie que les droits des contrats relatifs à la canalisation principale se situent dans une fourchette raisonnable.

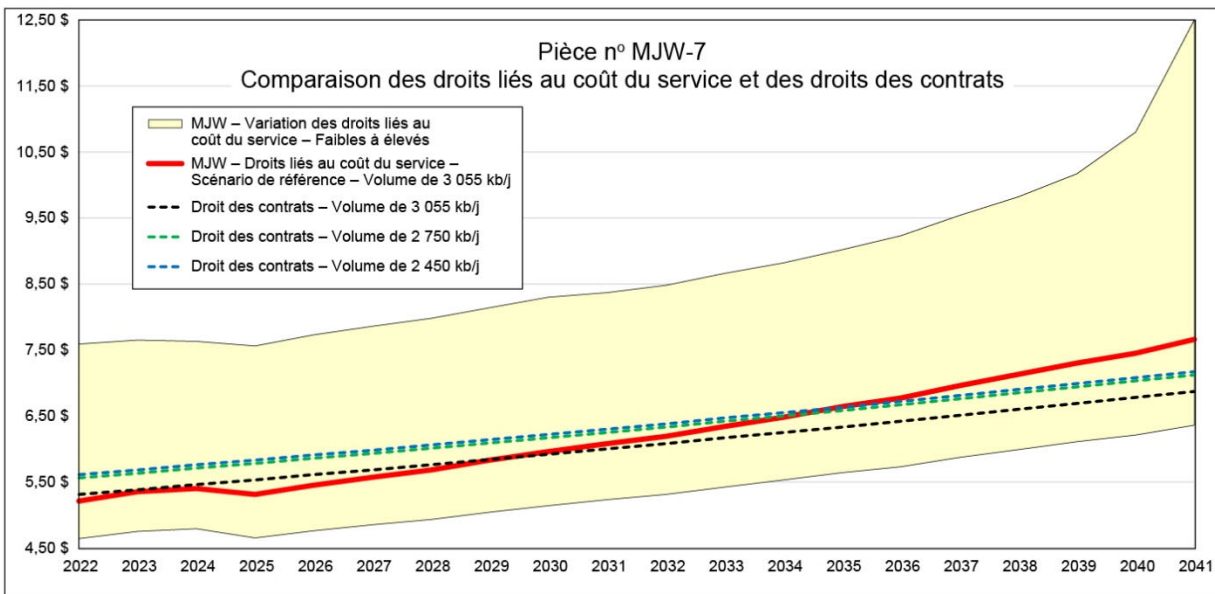
M. Webb s'est appuyé sur les données et les hypothèses présentées par Enbridge, mais a apporté des modifications au capital de maintien, aux biens en service du transporteur, aux coûts du combustible et de l'électricité, aux produits financiers tirés des services de réception et de livraison à des installations de terminal et au coût de la dette. L'effet cumulatif de ces modifications a été de réduire le droit moyen fondé sur le coût du service de 0,04 \$ US/b à 0,05 \$ US/b.

M. Webb a établi un scénario de coût du service élevé et un scénario de coût du service faible en fonction de la combinaison de diverses sensibilités qui ont produit le coût du service le plus élevé ou le plus bas. Les résultats établissent les limites minimales et maximales globales de l'analyse de sensibilité des droits faite par M. Webb. Dans la plupart des cas, les droits fondés sur les coûts dépassent les droits des contrats relatifs à la canalisation principale.

Selon l'analyse de M. Webb, dans la grande majorité des scénarios, le droit des contrats relatifs à la canalisation principale est inférieur au droit fondé sur les coûts, comme l'illustre la figure 4.3. L'analyse de probabilité faite par M. Webb révèle que le droit des contrats relatifs à la canalisation principale est inférieur au droit fondé sur les coûts dans 83 % des simulations. En d'autres termes, le droit fondé sur les coûts ne serait inférieur au droit des contrats relatifs à la canalisation principale que dans peu de circonstances.

**Figure 4.3**

**M. Webb – Comparaison des droits fondés sur les coûts et des droits des contrats relatifs à la canalisation principale**



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Droit moyen	Droit moyen réduit de 10 %
1 Droit des contrats – Volume de 3 055 kb/j	5,31 \$	5,38 \$	5,46 \$	5,53 \$	5,61 \$	5,68 \$	5,76 \$	5,84 \$	5,92 \$	6,00 \$	6,08 \$	6,17 \$	6,25 \$	6,33 \$	6,42 \$	6,51 \$	6,60 \$	6,69 \$	6,78 \$	6,87 \$	6,06 \$	2,29 \$
2 Droit des contrats – Volume de 2 750 kb/j	5,56 \$	5,63 \$	5,71 \$	5,78 \$	5,86 \$	5,93 \$	6,01 \$	6,09 \$	6,17 \$	6,25 \$	6,33 \$	6,42 \$	6,50 \$	6,58 \$	6,67 \$	6,76 \$	6,85 \$	6,94 \$	7,03 \$	7,12 \$	6,31 \$	2,39 \$
3 Droit des contrats – Volume de 2 450 kb/j	5,61 \$	5,68 \$	5,76 \$	5,83 \$	5,91 \$	5,98 \$	6,06 \$	6,14 \$	6,22 \$	6,30 \$	6,38 \$	6,47 \$	6,55 \$	6,63 \$	6,72 \$	6,81 \$	6,90 \$	6,99 \$	7,08 \$	7,17 \$	6,36 \$	2,41 \$
4 Droits liés au coût du service – Volume de 3 055 kb/j	5,21 \$	5,35 \$	5,40 \$	5,31 \$	5,45 \$	5,57 \$	5,68 \$	5,83 \$	5,96 \$	6,08 \$	6,19 \$	6,34 \$	6,48 \$	6,64 \$	6,77 \$	6,96 \$	7,13 \$	7,30 \$	7,45 \$	7,66 \$	6,24 \$	2,30 \$
5 Variation des droits liés au coût du service – Élevés	7,59 \$	7,65 \$	7,63 \$	7,56 \$	7,73 \$	7,86 \$	7,98 \$	8,14 \$	8,30 \$	8,37 \$	8,48 \$	8,66 \$	8,82 \$	9,02 \$	9,23 \$	9,54 \$	9,8 \$	10,2 \$	10,8 \$	12,5 \$	8,79 \$	3,25 \$
6 Variation des droits liés au coût du service – Faibles	4,64 \$	4,75 \$	4,79 \$	4,65 \$	4,76 \$	4,85 \$	4,93 \$	5,04 \$	5,14 \$	5,23 \$	5,31 \$	5,42 \$	5,53 \$	5,64 \$	5,73 \$	5,87 \$	5,99 \$	6,11 \$	6,21 \$	6,36 \$	5,35 \$	2,00 \$

## Parties défavorables à la demande

### GEC

Drazen a fait valoir que selon son analyse, le coût du service de référence prévu au tarif conjoint international pour le service de Hardisty à Chicago est d'environ 4,23 \$ US/b en 2022, ce qui est considérablement inférieur au droit moyen proposé par Enbridge de 5,40 \$ US/b<sup>99</sup>. Selon Drazen, l'ampleur de l'écart entre les droits proposés et des droits fondés sur le coût du service signifie que les droits proposés ne peuvent pas être justes et raisonnables.

Drazen a précisé les trois étapes à suivre pour dériver le droit fondé sur les coûts qui serait prévu au tarif conjoint international pour le service de Hardisty à Chicago :

1. calculer le coût total du service sur la canalisation principale au Canada;
2. calculer le coût par baril du transport de Hardisty jusqu'à la frontière internationale;
3. ajouter le droit local applicable à Lakehead pour le transport de la frontière internationale jusqu'à Chicago.

À partir du droit de référence de Concentric de 5,65 \$ US/b pour le coût du service, Drazen a rajusté des facteurs du coût du service pour arriver à un droit de 4,23 \$ US/b. Drazen a soutenu que les études sur le coût du service fournies par Concentric accordent trop d'importance au coût du service sur la canalisation principale au Canada et sont incompatibles avec les dispositions de l'accord financier en vigueur relativement au réseau principal et à Lakehead et celles des accords sur les prix de revient conclus par Enbridge et l'ACPP, lesquels fixent le rendement des capitaux propres, le ratio capitaux propres-actifs et l'amortissement.

Drazen a également présenté un tableau du droit lié au coût du service en fonction de débits représentatifs des prévisions du GEC pour les années 2022 à 2030, qui montre que le droit proposé moyen dépasse le droit lié au coût du service dans une mesure de 0,93 \$ US à 1,36 \$ US. Si l'on utilise les prévisions du GEC concernant les débits qui excluent KXL, soit 3 055 kb/j, le droit moyen proposé est supérieur au droit fondé sur le coût du service à hauteur de 1,16 \$ US à 1,36 \$ US pour les années 2022 à 2030. Drazen a ajouté que le débit devrait chuter à 2 250 kb/j (75 % de la capacité) pour que le droit fondé sur le coût du service atteigne le niveau des droits proposés pour les contrats.

Pour son analyse du coût du service, Drazen a tenu compte des éléments ci-après.

- Un rendement des capitaux propres de 11,5 % sur un ratio capitaux propres-actifs de 45 %. Drazen a expliqué que le rendement des capitaux propres de 13,5 % présumé par Enbridge est considérablement plus élevé que les rendements des capitaux propres d'environ 10 % à 11 % des autres grandes sociétés pipelinières du groupe 1 au cours des cinq dernières années.
- Des prévisions de dépenses en immobilisations qui font exclusion des coûts liés au projet PipeLink, afin de ne pas « compter » le même projet deux fois.

---

<sup>99</sup> Drazen présente la comparaison avec un droit moyen de 5,40 \$ US/b dans sa preuve écrite. Elle est fondée sur un droit contractuel moyen de 5,30 \$ US/b pour 2 700 kb/j de volumes engagés et 6,07 \$ US/b pour 355 kb/j de volumes non engagés en 2022.

- Des prévisions des coûts futurs qui excluent les coûts liés à la vente de la canalisation 10, qui ne devraient pas être inclus, du fait qu'ils ne sont pas récurrents.
- Des rajustements proposés du coût du service qui font baisser les coûts liés à Lakehead et à la canalisation principale au Canada jusqu'à un point où les rajustements liés au choix de marché deviennent nuls.
- L'élimination des coûts liés à la couverture des opérations de change. Drazen a argué qu'il est difficile de voir en quoi les coûts liés aux décisions antérieures en matière de couverture sont pertinents pour les futurs expéditeurs de la canalisation principale au Canada.

M. Makholm a affirmé que les droits applicables aux volumes non engagés fournis à titre d'illustration par Concentric n'ont aucun lien avec une méthode de conception liée au coût du service qui est acceptée au Canada ou aux États-Unis et fondée sur une preuve objective, connue et mesurable. Les droits illustratifs ont été calculés en fonction d'un ensemble d'hypothèses posées subjectivement par Enbridge pour alimenter un modèle pluriannuel de capitalisation des produits financiers. Ni la Régie ni la FERC, ni aucun autre organisme de réglementation de service public en Amérique du Nord, n'établissent des droits ou des tarifs en fonction d'une telle méthode. Selon M. Makholm, le problème fondamental de l'analyse de Concentric est qu'elle est purement subjective.

Le GEC a fait valoir qu'Enbridge devrait être tenue de présenter une demande reposant sur le coût du service pour recalculer les droits exigibles. Une telle demande est nécessaire, en plus des résultats de l'analyse de Drazen, parce que la canalisation principale au Canada n'a pas fait l'objet d'une évaluation du coût du service depuis 26 ans, que l'information sur la qualité du scénario tarifaire est insuffisante et que les rendements réalisés par Enbridge sous le régime de l'ETC sont excessifs.

### *Suncor*

Le groupe Brattle a fait valoir que les droits de la canalisation principale au Canada qui sont présentés dans la demande d'Enbridge dépassent de loin tout niveau raisonnable de droits fondés sur les coûts, comme le montre la figure 4.4 ci-dessous. Brattle a expliqué ce qui suit :

- il évalue à 2,16 \$ CA/b en 2021 le droit fondé sur les coûts, de Hardisty jusqu'à la frontière, soit à moins de la moitié du droit résiduel de référence<sup>100</sup> de 4,39 \$ CA/b;
- le droit lié au coût du service, non rajusté, de 3,00 \$ CA/b, dont Enbridge fait état dans sa demande, est considérablement inférieur au droit résiduel de référence visant la canalisation principale au Canada.

Par conséquent, selon Brattle, les droits du tarif conjoint international proposés par Enbridge pour les services souscrit et non souscrit ne sont pas appropriés et la proposition d'Enbridge de les exiger dans le cadre du service visé par la demande constitue un abus de pouvoir de marché au moyen du service de transport de pétrole par la canalisation principale au Canada.

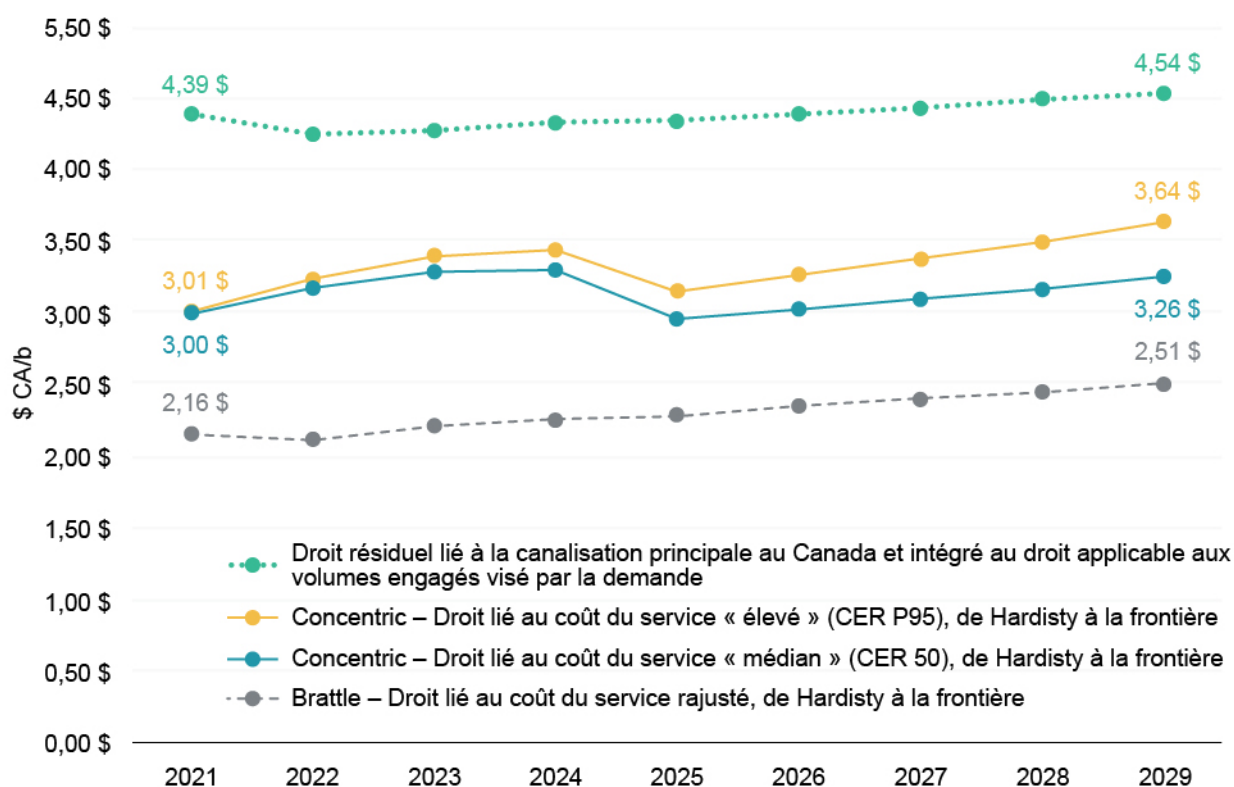
---

<sup>100</sup> Le droit résiduel est la composante du droit du tarif conjoint international qui a trait au transport sur la canalisation principale au Canada. Il correspond à la différence entre le droit de base visé par la demande et le droit local applicable à Lakehead.

Brattle a fait valoir que le caractère raisonnable des droits et des modalités de service sur la canalisation principale au Canada - et non pas sur le réseau principal d'Enbridge, qui comprend Lakehead - relève de la compétence de la Régie. Afin d'évaluer la part du droit de base proposé par Enbridge qui vise la canalisation principale au Canada, par rapport à un droit fondé sur le coût du service pour cette canalisation seulement, il faut isoler l'élément du droit de référence du tarif conjoint international qui est attribuable au transport sur la canalisation principale au Canada de Hardisty jusqu'à la frontière canado-américaine, près de Gretna, au Manitoba.

À partir de son analyse du coût du service, fondée sur les renseignements fournis par Enbridge, Brattle a dérivé une gamme d'estimations raisonnables des droits fondés sur les coûts pour le transport par la canalisation principale au Canada au cours de la période de prévision de 2021 à 2029. La gamme d'estimations correspond à l'engagement d'un expéditeur pour la durée la plus courte, selon la structure de capacité souscrite à 90 % proposée par Enbridge et un débit de 3 055 kb/j.

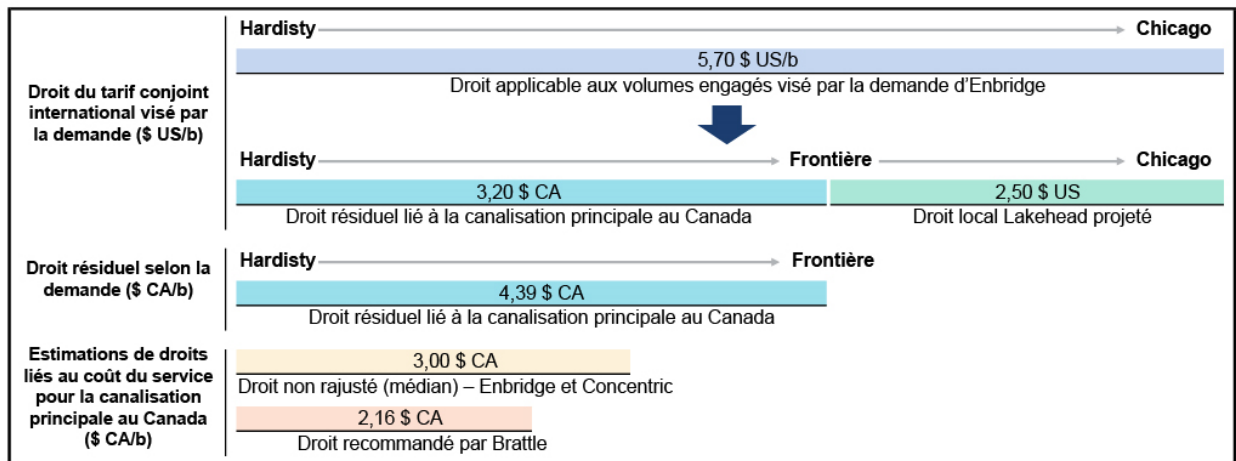
**Figure 4.4**  
**Comparaison de Brattle – Droits résiduels visant la canalisation principale au Canada proposés dans la demande et droits fondés sur le coût du service rajustés calculés par Brattle**



Suncor et Brattle ont fait valoir qu'elles ne jugent pas approprié de comparer les droits proposés par Enbridge à des droits fondés sur le coût du service qui ont été estimés pour une structure de service non souscrit à 100 %, parce qu'une telle analyse reviendrait à comparer des pommes et des oranges.



**Figure 4.5**  
**Illustration du cadre établi par Brattle**



Brattle a conclu que même les estimations élevées de droits fondés sur les coûts sont considérablement inférieures aux droits visant la canalisation principale au Canada proposés par Enbridge, ce qui démontre clairement que les droits visés par la demande ne sont pas appropriés.

Brattle s'est concentré sur un horizon prévisionnel de huit ans pour son analyse des droits fondés sur les coûts applicables à la canalisation principale au Canada, au cours duquel Enbridge enregistrera très certainement des produits financiers liés aux droits sur au moins 90 % de la capacité de cette canalisation du fait que les expéditeurs doivent engager des volumes pour une période minimale de huit ans. Brattle a ajouté que ses calculs s'étendent également jusqu'en 2041.

Brattle a démontré que, selon un scénario reposant sur un débit de 2 750 kb/j, le droit résiduel de référence applicable à la canalisation principale au Canada proposé dans la demande dépasse ses estimations du coût du service dans des proportions de 58 % et 75 % au cours de la période de 2022 à 2029 de même que les propres estimations du coût du service d'Enbridge dans des proportions de 12 % et 24 %.

Pour son analyse du coût du service rajusté, Brattle a tenu compte des éléments ci-après.

- Un rendement des capitaux propres de 13,5 % sur un ratio capitaux propres-actifs de 40 %. De l'avis de Brattle, Enbridge réduit son risque commercial, et les décisions applicables de l'Office ont toujours indiqué qu'un ratio capitaux propres-actifs présumé de 40 % ou moins, jumelé à un rendement des capitaux propres autorisé qui est inférieur à l'hypothèse de 13,5 % de Concentric, produit une indemnisation appropriée pour les pipelines de transport à contrat.
- L'exclusion des coûts en capital de maintien chaque année où des ajouts anormaux de capital ont été faits.
- L'application des économies de coûts et synergiques attribuables à la fusion avec Spectra et d'autres réductions de coûts annoncées, ce qui a fait baisser les coûts d'exploitation et d'administration liés à la canalisation principale au Canada.

- La suppression des rajustements liés au choix de marché, qui, selon Brattle, font gonfler artificiellement le coût de prestation du service.
- L'exclusion des frais de couverture des opérations de change, qui, de l'avis de Brattle, découlent d'une décision financière prise par Enbridge et ne devraient pas être repassés aux expéditeurs.

Suncor estime que les droits du tarif conjoint international devraient tenir compte d'une combinaison du droit fondé sur les coûts visant la canalisation principale au Canada et du droit approuvé par la FERC pour le réseau Lakehead. Elle a insisté pour que la Commission juge qu'en ce qui concerne la canalisation principale au Canada, des droits fondés sur les coûts qui sont justes et raisonnables se situent à la limite inférieure de la gamme d'estimations raisonnables présentées dans la preuve de Brattle, ou près de celle-ci, soit à 2,16 \$ CA/b.

### **3.3.1.2 Réseau Lakehead**

La méthode de conception des droits proposée vise l'ensemble du réseau principal d'Enbridge, y compris le réseau Lakehead, aux États-Unis. Aussi, les parties ont-elles exprimé des points de vue divergents sur la question de savoir si le coût du service sur le réseau Lakehead ou le droit local applicable à celui-ci, qui est approuvé par la FERC, devrait être utilisé dans l'analyse des coûts.

#### **Point de vue d'Enbridge**

Concentric a insisté que la méthode de conception des droits prévus aux contrats relatifs à la canalisation principale au Canada s'applique à l'ensemble du réseau principal d'Enbridge; c'est-à-dire tant à la canalisation principale qu'au réseau Lakehead. La société a fait valoir qu'il est essentiel que toute analyse du coût du service porte sur l'ensemble des coûts comparativement à l'ensemble des produits financiers à tirer de la méthode de conception des droits proposée.

Enbridge et Concentric ont présenté les arguments ci-après.

- Il est faux de croire que les droits actuellement en vigueur pour Lakehead représentent la totalité des coûts de ce réseau; les calculs qui en découlent ne sont donc pas fiables.
- Le droit visant Lakehead ne peut servir pour approximer le coût du service sur ce réseau, parce que les droits applicables à Lakehead actuellement ne sont pas fondés sur le coût du service. Enbridge a déclaré des bénéfices nets insuffisants de 444 millions de dollars américains (« M\$ US ») et de 696 M\$ US à la FERC pour 2019 et 2020 relativement au réseau Lakehead.
- Les droits visant Lakehead peuvent être modifiés, et ils le seront, au cours des 20 prochaines années et si les droits en vigueur ont pu s'éloigner du coût du service actuel, c'est parce que ces droits ne constituent pas une contrainte dans le tarif conjoint international. Or, c'est ce tarif qui détermine les droits réellement exigés pour le service sur le réseau principal.
- Selon les projections, le droit applicable localement à Lakehead devrait se situer à environ 3,05 \$ US/b en 2022.

- Les méthodes suggérées par les intervenants défavorables à la demande n'ont pas été éprouvées en ce qui concerne la fourchette probabiliste de droits ou de rendements pour la période visée par le modèle commercial.

La structure de droits actuelle de Lakehead comprend le droit indexé et le supplément lié aux installations pour tous les barils transportés. L'élément du droit indexé vise à conférer une certaine souplesse pour modifier les droits selon un système d'indexation qui comporte des plafonds. Le mécanisme de supplément lié aux installations permet le recouvrement de coûts associés à certains projets appuyés par les expéditeurs sous forme de supplément au droit indexé. Les coûts liés à chaque projet assujetti au mécanisme et les paramètres selon lesquels ces coûts peuvent être recouverts dans les droits visant Lakehead sont établis par voie de négociation entre Enbridge et l'ACPP. Selon la société, considérer le supplément lié aux installations comme un droit qui est « directement lié à des coûts précis » ou « fondé sur des ententes contractuelles axées sur les coûts » ne tient pas compte du fait que les coûts recouvrables au titre du supplément lié aux installations diffèrent souvent de ceux qui seraient recouverts au moyen de droits fondés sur le coût du service.

### **Point de vue des autres parties**

#### *Parties favorables à la demande*

M. Webb, au nom de Cenovus, a utilisé dans ses calculs un droit qui est fonction du coût du service pour Lakehead plutôt que le droit déjà établi par la FERC. Selon lui, il n'est pas logique, d'un point de vue économique, de calculer le droit en fonction du coût du service en sol canadien seulement. En effet, un service de transport jusqu'à la frontière canado-américaine n'a aucune valeur économique puisque les expéditeurs ne peuvent pas y vendre leur pétrole brut. Par conséquent, aucun expéditeur ne paie de droits pour un service jusqu'à la frontière.

M. Webb a rappelé qu'Enbridge ne demande pas l'autorisation d'offrir un service jusqu'à la frontière. Une partie de la valeur du service offert par Enbridge aux expéditeurs est le transport de leur pétrole brut du Canada jusqu'à des marchés américains. En outre, Enbridge ne recouvre à l'heure actuelle qu'une mince partie de ses coûts liés à la composante Lakehead de son réseau principal; elle pourrait donc présenter une demande d'augmentation des droits à n'importe quel moment pendant la durée de l'entente visant les contrats relatifs à la canalisation principale.

#### *Parties défavorables à la demande*

##### *GEC*

Drazen a fait valoir que Concentric, dans son analyse du coût du service, n'a pas tenu compte du fait que c'est le droit local qui est applicable à Lakehead pour le service prévu au tarif conjoint international, mais a plutôt calculé un paiement hypothétique plus élevé à ce réseau. Drazen a expliqué que, dans l'ensemble, Concentric a calculé que les paiements visant Lakehead se chiffrent à 3 343 M\$, soit à environ 600 M\$ de plus que les prévisions d'Enbridge pour 2022 en ce qui concerne les droits locaux exigibles. Tenir compte du droit local réel applicable à Lakehead, plutôt que du coût du service calculé par Concentric, réduit le droit fondé sur les coûts de 0,91 \$ US/b en 2022.

De plus, intégrer le droit local applicable actuellement à Lakehead et utiliser le droit lié au coût du service de la canalisation principale au Canada d'Enbridge fait passer le droit du tarif

conjoint international à 4,75 \$ US/b en 2022, comparativement à un droit moyen pondéré de 5,40 \$ US/b pour le service souscrit.

Drazen a affirmé que le paiement visant Lakehead est en fait un coût pour la canalisation principale au Canada. Selon lui, il s'agit de ce que certaines autres pipelinières appelleraient des frais pour le « transport par des tiers ». Si l'on surestime le coût lié à Lakehead, cela fait augmenter le droit combiné (droit applicable à la canalisation principale au Canada plus celui visant Lakehead) et donne l'impression que ce coût est plus élevé que le droit contractuel proposé. De plus, si les paiements à Lakehead sont surestimés, les produits de la canalisation principale au Canada sont alors sous-estimés et le rendement des capitaux propres apparent est plus faible.

Drazen est d'avis que le niveau supérieur ou inférieur de bénéfice enregistré par Lakehead n'est pas une question pertinente aux fins de l'instance visée aux présentes. Selon les dispositions de l'accord en vigueur relativement à la canalisation principale au Canada et Lakehead, les droits applicables aux volumes transportés par ce dernier sont les droits locaux. Environ la moitié du droit visant Lakehead est assujettie à des ententes contractuelles fondées sur les coûts conclues avec les expéditeurs; le reste est fondé sur un droit indexé par baril. Si Enbridge croit que le bénéfice net de Lakehead est trop faible, elle peut présenter à la FERC une demande d'augmentation des droits.

Drazen a fait valoir que les droits visant Lakehead sont fondés sur la combinaison d'un droit indexé et de frais dérivés du mécanisme de supplément lié aux installations, qui sont fonction de diverses ententes d'établissement des coûts conclues entre Lakehead et les expéditeurs, lesquelles précisent la durée d'amortissement et le rendement des capitaux propres. D'après Drazen, les expéditeurs s'attendraient à ce que toute évaluation des droits fondés sur les coûts respecte ces ententes. L'évaluation de Concentric n'en tient toutefois pas compte, ce qui entraîne un traitement tarifaire inexact visant Lakehead et, par conséquent, des coûts artificiellement élevés pour le réseau principal.

### *Suncor*

Brattle a affirmé qu'Enbridge est censée calculer le coût du service sur un réseau combiné, le réseau principal d'Enbridge, qui comprend la canalisation principale au Canada et le réseau Lakehead. Le groupe a fait valoir que, dans la mesure où Enbridge sollicite l'approbation de droits de transport au-delà d'une frontière internationale, la Régie n'a compétence que pour déterminer le caractère juste et raisonnable des droits, fondés sur les coûts ou sur tout autre élément, qui s'appliquent au transport en sol canadien.

Brattle a déclaré que Concentric a créé un besoin en produits distinct pour le réseau Lakehead, qui n'a aucun rapport avec la façon dont la société affiliée d'Enbridge, Enbridge Energy, Limited Partnership, établit les droits et tire des produits du service sur le réseau américain Lakehead, conformément aux mécanismes de tarification approuvés par la FERC. Le groupe a soutenu qu'une telle façon de faire ne tient pas compte des pratiques établies pour la répartition, entre la canalisation principale au Canada et Lakehead, des produits enregistrés au titre des droits du tarif conjoint international, lequel précise que ce sont les droits locaux applicables à Lakehead qui déterminent correctement la partie des produits tirés du transport international qui doit être imputée au réseau.

Brattle a fait valoir que parce qu'Enbridge conçoit les droits pour l'ensemble de son réseau principal, les droits « fondés sur les coûts » qui en résultent, dans le tarif conjoint international, supposent un niveau de recouvrement des coûts du réseau Lakehead qui dépasse le niveau

fixé par les mécanismes de tarification en vigueur, lesquels ont été approuvés par la FERC. Le fait de dissocier le tarif conjoint international de ses composantes de droits applicables localement à la canalisation principale au Canada et au réseau Lakehead oblige la Régie à juger du caractère approprié de la méthode de conception des droits proposée par Enbridge pour les réseaux combinés, y compris les nouveaux calculs hypothétiques du coût du service pour Lakehead. Ce faisant, la Régie serait forcée de se prononcer sur le caractère raisonnable des décisions de la FERC concernant la base de recouvrement des coûts liés au réseau Lakehead. Brattle a fait valoir que cela pourrait créer un conflit dans les décisions de deux organismes de réglementation différents au sujet des droits justes et raisonnables pour recouvrer les coûts liés à un même réseau.

Les nouveaux droits fondés sur le coût du service par Lakehead, qu'Enbridge a calculés, sont supérieurs de 16 % et de 23 % aux droits locaux perçus en 2019 et 2020 respectivement, conformément aux tarifs locaux d'Enbridge Energy, Limited Partnership, lesquels ont été approuvés par la FERC. Brattle a par ailleurs soutenu que ses calculs pour la durée du contrat, soit de 2021 à 2029, indiquent que les « droits fondés sur le coût du service sur Lakehead » projetés par Enbridge sont de 9 % supérieurs aux droits locaux projetés pour 2021 et de 22 % à 24 % supérieurs pour la période de 2022 à 2029.

Pour évaluer les droits visant la canalisation principale au Canada et les composantes des droits du tarif conjoint international qu'Enbridge a inclus dans sa demande, Brattle a comparé le niveau des droits résiduels visant la canalisation principale au Canada (qui correspond à la différence entre les droits du tarif conjoint international proposé moins les droits locaux applicables à Lakehead, selon la méthode de conception en vigueur) au niveau des droits fondés sur les coûts (dérivés des besoins en produits pour la canalisation principale au Canada et des calculs de conception des droits).

Pour dériver le droit résiduel visant la canalisation principale au Canada de Hardisty jusqu'à la frontière, Brattle a d'abord projeté le droit local applicable à Lakehead de la frontière jusqu'à Chicago. Le droit local applicable à Lakehead de la frontière jusqu'à Chicago devait se chiffrer, selon les projections, à 2,50 \$ US/b en 2021. Brattle a ensuite soustrait le tarif local projeté pour Lakehead du droit de base visé par la demande, pour arriver à une estimation de la composante relative à la canalisation principale au Canada du droit de base du tarif conjoint international visé par la demande. En 2021, la composante attribuable à la canalisation principale au Canada du tarif conjoint international visé par la demande est de 4,39 \$ CA/b, comparativement à un droit fondé sur les coûts pour cette canalisation qui se situe entre 2,16 \$ CA/b et 3,00 \$ CA/b.

De plus, intégrer le droit local applicable actuellement à Lakehead et utiliser le droit lié au coût du service de la canalisation principale au Canada non rajusté d'Enbridge fait passer le droit du tarif conjoint international à 4,69 \$ US/b en 2021, comparativement au droit de base applicables aux volumes engagés proposé de 5,70 \$ US/b. Brattle a fait valoir que la projection d'Enbridge d'un droit local de 3,05 \$ US/b pour Lakehead en 2022 repose sur des spéculations et sur une supposition qu'Enbridge Energy, Limited Partnership recevrait tous les allègements tarifaires sollicités dans les demandes d'approbation des droits exigibles en 2021 qu'elle a présentées à la FERC, lesquelles sont contestées, et ce, même si la FERC n'a pas encore rendu de décision relativement à ces demandes.

### 3.3.2 Projections de rendement des capitaux propres

Les parties ne se sont pas entendues sur la question de savoir si les droits proposés produiraient des rendements des capitaux propres raisonnables.

#### Point de vue d'Enbridge

De l'avis de Concentric, la meilleure façon de quantifier le risque d'Enbridge en ce qui a trait aux contrats relatifs à la canalisation principale consiste à estimer la répartition du rendement des capitaux propres après impôt pour cette canalisation, en fonction de la fourchette de droits pouvant découler de la méthode de conception proposée et de la fourchette de coûts et de risques qu'Enbridge serait susceptible d'assumer pendant la durée du cadre commercial.

Concentric a fait valoir que même s'il est impossible de connaître le rendement des capitaux propres après impôt réel d'Enbridge pour une année donnée selon la méthode de conception des droits proposée pour les contrats relatifs à la canalisation principale, son analyse révèle qu'Enbridge assume un niveau de risque élevé suivant le cadre commercial. Son examen de haut niveau des estimations récentes du coût du capital lié aux oléoducs et aux gazoducs démontre que la répartition des rendements des capitaux propres après impôt projetés est proportionnelle aux risques. Pour évaluer adéquatement la répartition du risque entre les expéditeurs et Enbridge, il faut examiner la fourchette de résultats d'Enbridge qui dépassent son coût du capital, que Concentric a estimé à 13,5 %, ou qui y sont inférieurs.

La société-conseil a expliqué qu'elle a élaboré conjointement avec Enbridge un modèle simplifié d'estimation des bénéfices liés à la canalisation principale afin de faire une estimation de haut niveau de l'évolution des bénéfices après impôt projetés d'Enbridge pendant la durée des contrats relatifs à la canalisation principale si l'on tient compte de différents scénarios de réalisation des risques. Ce modèle et le modèle simplifié du coût du service entièrement non souscrit - exception faite du rendement des capitaux propres, des horizons de planification économique et de la politique de capitalisation, dont il est question à la section 4.3.1 (Comparaison avec des droits liés au coût du service) - reposent sur les mêmes hypothèses de risque concernant les coûts, les dépenses en immobilisations, les hypothèses financières et les impôts. Les modélisations tiennent compte des mêmes baisses de débit hypothétiques.

Les projections de Concentric révèlent que, selon le « meilleur scénario », le rendement des capitaux propres après impôt pour le réseau principal d'Enbridge (canalisation principale au Canada et réseau Lakehead) pourrait se situer dans une fourchette approximative de 2 % à 17 % au cours des 20 prochaines années. Si l'on examine les deux niveaux de débit inférieur présentés ci-dessous, l'analyse montre que les rendements des capitaux propres réalisés pourraient varier de -2 % à 15 %. Concentric a conclu qu'en raison de l'écart entre les rendements possibles, il est beaucoup plus probable que les rendements soient inférieurs à ceux du marché.

Enbridge a également présenté des projections de rendement des capitaux propres pour la canalisation principale au Canada seulement, qui montraient que, selon le meilleur scénario, soit un débit de 3 055 kb/j, ces rendements pourraient osciller entre -13,41 % et 19,13 %. Si l'on applique un scénario où le débit est de 2 250 kb/j, les rendements pourraient se situer entre -19,75 % et 8,67 %.

Enbridge estime qu'il est approprié de tenir compte des risques qu'elle assume à l'égard de son réseau principal, y compris du rendement des capitaux propres du réseau Lakehead puisque

celui-ci fait partie du réseau principal tout comme la canalisation principale au Canada, dans les projections relatives à la fourchette des rendements des capitaux propres qu'elle pourrait réaliser. Par conséquent, si la méthode de conception des droits proposée vise l'ensemble de son réseau principal, l'évaluation du caractère approprié de la méthode doit tenir compte des rendements et des risques pour l'ensemble du réseau.

### Point de vue des autres parties

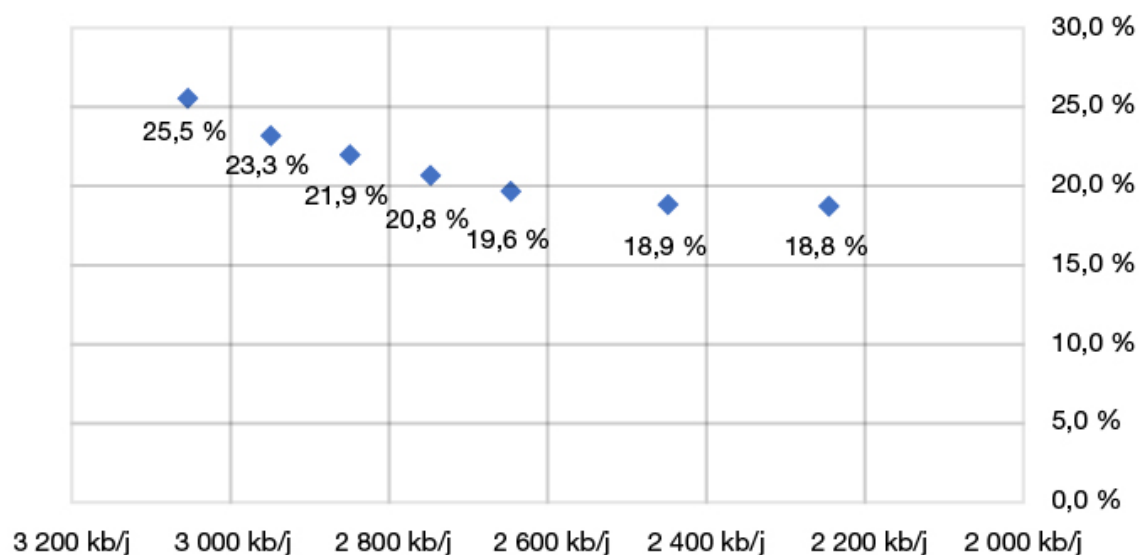
#### Parties défavorables à la demande

Drazen, au nom du GEC, a déclaré que l'analyse de Concentric comprenait une évaluation du rendement des capitaux propres que la canalisation principale au Canada est susceptible de produire selon les modalités des contrats proposés. Dans cette analyse, le droit contractuel proposé est l'intrant et le rendement (produits financiers moins charges) et le rendement des capitaux propres qui en découlent sont le résultat. Si l'on soustrait des produits contractuels les paiements à Lakehead, on obtient les produits de la canalisation principale au Canada. Ainsi, si les paiements à Lakehead sont surestimés, les produits de la canalisation principale au Canada sont alors sous-estimés et le rendement des capitaux propres apparent est plus faible.

Drazen a précisé que selon toute attente, Enbridge réaliserait un rendement des capitaux propres de 25,5 % sur la canalisation principale au Canada en 2022, si le débit est de 3 055 kb/j. Selon un scénario où le débit est d'environ 2 200 kb/j, le rendement des capitaux propres réalisé par la canalisation principale au Canada se chiffrerait à environ 18,8 %. Selon Drazen, Enbridge est à l'abri du risque de baisse et conserve la possibilité de hausse si le débit dépasse les volumes souscrits.

**Figure 4.6**

**Drazen – Rendement des capitaux propres de la canalisation principale au Canada comparativement au débit, selon les droits contractuels proposés**



Selon les estimations de Drazen, le rendement des capitaux propres de la canalisation principale au Canada pourrait se situer entre 22 % et 30 % pendant la période de 2022 à 2030, compte tenu des prévisions de débit du GEC, et entre 25,5 % et 30 %, compte tenu de ces prévisions, mais exception faite de KXL. Ces rendements se comparent au rendement des

capitaux propres de 11,5 % que Drazen a jugé raisonnable dans son analyse du coût du service. M. Makhholm a soutenu qu'au Canada, la norme jurisprudentielle établie par l'arrêt *Northwestern Utilities* définit la norme du rendement équitable comme étant le rendement d'autres entreprises présentant un risque correspondant.

Comme le résume la section 4.3.1.2 (Réseau Lakehead), Drazen a fait valoir que Concentric a négligé le fait que conformément au tarif conjoint international, le droit applicable à Lakehead est le droit local. Concentric a plutôt calculé un paiement hypothétique, plus élevé, à Lakehead. Aussi, les produits résiduels de la canalisation principale au Canada s'en trouvent-ils réduits artificiellement, de même que le rendement des capitaux propres.

Drazen a ajouté que les droits exigés à l'heure actuelle par Enbridge suivant l'ETC dépassent largement le coût du service et, par conséquent, ne constituent pas une base appropriée pour l'instauration d'une tarification incitative. Drazen a soutenu que si l'on fait abstraction des effets créés par l'inclusion, dans le dénominateur, des capitaux propres liés au remplacement de la canalisation 3 ainsi que des effets des pertes de couverture réalisées, on voit que les droits prévus à l'ETC étaient suffisants pour procurer un rendement des capitaux propres de 25 % pendant la période de 2017 à 2019. Ce rendement se chiffrait à 31 % en 2019.

### **3.3.3 Pertinence d'ajouter des points de référence pour évaluer les droits**

Certaines parties ont suggéré que la Commission prenne en considération d'autres points de référence, comme les droits prévus à l'ETC ou la compétitivité des droits sur le marché, pour évaluer si les droits proposés par Enbridge sont justes et raisonnables. D'autres parties ont contesté la pertinence d'ajouter des points de référence.

#### **3.3.3.1 Comparaison avec les droits prévus à l'ETC**

##### **Point de vue d'Enbridge**

L'ETC, a expliqué Enbridge, est un cadre de tarification négocié sur 10 ans visant la canalisation principale au Canada. Elle fixe les droits de transport, lesquels font l'objet d'un rajustement annuel à raison de 75 % de l'indice du PIB aux prix du marché. À part ce rajustement, la modification des droits n'est possible qu'en de rares circonstances.

Enbridge a estimé à 5,346 \$ US/b le droit de sortie prévu à l'ETC pour le transport de pétrole lourd de Hardisty à Chicago (droit de l'ETC en vigueur le 30 juin 2021), ce qui est comparable aux droits visés par la demande : droit de base de 5,70 \$ US/b, droit le plus faible applicable aux volumes engagés, remises comprises, de 5,11 \$ US/b, droit applicable aux volumes non souscrits de 5,99 \$ US/b et droit moyen visant les contrats relatifs à la canalisation principale de 5,237 \$ US/b.

Enbridge a affirmé que les droits de sortie prévus à l'ETC, rajustés, dépendent d'éléments différents : structure commerciale, structure de change, gammes de services offerts, modalités d'accroissement de la capacité, conception des droits, structure de supplément et relation risque-rémunération. Enbridge est d'avis que toute comparaison de ces droits avec les droits des contrats relatifs à la canalisation principale, qui sont des estimations ponctuelles et ne tiennent pas compte de la fourchette d'incertitude qui existe dans le cadre de ces contrats, doit être faite avec le plus grand soin.



Aux observations du GEC selon lesquelles le rendement des capitaux propres de la canalisation principale au Canada est excessif aux termes de l'ETC, Enbridge a répondu qu'une évaluation adéquate est impossible si on ne se penche que sur les rendements de cette canalisation, puisque l'ETC fixe les droits pour l'ensemble du réseau principal pour une période de 10 ans. La société estime que, pour l'ensemble de son réseau principal, les dispositions de l'ETC n'ont pas donné lieu à un rendement des capitaux propres qui est excessif. À preuve, le cumul du rendement des capitaux propres moyen sur l'ensemble du cycle de vie est, selon l'ETC, de 10,82 % en 2020. Concentric a concédé que la hauteur du rendement des capitaux propres déclaré relativement à la canalisation principale au Canada ces dernières années peut sembler déraisonnable, mais que cela s'explique par le fait que les produits tirés du tarif conjoint international qui sont imputables à Lakehead sont artificiellement exclus parce que le droit applicable à ce réseau peut ne pas être fondé sur les coûts.

### **Point de vue des autres parties**

#### **Parties favorables à la demande**

M. Webb, au nom de Cenovus, a soutenu qu'il faudrait accorder le plus de poids à la comparaison avec les droits prévus à l'ETC, parmi tous les points de référence pour comparer les droits potentiels, parce qu'il s'agit de l'entente négociée qui est en vigueur actuellement. Il a fait valoir que les droits des contrats relatifs à la canalisation principale sont du même ordre que ceux qui étaient prévus à l'ETC et que tous les expéditeurs se sont entendus sur ces droits.

#### **Parties défavorables à la demande**

Le GEC a plaidé que les droits exigibles sur le réseau principal semblent avoir engendré ce qui doit être considéré comme un taux de rendement élevé pour une entité réglementée, pendant la plus grande partie de la durée de l'ETC, et qu'ils ne tiennent plus compte du coût du service et des principes de rendement équitable qui devraient s'appliquer aux monopoles réglementés. Enbridge a connu une remontée très rentable en appliquant les droits établis dans l'ETC pour 2011 à des volumes qui ont augmenté de façon constante depuis l'entrée en vigueur du règlement.

Le GEC a soutenu qu'il est inapproprié qu'Enbridge justifie le droit de base par les droits les plus élevés prévus à l'ETC parce que la preuve concernant les rendements actuels selon l'ETC révèle que les rendements réalisés par la société à l'égard de la canalisation principale au Canada, soit de 25 % à 30 %, sont excessifs et déphasés par rapport aux rendements des pipelines réglementés.

CCRL et FCL ont jugé inexacte<sup>101</sup> l'affirmation d'Enbridge selon laquelle les droits des contrats relatifs à la canalisation principale n'augmenteraient que de 13 % au cours des dix premières années, car elle semble exclure la première année des contrats, qui constitue à elle seule une augmentation considérable par rapport aux droits prévus actuellement à l'ETC. Les droits

---

<sup>101</sup> CCRL et FCL ont fait valoir que la déclaration d'Enbridge et l'exemple donné en réponse à la demande de renseignements 4.4d) de la Régie voulant que les droits des contrats relatifs à la canalisation principale n'augmenteraient que de 13 % au cours des dix premières années sont inexacts et que la pièce jointe 4.4d) de cette réponse semble exclure la première année des contrats relatifs à la canalisation principale, qui constitue à elle seule une augmentation considérable par rapport aux droits prévus actuellement à l'ETC.

s'accroîtraient de près de 50 % comparativement aux droits actuels<sup>102</sup> et même les droits de sortie prévus à l'ETC seraient susceptibles de s'apprécier, et ce, d'un pourcentage pouvant atteindre 31 %.

### **3.3.3.2 Compétitivité des droits**

#### **Point de vue d'Enbridge**

Enbridge a assis les contrats relatifs à la canalisation principale sur sa compréhension que tant l'Office que la Régie rendent des décisions précisant que les pipelinières ont la responsabilité de gérer le risque fondamental et d'éviter les coûts non récupérables. Enbridge a fait valoir qu'il serait illogique pour elle d'offrir des droits, des modalités et des conditions dans le cadre des contrats relatifs à la canalisation principale qui, selon elle, ne sont pas concurrentiels par rapport aux solutions de rechange disponibles. De même, les expéditeurs qui ont participé aux négociations et qui ont volontairement choisi d'appuyer la demande devant la Régie ne l'auraient pas fait s'ils pensaient que les droits, les modalités et les conditions proposés ne sont pas concurrentiels par rapport aux solutions de rechange.

Grâce aux droits visés par la demande, Enbridge offrirait le parcours le moins coûteux pour le service non souscrit comme pour le service souscrit à destination de Chicago, tant pour le pétrole brut lourd que le léger. En ce qui concerne le transport de pétrole brut lourd jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique, le parcours Enbridge-Flanagan South serait le plus bas selon les droits applicables aux volumes engagés et son niveau de compétitivité selon les droits applicables aux volumes non engagés dépendrait du niveau où Keystone choisirait d'établir ses droits fondés sur les prix du marché.

#### **Point de vue des autres parties**

##### *Parties favorables à la demande*

M. Webb, au nom de Cenovus, a affirmé qu'il serait approprié de comparer les droits proposés avec les autres droits exigés sur le marché, car cela démontrerait leur compétitivité. Il a avancé que les droits des contrats relatifs à la canalisation principale sont inférieurs à ceux exigés par les sociétés pipelinières concurrentes, telles que Keystone pour la livraison dans le Midwest américain.

##### *Parties défavorables à la demande*

Selon Suncor, le droit de base n'est pas un droit concurrentiel. Par conséquent, aucun des droits dérivés du droit de base n'est concurrentiel. Le fait que les droits proposés par Enbridge sont inférieurs à ceux qui sont actuellement exigés par d'autres pipelinières sur le marché concentré du transport de pétrole brut hors BSOC, où Enbridge admet détenir une position dominante, ne rend pas ces droits « concurrentiels » selon la définition donnée à cet adjectif par l'Office dans les Motifs de décision RH-003-2011.

Même si les pipelinières concurrentes doivent exiger des droits très élevés pour recouvrer les coûts liés à la prestation du service, cela ne permet pas à Enbridge de fixer ses droits à un

---

<sup>102</sup> CCRL et FCL ont soutenu qu'elles prévoient une augmentation des droits de transport de pétrole brut pouvant atteindre 46 % sous le régime des contrats relatifs à la canalisation principale.

niveau qui dépasse ses coûts liés à la prestation du service et de les qualifier de « concurrentiels » parce qu'ils sont inférieurs aux droits exigés par la concurrence. Suncor n'est pas au courant qu'une autorité ait jamais soutenu qu'un droit concurrentiel peut être plus élevé que le coût de la prestation du service.

### **3.3.4 Analyse et constatations de la Commission**

L'article 230 de la LRCE précise que tous les droits doivent être justes et raisonnables. Puisqu'elle n'a pas été en mesure de dégager des signaux fiables de l'appui massif général des parties prenantes pendant l'instance pour ce qui est de la méthode de conception des droits proposée par Enbridge, la Commission s'est concentrée sur les renseignements fournis au sujet des coûts pour évaluer si cette méthode donnerait lieu à des droits justes et raisonnables. Les parties à l'instance ont utilisé les renseignements sur les coûts pour dériver des droits illustratifs liés au coût du service et les comparer aux droits proposés pour les contrats relatifs à la canalisation principale. Pour évaluer les droits liés au coût du service fournis à titre d'illustration, la Commission a examiné tous les coûts, tels que ceux relatifs au rendement des capitaux propres, l'amortissement et les coûts d'exploitation et d'administration, et elle a examiné les hypothèses quant au débit. Des renseignements semblables ont aussi été utilisés par les parties pour faire des projections de rendements des capitaux propres que pourrait enregistrer Enbridge selon la méthode d'établissement des droits proposée.

La méthode de conception des droits proposée dans la demande fixerait en grande partie les droits applicables aux volumes engagés pour une période pouvant atteindre 20 ans, ce qui exige de nombreuses hypothèses pour prévoir les coûts et les résultats éventuels sur une longue période. Par ailleurs, le fait que la méthode de conception des droits proposée s'appliquerait à l'ensemble du réseau principal d'Enbridge, c'est-à-dire au réseau Lakehead également, a ajouté à la complexité de l'évaluation des droits, des produits et des coûts liés à la canalisation principale au Canada, dont les installations sont les seules qui relèvent de la Régie.

Lorsqu'elle doit évaluer une méthode de conception des droits à long terme, la Commission ne se préoccupe pas outre mesure que l'analyse repose sur une distribution probabiliste des droits liés au coût du service et des rendements attendus, malgré les limites d'une telle analyse sur une période de 20 ans. Elle se préoccupe surtout de la proposition d'Enbridge d'appliquer la méthode de conception des droits à l'ensemble du réseau principal, y compris au réseau Lakehead aux États-Unis, et du fait que les droits établis n'auraient aucun lien véritable avec les droits locaux, que ce soit au Canada ou aux États-Unis, ou ne seraient pas rajustés en fonction d'eux. L'utilisation des coûts projetés pour le réseau Lakehead ou des droits locaux a une incidence importante sur la comparaison avec des droits liés au coût du service et sur les rendements des capitaux propres projetés. Dans l'ensemble, la Commission est préoccupée par les facteurs relatifs aux produits et coûts visant le réseau Lakehead - de même que par les répercussions de ces facteurs sur la canalisation principale au Canada, comme il est expliqué ci-dessous - et elle se demande si les droits proposés entraîneraient des rendements raisonnables et ne dépasseraient pas de façon excessive et continue les droits liés au coût du service sur la canalisation principale au Canada. Bien que la Commission ait aussi examiné d'autres hypothèses relatives aux coûts, ses principales préoccupations au sujet de la demande portent sur des questions découlant des hypothèses posées relativement au réseau Lakehead.

La Commission signale qu'elle a rejeté d'emblée certains points de référence dans son évaluation, notamment les suivants :

- un point de référence pour comparer les droits proposés par Enbridge et les droits prévus à l'ETC – les droits prévus à l'ETC ont été négociés par les parties il y a plus de dix ans et le poids accordé à une comparaison avec ces droits signifierait dans les faits que ce dont les parties ont convenu dans l'ETC demeure en vigueur après l'expiration de celle-ci. En outre, les modalités de l'ETC précisent que la méthode de conception, et les droits en résultant, ne préjugent pas de la position que les parties pourraient adopter une fois l'entente arrivée à échéance;
- un point de référence pour comparer les droits proposés par Enbridge et les droits exigés par les pipelinières concurrentes – la Commission estime qu'Enbridge ne devrait pas être en mesure d'exiger un droit d'un niveau pouvant atteindre celui de ses concurrentes, qu'il soit rajusté en fonction de la qualité, d'une caractéristique ou autrement. Il ne serait pas raisonnable qu'Enbridge exige des droits qui dépassent considérablement son coût du service, même s'ils sont concurrentiels par rapport aux droits exigés par d'autres pipelinières.

En ce qui a trait aux divers modèles de coûts déposés pendant l'instance, la Commission est d'avis qu'une comparaison des droits proposés par Enbridge avec les droits liés au coût du service fournis à titre d'illustration, ainsi qu'une comparaison des rendements des capitaux propres projetés, compte tenu d'une même capacité souscrite à 90 %, avec ceux dérivés des droits liés au coût du service, sont essentielles pour évaluer si la méthode de conception des droits proposée par Enbridge donnerait lieu à des droits justes et raisonnables. Une telle analyse peut être un moyen objectif, équitable et transparent de vérifier dans quelle mesure la méthode de conception des droits produirait un résultat équilibré pour Enbridge et les expéditeurs, ainsi que pour les autres parties touchées.

La Commission ne juge pas utile de comparer les droits proposés pour les contrats relatifs à la canalisation principale aux droits liés au coût du service selon un autre modèle commercial basé sur une capacité entièrement non souscrite, mais compte tenu d'hypothèses très différentes en ce qui a trait à l'horizon de planification économique, aux taux d'amortissement qui en découlent et à la politique de capitalisation. Elle n'est par ailleurs pas convaincue que les hypothèses avancées par Enbridge quant à l'horizon de planification économique, les taux d'amortissement qui en découlent et la politique de capitalisation soient justifiées selon un modèle où la totalité de la capacité de transport est offerte en service non souscrit. Les risques auxquels s'expose Enbridge ont été étudiés en détail pendant l'instance et sont abordés à la section 3.4.1 (Exposition au risque d'Enbridge). Bien qu'Enbridge soit exposée à un certain risque lié au volume en ce qui concerne les pipelines concurrents et la décarbonation, la preuve ne corrobore pas pour le moment les importantes diminutions de débit qui justifieraient un horizon de planification économique de 20 ans aux fins de recouvrement du capital ou qui exigeraient de passer en charges les dépenses liées à la préservation et à l'intégrité du capital.

En ce qui a trait aux renseignements sur les coûts fournis pendant l'instance, les analyses présentées par Concentric et M. Webb, au nom d'Enbridge et de Cenovus respectivement, projettent des coûts liés au réseau Lakehead pouvant dépasser considérablement les produits générés par les droits applicables localement à Lakehead, qui sont autorisés par la FERC. Les estimations de Drazen, au nom du GEC, établissent la différence à 637 M\$ US en 2022<sup>103</sup>. Brattle, au nom de Suncor, a souligné que les droits liés au coût du service projetés par

---

<sup>103</sup> Selon les estimations de Drazen, le droit fondé sur les coûts serait réduit de 0,91 \$ US/b s'il tient compte du droit local en vigueur pour Lakehead plutôt que du coût du service calculé par Concentric pour 2022.

Enbridge à titre d'illustration pour le réseau Lakehead seraient de 22 % à 24 % supérieurs aux droits applicables localement à ce réseau de 2022 à 2029. La société a répondu qu'il n'est pas pertinent de tenir compte des droits locaux visant Lakehead dans l'évaluation du coût du service, car ces droits ne reflètent pas les coûts actuels.

La Commission est d'avis que les droits applicables localement à Lakehead sont un facteur essentiel à prendre en considération dans l'évaluation des droits du tarif conjoint international. Elle juge convaincantes les analyses de Brattle et de Drazen, parce qu'elles ont montré qu'ajouter un droit fondé sur les coûts liés à la canalisation principale au Canada au droit local applicable à Lakehead, même compte tenu des hypothèses d'Enbridge quant aux coûts liés à cette canalisation, entraînerait un droit du tarif conjoint international sensiblement moins élevé que le droit de base proposé ou que le droit moyen pondéré des contrats. Bien que les produits tirés des droits locaux visant Lakehead, autorisés par la FERC, puissent différer des coûts pouvant être recouverts par l'entremise d'une instance sur le coût du service, il n'est pas approprié que la Commission étudie de telles questions. La Commission refuse de présumer que les droits locaux visant Lakehead sont sensiblement différents des droits liés au coût du service (c'est-à-dire inférieurs) parce que le réseau Lakehead n'est pas réglementé par la Régie. En outre, les projections de Concentric sur les possibilités de rendement des capitaux propres supposent des coûts beaucoup plus élevés que les produits recouvrables au titre des droits locaux visant Lakehead. Bien qu'Enbridge ait présenté à la FERC une demande d'augmentation des droits applicables localement à Lakehead, qui correspondent davantage aux projections de coûts de Concentric, les droits demandés font l'objet de protestations et d'interventions et, en date de la clôture du dossier de l'audience RH-001-2020, la FERC n'avait pas encore rendu de décision sur les questions devant elle.

Compte tenu des niveaux des droits applicables localement à Lakehead, la démarche actuelle d'Enbridge pour la répartition des produits générés par le tarif conjoint international entre les deux composantes du réseau principal, selon laquelle si les produits générés par ce tarif sont supérieurs à ceux générés par les droits applicables localement à Lakehead, la différence sera imputée à la canalisation principale au Canada, est source de préoccupations pour la Commission parce que les rendements réalisés par la canalisation principale au Canada pourraient être constamment supérieurs à des niveaux raisonnables<sup>104</sup>. La Commission prend acte du point de vue d'Enbridge selon lequel il faudrait tenir compte du rendement global du réseau principal plutôt qu'en fonction de son rapport avec des droits locaux théoriques. Elle a toutefois la responsabilité de veiller à ce que les droits et les rendements de la canalisation principale au Canada soient justes et raisonnables. Elle juge problématique, dans le contexte d'une demande fortement contestée, l'approche adoptée par Enbridge pour établir des droits visant le parcours complet, et l'opacité qui en résulte en ce qui concerne les installations qui relèvent de la Régie.

La Commission a fait preuve de prudence dans son évaluation de la question d'établir les droits pour une période de 20 ans, particulièrement en raison du niveau d'opposition à la proposition d'Enbridge, qui ne prévoit pas de composantes de droits variables, de recalculs périodiques des droits ou d'autres mécanismes du genre. Dans une analyse probabiliste des droits liés au coût du service et des rendements en résultant, Concentric a modélisé l'incertitude à long terme des coûts, selon plusieurs scénarios de débit. L'analyse probabiliste est certes utile pour évaluer la

---

<sup>104</sup> Selon Enbridge, un rendement des capitaux propres raisonnable pour l'ensemble de son réseau principal, compte tenu du profil de risque, serait de 13,5 %.

méthode proposée par rapport à une analyse ne portant que sur une année, mais elle est limitée en ce qu'une période de 20 ans comporte une grande incertitude.

Dans une large mesure, la combinaison des facteurs que sont la méthode proposée pour l'établissement du tarif conjoint international, l'incertitude et la disparité entre les droits applicables à Lakehead et les coûts liés à ce réseau, ainsi que l'approche utilisée pour établir des droits fixes à long terme pour une période de 20 ans entrave la capacité de déterminer si la méthode proposée produirait des droits justes et raisonnables pour la canalisation principale au Canada, compte tenu des coûts. Néanmoins, la Commission est persuadée que la preuve disponible montre que les droits proposés pourraient entraîner des rendements déraisonnables et dépasser de façon excessive et continue les droits liés au coût du service sur la canalisation principale au Canada.

Pour le moment, la Commission n'exige pas d'Enbridge qu'elle présente une demande d'approbation de droits liés au coût du service pour faire suite à la présente décision. Elle est consciente qu'une telle demande représenterait probablement un fardeau et que l'établissement de tels droits ne serait peut-être pas optimal pour toutes les parties, notamment sur les plans de l'innovation, de la répartition et du partage des risques et de l'incitation à réduire les coûts. Elle donne aux parties la possibilité de négocier les droits après la publication de sa décision sur les contrats relatifs à la canalisation principale et dans le contexte de celle-ci. Bien que certaines parties aient demandé un recalcul des droits visant la canalisation principale au Canada en fonction des coûts, la Commission souligne qu'un tel recalcul peut être effectué comme il se doit dans le cadre de négociations et non pas seulement au moyen d'une demande d'autorisation de droits liés au coût du service fondée sur la qualité du scénario tarifaire. La Commission est d'avis qu'Enbridge, ses expéditeurs et ses parties prenantes sont les mieux placés pour concevoir des solutions pour l'établissement des droits visant la canalisation principale au Canada à l'avenir. Si les négociations échouent, la méthode d'établissement de droits liés au coût du service demeure une option pour Enbridge et pour les parties prenantes qui s'adressent à la Commission pour obtenir une mesure.

### **3.4 Méthode d'établissement du tarif conjoint international**

Un tarif conjoint international prévoit qu'un seul droit sera facturé pour le transport par de multiples pipelines internationaux. Ce type de tarif, qui n'est pas particulier au réseau principal d'Enbridge, peut être calculé de diverses façons; par exemple, en additionnant deux droits approuvés et en les facturant dans une seule devise. Il peut être utile de procéder ainsi pour simplifier l'établissement des droits visant un pipeline international. Tel qu'il est indiqué à la section 2.2.2 (Aperçu du réseau principal d'Enbridge), le réseau principal d'Enbridge comprend la canalisation principale au Canada, qui est réglementée par la Régie, et le réseau Lakehead, qui relève de la FERC. Les droits applicables localement sont approuvés par l'organisme de réglementation compétent, mais les expéditeurs s'intéressent habituellement au total des droits qu'ils devront payer plutôt qu'à deux parties des droits.

Certains intervenants ont mis en doute la pertinence de la méthode proposée par Enbridge pour établir le tarif conjoint international et la compétence de la Commission pour approuver une telle méthode.

#### **Point de vue d'Enbridge**

Enbridge a demandé à la Commission d'approuver une méthode de conception des droits qui établirait les droits du tarif conjoint international visant son réseau principal et les droits du tarif

local canadien. La FERC pratique une politique selon laquelle les droits d'un tarif conjoint international ne peuvent, sans sa permission spéciale, dépasser la somme des droits intermédiaires locaux pour un même transport. Pendant l'instance, cette politique a également été appelée le « critère de la somme des parties » de la FERC. Pour s'assurer que les droits de service non souscrit du tarif conjoint international sont conformes aux exigences de la FERC, Enbridge rajusterait les droits de service non souscrit du tarif local canadien au départ de points de réception au Canada jusqu'à la frontière internationale, près de Gretna au Manitoba, dans l'éventualité où la somme des droits de service non souscrit du tarif local canadien et des droits du tarif local pour le réseau Lakehead ne serait pas supérieure ou égale aux droits de service non souscrit du tarif conjoint international en vigueur pendant l'année en question. Enbridge a expliqué qu'elle qualifie de droit théorique le droit découlant d'un tel rajustement, parce qu'aucun service n'est fourni jusqu'à la frontière seulement et qu'aucun expéditeur ne paie ce droit en tant que tel. Il ne sert qu'à des fins administratives.

Les droits applicables localement à Lakehead, approuvés par la FERC, n'auraient aucune incidence sur les droits du tarif conjoint international, puisque c'est ce dernier qui établirait les droits exigibles pour le service transfrontalier. Les décisions de la FERC relativement aux droits applicables localement à Lakehead établiraient plutôt la partie des droits prévus au tarif conjoint international imputable au réseau Lakehead; le reste serait imputable à la canalisation principale au Canada.

La société a expliqué qu'elle demande à la Commission d'approuver la base devant servir à établir les droits visant la canalisation principale au Canada, qui correspondrait à la base des droits du tarif conjoint international. Ce dernier comprendrait, à des fins d'administration, le droit théorique pour le transport jusqu'à la frontière. L'approche consistant à établir des droits qui sont assujettis à la compétence de la Régie, mais qui sont, dans les faits, fonction de l'ensemble du réseau principal d'Enbridge est la même que celle utilisée pour le supplément prévu dans l'ETC et le supplément perçu au titre du remplacement de la canalisation 3. Enbridge a rappelé qu'elle a demandé l'approbation de la méthode de conception des droits dans les ententes de service, qui sont des contrats entre Pipelines Enbridge Inc., propriétaire de la canalisation principale au Canada, et les expéditeurs de cette canalisation pour le service par l'intermédiaire de cette même canalisation. La société a ajouté que l'approbation de la structure proposée pour le tarif conjoint international ne signifie pas que la Régie s'approprie une compétence qui revient de droit à la FERC.

Enbridge est d'avis que la méthode de conception des droits visant les contrats relatifs à la canalisation principale au Canada ne créerait pas de possibilité d'interfinancement d'un côté de la frontière internationale à l'autre, parce que le montant total facturé aux expéditeurs pour un service serait indépendant des droits applicables localement au réseau Lakehead et à la canalisation principale au Canada. C'est le tarif conjoint international qui servirait à établir le montant total facturé pour le service transfrontalier et la dérivation, de ce même tarif, de droits rajustés en fonction de la distance garantirait que le service ne ferait pas l'objet d'un interfinancement en fonction de la géographie ou de la compétence.

Le processus de répartition des produits financiers prévu dans les ententes relatives au tarif conjoint international, qui impute actuellement la différence entre les produits tirés des droits du tarif conjoint international et les produits tirés des droits du tarif local visant Lakehead à la canalisation principale au Canada, est utilisé depuis l'entrée en vigueur des tarifs conjoints internationaux visant le réseau principal d'Enbridge. Il en résulte que les rendements déclarés pour la canalisation principale au Canada peuvent fluctuer en raison des droits approuvés pour

Lakehead, bien que ceux-ci n'aient aucune incidence sur le montant réellement facturé pour un parcours complet en service transfrontalier.

### **Point de vue des autres parties**

#### *Parties défavorables à la demande*

Suncor et le GEC ont soutenu que la méthode proposée pour l'établissement du tarif conjoint international n'est pas appropriée et que la Commission n'a pas compétence pour l'approuver.

Suncor a affirmé que la Commission devrait limiter son approbation aux droits exigibles sur la canalisation principale au Canada, en dollars canadiens. Si un tarif conjoint international est présenté, il faudrait que les droits de ce tarif ne puissent pas être supérieurs à la somme des droits visant la canalisation principale au Canada et des droits visant le réseau Lakehead aux États-Unis et qu'ils soient rajustés périodiquement pour tenir compte de toute variation du taux de change pouvant avoir une incidence sur la somme. Suncor et Brattle ont fait plusieurs observations, dont les suivantes.

- La réglementation de la FERC limite les droits du tarif conjoint international, qui ne peuvent être supérieurs à la somme des droits locaux visant la canalisation principale au Canada (en amont jusqu'à la frontière) et visant Lakehead (en aval depuis la frontière), exprimés mathématiquement comme suit :

*Droits du tarif conjoint international*  $\leq$  *Droits locaux au Canada* + *Droits locaux visant Lakehead*

- Compte tenu du critère de la somme des parties imposé par la réglementation de la FERC aux droits du tarif conjoint international, le maximum autorisé des droits du tarif conjoint international devrait être déterminé comme la somme de ce qui suit :
  1. le niveau juste et raisonnable des droits du tarif local canadien jusqu'à la frontière, déterminé par la Régie;
  2. le niveau des droits applicables localement à Lakehead à partir de la frontière, selon la méthode de conception approuvée par la FERC pour ce réseau.
- Enbridge satisfait en théorie au critère de la somme des parties de la FERC sans avoir à justifier le niveau des droits de son tarif conjoint international par rapport à aucun des éléments des droits locaux approuvés par la Régie ou la FERC.
- Les droits proposés pour le tarif conjoint international évolueraient indépendamment des changements aux droits justes et raisonnables qui pourraient être approuvés par l'organisme de réglementation compétent pour la canalisation principale au Canada ou le réseau Lakehead.
- Suncor craint que la Régie n'approuve un droit du tarif conjoint international qui modifierait la manière de recouvrer les coûts liés au réseau Lakehead, et le niveau de ce recouvrement, puisque la façon dont les coûts liés à ce réseau sont recouverts est déterminée par la FERC.
- La Commission n'a pas compétence pour approuver les droits visant un parcours complet de Hardisty, en Alberta, jusqu'à Chicago, en Illinois, et d'autres destinations aux États-Unis. Enbridge demande à la Commission d'examiner le coût du service sur tout le parcours pour juger de la méthode de conception des droits proposée. Or, l'approbation



des droits visant un parcours complet exige que la Commission porte un jugement sur le caractère juste et raisonnable, non seulement des droits applicables de Hardisty jusqu'à la frontière canado-américaine, mais également des droits exigibles sur le réseau Lakehead, aux États-Unis, de la frontière jusqu'à Chicago et à d'autres destinations.

- La Régie n'a pas compétence pour approuver les droits visant Lakehead ou la méthode de conception de droits exigibles pour ce réseau.

Certaines des observations du GEC suivent.

- L'actuel tarif conjoint international est un outil administratif mis au point pour les besoins de l'ETC à la suite d'une entente survenue avec un grand nombre de parties touchées, ce qui n'est pas le cas de la demande visée aux présentes. Il ne faudrait pas imposer un tarif conjoint international sans s'assurer du caractère juste et raisonnable des droits applicables à la canalisation principale au Canada. L'utilisation de la méthode de la dernière base de l'évaluation a peut-être été acceptée dans le cadre de l'ETC, mais celle-ci est très différente en ce qu'elle constitue un règlement négocié, fondé sur les coûts, appuyé par la majorité et non contesté, que l'Office a approuvé.
- Le cadre de tarification proposé est fondé sur un droit de référence du tarif conjoint international, dans une seule devise, le dollar américain. Selon la méthode de conception des droits proposée, les produits financiers de la canalisation principale au Canada correspondent à la différence entre les produits financiers liés au tarif conjoint international et les coûts d'exploitation du réseau Lakehead. Enbridge compte sur l'approche de la dernière base de l'évaluation pour établir un tarif local canadien à la frontière internationale, afin de satisfaire au critère de la somme des parties de la FERC. La méthode de conception des droits proposée par Enbridge est incompatible avec ce critère de la FERC. Recourir à l'approche de la dernière base de l'évaluation crée une interdépendance qui cause la fluctuation des produits financiers de la canalisation principale au Canada au gré des lois américaines, des taux de change et des conditions commerciales aux États-Unis, qui ont tous une incidence sur les droits locaux visant le réseau Lakehead, que la FERC a approuvés.
- La méthode de la dernière base de l'évaluation, proposée pour l'imputation des produits liés aux droits exigibles sur la canalisation principale au Canada, ferait en sorte que ces droits seraient déterminés par les lois, les précédents et les considérations commerciales des États-Unis et que la Commission ne serait pas en mesure de s'acquitter de son obligation d'origine législative d'établir des droits justes et raisonnables.
- La méthode proposée pour établir le tarif conjoint international donnerait aussi lieu à des droits variables, ponctuels et assujettis à toutes les modifications des droits applicables à Lakehead que pourrait faire la FERC de temps à autre. Enbridge reconnaît que le raisonnement à la base du critère de la somme des parties repose sur une présomption de la FERC selon laquelle si les droits de chacune des composantes du réseau principal sont justes et raisonnables séparément, alors la somme des droits de chacune, ou tout montant inférieur à cette somme, est acceptable. Cela renvoie directement à la capacité de la Régie d'évaluer de façon autonome les droits exigibles sur la canalisation principale au Canada. Enbridge estime toutefois que la Régie ne devrait pas évaluer ces droits indépendamment des droits du tarif conjoint international et n'a fourni que les coûts pour l'ensemble du réseau principal (parcours complet).

### 3.4.1 Analyse et constatations de la Commission

La Commission a le pouvoir discrétionnaire et la compétence pour approuver diverses méthodes d'établissement d'un tarif conjoint international afin qu'un seul droit soit exigible pour un service transfrontalier. C'est à elle que revient la responsabilité de surveiller la composante des droits applicable au Canada, conformément au mandat qui lui est conféré par la LRCE, mais elle n'exerce pas de pouvoir sur les installations qui relèvent d'une autre compétence.

En l'espèce, pour faire en sorte que les droits du tarif conjoint international soient fixes à long terme et qu'ils tiennent compte de la modification possible des droits applicables localement à Lakehead et du critère de la somme des parties de la FERC, Enbridge a proposé des rajustements automatiques des droits du tarif local canadien jusqu'à la frontière. Par conséquent, les droits visant la canalisation principale au Canada donneraient effet aux droits internationaux visant le parcours complet de Hardisty à Chicago, y compris le transport sur le réseau Lakehead aux États-Unis. Ainsi, les changements futurs aux droits locaux approuvés par la FERC pour Lakehead n'auraient aucune incidence sur les droits internationaux proposés; seuls les rajustements annuels du tarif local canadien auraient cet effet<sup>105</sup>. Il convient de souligner qu'Enbridge n'a pas établi les droits initiaux du tarif conjoint international en fonction des droits applicables localement à Lakehead, qui ont été déterminés par la FERC. Compte tenu de ce qui précède, la Commission se préoccupe du fait qu'Enbridge exigerait, au titre du tarif conjoint international, des droits qui n'ont pas de lien véritable avec les droits locaux de ni l'une ni l'autre des composantes de son réseau.

La Commission juge qu'en raison de ses caractéristiques, la méthode proposée pour la conception des droits du tarif conjoint international rend obscurs les droits et les produits financiers applicables à la canalisation principale au Canada, ce qui complique son évaluation pour déterminer si les droits du tarif local canadien seraient justes et raisonnables compte tenu des comparaisons avec des droits liés au coût du service et des rendements projetés, comme il en est question à la section 4.3 (Comparaison avec des droits liés au coût du service et rendements projetés).

### 3.5 Conception des droits

Les parties ont contesté plusieurs aspects de la méthode de conception des droits proposée : la conception du droit de base ainsi que les majorations, remises, suppléments et rajustements.

#### 3.5.1 Conception du droit de base

Enbridge a proposé un droit de base de 5,70 \$ US/b pour le transport souscrit de pétrole brut lourd de Hardisty à Chicago. La société a ensuite calculé un droit de base visant le transport souscrit pour toutes les autres paires de points de réception et de livraison de son réseau principal<sup>106</sup>. Ces droits ont été calculés pour une distance correspondant à la longueur du

---

<sup>105</sup> Bien qu'Enbridge ait précisé que seuls les droits du tarif local canadien pour le transport non souscrit jusqu'à la frontière seraient rajustés de cette manière, les changements futurs aux droits applicables localement à Lakehead n'auraient pas non plus d'incidence sur les droits prévus au tarif conjoint international pour transport souscrit.

<sup>106</sup> Les droits applicables aux volumes engagés excluent les suppléments au titre des coûts de cessation d'exploitation et de désaffectation d'une partie ou de la totalité du réseau principal d'Enbridge. C'est la Régie, dans le cadre de processus distincts, qui approuve la méthode de calcul des suppléments perçus au titre de la

réseau principal et rajustés en fonction du type de produit. Les droits applicables aux volumes engagés comprennent les droits de réception et de livraison à des installations de terminal, le supplément au titre du remplacement de la canalisation 3 et le supplément relatif à la canalisation 5, mais ne tiennent pas compte des frais liés à la réception et à la livraison à des installations de stockage, des suppléments au titre de la cessation d'exploitation et des futurs rajustements des droits.

Le droit de base applicable aux volumes engagés sert à calculer les autres droits de base<sup>107</sup>. Afin de calculer le droit de base pour chacune des autres combinaisons (réception, livraison et produit), Enbridge a divisé le droit de base en trois composantes (terminal, nouvelle canalisation 3 et autre que la nouvelle canalisation 3) et a soumis chacune à un mécanisme de rajustement différent<sup>108</sup>. Une fois terminé le rajustement pour tenir compte de la combinaison applicable, les composantes rajustées ont été regroupées pour créer le droit de base visant la combinaison en question.

### **Point de vue d'Enbridge**

Les droits proposés tiennent compte de la distance et sont différenciés selon le type de produit; ils tiennent donc compte des concepts de tarification fondée sur les coûts et de l'utilisateur-payeur. Par exemple, un expéditeur utilise davantage de capacité et de puissance s'il fait transporter un baril de pétrole lourd que s'il expédie un baril de pétrole léger. Il doit donc payer un supplément, perçu à même les droits. Voici un autre exemple de causalité des coûts : l'expéditeur qui utilise une plus grande partie du réseau (c.-à-d. un parcours plus long) doit payer davantage pour le transport.

Les droits visant différents parcours sont augmentés ou réduits parce qu'il s'agit d'une caractéristique de conception des droits des contrats relatifs à la canalisation principale qui tient compte de la distance. Certains suppléments<sup>109</sup> qui s'appliquaient pendant la période de validité de l'ETC ont été conçus selon la méthode du timbre-poste. Or, pour calculer les droits visant les contrats relatifs à la canalisation principale en fonction de la distance, il faut s'éloigner de cette méthode.

En plus des répercussions liées à la transition de la méthode du timbre-poste à une méthode qui tient compte de la distance pour le traitement de certains suppléments, si certains droits de transport à courte distance affichent une augmentation par rapport aux droits de sortie rajustés qui sont prévus à l'ETC, c'est en raison d'une nuance intégrée au tarif local canadien prévu à l'ETC. Lorsque l'ETC est entrée en vigueur, en juillet 2011, les droits du tarif local canadien étaient en dollars canadiens et les droits du tarif conjoint international, en dollars américains.

---

cessation d'exploitation, conformément aux résultats de l'Initiative de consultation relative aux questions foncières. Enbridge ne prévoit pas présenter de demande à la Régie pour modifier la méthode de calcul du supplément perçu au titre de la cessation d'exploitation.

<sup>107</sup> Autres que ceux visant le tronçon Edmonton-Hardisty, qui ont été calculés à l'aide d'un droit de base de 0,6975 \$ US/b pour le transport de brut lourd visant ce tronçon.

<sup>108</sup> Les composantes relatives à la nouvelle canalisation 3 ont été rajustées pour tenir compte de la distance entre les points de réception et de livraison applicables. La composante relative au transport par une autre canalisation que la nouvelle canalisation 3 a été rajustée pour tenir compte de la distance entre les points de réception et de livraison applicables ainsi que du produit expédié. Les sous-composantes relatives au terminal ont été regroupées avec les valeurs rajustées des composantes relatives à la nouvelle canalisation 3 et de la composante relative au transport par une autre canalisation.

<sup>109</sup> Par exemple, le supplément au titre du tronçon Edmonton-Hardisty.

À l'époque, il y avait parité entre le dollar canadien et le dollar américain. Depuis, le dollar canadien s'est déprécié et, par rapport à des droits en dollars américains, les droits du tarif local canadien prévus à l'ETC ont pour ainsi dire baissé au fil du temps.

Les contrats relatifs à la canalisation principale ne feraient pas en sorte que les expéditeurs à courte distance financent les expéditeurs à moyenne ou longue distance, parce que les droits de ces contrats corrigent le fait que selon l'ETC, les expéditeurs qui payaient les droits du tarif local canadien étaient financés par les expéditeurs qui utilisaient d'autres parcours. Suivant l'ETC, les expéditeurs visés par le tarif conjoint international ont payé des droits équitables, contrairement aux expéditeurs assujettis au tarif local canadien, en raison d'un concours de circonstances. Dans la mesure où les expéditeurs assujettis au tarif local canadien prévu à l'ETC ont pu profiter d'un avantage lié au taux de change, il est certain que l'établissement des droits de ce tarif et du tarif conjoint international en dollars américains, afin de rétablir la relation de distance entre les deux, a une incidence proportionnellement plus grande sur les expéditeurs à courte distance que sur les expéditeurs à moyenne et à longue distance.

### **Point de vue des autres parties**

#### *Parties défavorables à la demande*

CCRL et FCL ont soulevé des questions au sujet de la méthode de conception des droits proposée par Enbridge. Elles ont présenté les observations suivantes.

- La méthode proposée par Enbridge pour calculer les droits de base est inappropriée. Le dernier recalcul des droits visant le réseau principal remonte à des dizaines d'années et les droits devraient être établis en fonction du coût du service.
- Selon les droits proposés, ce sont les expéditeurs à courte distance qui subiraient les augmentations de droits les plus fortes et qui financeraient les expéditeurs à moyenne et à grande distance, compte tenu de la hausse relative des droits entre les parcours<sup>110</sup>. Sous le régime des contrats relatifs à la canalisation principale, les deux sociétés prévoient une augmentation des droits de transport de pétrole brut pouvant atteindre 46 %. Elles prévoient en outre que la hausse suivante, en ordre d'importance, touchera les différents points de réception et pourrait être de l'ordre de 11 % à 24 %.
- Les droits proposés sont injustes, parce que ce sont les expéditeurs à courte distance qui subiraient les augmentations les plus fortes et qui se trouveraient à financer les expéditeurs à moyenne et grande distance. Elles ont déclaré être d'accord avec la preuve écrite déposée par le GEC, qui explique de manière différente en quoi les droits entraîneraient une distinction injuste.

---

<sup>110</sup> Dans leur preuve écrite, CCRL et FCL ont comparé les droits prévus aux tarifs d'Enbridge en vigueur à ce moment-là et les droits proposés par Enbridge pour les contrats relatifs à la canalisation principale, sans tenir compte des éventuelles remises. En réponse à une demande de renseignements de la Commission, les deux sociétés ont comparé les droits de sortie prévus à l'ETC avec les droits proposés par Enbridge pour les contrats relatifs à la canalisation principale. Elles ont affirmé que les deux comparaisons les avaient amenées à tirer des conclusions semblables.

### **3.5.2 Majorations, remises, suppléments, devise et rajustements**

Les droits applicables aux volumes non engagés seraient établis en fonction d'une majoration de 0,29 \$ US/b du droit de base applicable aux volumes engagés de 5,70 \$ US/b, pour un droit de base applicable aux volumes non engagés de 5,99 \$ US/b. Il s'agirait d'une majoration d'environ 5 %. En ce qui concerne toutes les autres paires de points de réception et de livraison, la majoration serait déterminée par un rajustement de la majoration de 0,29 \$ US/b, afin de tenir compte de la distance et du type de produit. Le droit lié à la modalité de flexibilité consisterait en une majoration de 0,40 \$ US/b du droit applicable aux volumes engagés et de 0,11 \$ US/b du droit applicable aux volumes non engagés.

Les droits applicables aux volumes engagés ou non engagés seraient relevés annuellement d'un montant correspondant à 65 % de l'indice du PIB aux prix du marché à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2022. Les négociations ont également porté sur des remises visant le droit de base applicable aux volumes engagés. Des remises par rapport au droit de base pour le service souscrit ont été incluses pour favoriser les contrats à long terme et à volume élevé. Si elles sont combinées, les différentes remises visant ces droits peuvent ramener le droit de base de 5,70 \$ US/b à 5,11 \$ US/b, une réduction de 0,59 \$ US/b ou 10,4 %.

#### **Point de vue d'Enbridge**

En ce qui concerne la canalisation principale, le service souscrit, le service souscrit assorti de la modalité de flexibilité et le service non souscrit comporteraient des caractéristiques distinctes ayant été conçues au moyen de négociations avec les expéditeurs éventuels. Les services et les droits ont été conçus en collaboration avec ses expéditeurs et compte tenu de l'interdiction de distinction injuste prévue dans la LRCE. L'applicabilité du supplément au titre de la canalisation 5, des coûts liés aux futurs agrandissements de son réseau principal, des rajustements liés à la clause de la nation la plus favorisée, de l'écart minimum et des remises est fonction des différences inhérentes à chacune des caractéristiques des services offerts. Comme ces services sont très différents, un expéditeur qui choisit un service plutôt qu'un autre ne se retrouverait pas en même posture que les autres. En raison des caractéristiques différentes des services offerts, il est justifié d'établir des droits différenciés pour les contrats relatifs à la canalisation principale et cela est tout à fait conforme au principe de l'absence de distinction injuste.

Les différences sur le plan de l'applicabilité des suppléments, rajustements, remises ou différentiels tiennent essentiellement au fait que les expéditeurs qui veulent un service souscrit par la canalisation principale prennent un engagement à long terme et souhaitent une certaine stabilité des droits, alors que les expéditeurs qui optent pour la modalité de flexibilité ou le service non souscrit ne prennent qu'un engagement relativement court qui alloue une certaine latitude (modalité de flexibilité) ou ne s'engagent tout simplement pas à long terme (service non souscrit); par conséquent, les droits exigés d'eux sont rajustés en fonction des coûts qui seraient engagés par le transporteur pendant la période visée, comme les coûts liés au projet de tunnel de la canalisation 5 et aux futurs agrandissements du réseau principal, dont les expéditeurs profiteraient. Les caractéristiques proposées et les droits connexes à chacun des services ont été conçus de manière à atteindre un équilibre entre les services offerts et la souplesse conférée par les différents services les uns par rapport aux autres en ce qui a trait à la durée de l'engagement à l'égard du réseau, de même qu'à favoriser la prise d'engagements à long terme, lesquels sont avantageux tant pour tous les expéditeurs du réseau, peu importe le type de service utilisé, que pour le BSOC et Enbridge.

### Majoration des droits

Le tableau 4.2, fourni par Enbridge, fait une comparaison des caractéristiques du service souscrit, du service non souscrit et de la modalité de flexibilité et précise les raisons pour lesquelles les droits du service assorti de la modalité de flexibilité sont les plus élevés, suivis des droits du service non souscrit et enfin des droits du service souscrit.

**Tableau 4.3 – Comparaison des droits de service selon les caractéristiques**

	Service garanti	Durée minimale du contrat	Remises sur les droits <sup>111</sup>	Objectif d'Enbridge	Modalités particulières	Commentaires	Droit établi
<b>Souscrit</b>	Oui	96 mois	Oui	90 % de la capacité souscrite pour une durée minimale de 96 mois	Service garanti souscrit, droits plafonds réduits pour la durée et droits de renouvellement en fonction du volume	Offre un service garanti aux expéditeurs et la plus grande certitude quant aux produits financiers pour Enbridge	Le plus bas
<b>Non souscrit</b>	Non	Un mois	s.o.	Service non souscrit pour les expéditeurs qui choisissent de ne pas conclure de contrats	Maximum de souplesse pour l'expédition d'un mois à l'autre et possibilité de tirer parti de la stabilité des droits que procurent les volumes de base	N'offre pas de service garanti et procure à Enbridge la plus faible certitude quant aux produits financiers	Au 2 <sup>e</sup> rang
<b>Modalité de flexibilité</b>	Oui	36 mois	Non	Pour répondre aux besoins spécialisés et supérieurs de certains expéditeurs; cependant, Enbridge n'atteint pas ses objectifs en matière de certitude à long terme quant aux produits financiers	La modalité de flexibilité est visée par un droit plafond, assujéti à tout supplément, pour la durée du contrat et fait l'objet d'un service supérieur. Frais liés à l'option intégrée (c.-à-d. droit de résiliation sur préavis de 36 mois).	Fait l'objet d'un service garanti, comme celui souscrit par les expéditeurs engagés, et procure à Enbridge une certitude limitée en matière de produits (trois ans)	Le plus élevé

Selon Enbridge, la majoration du droit du service non souscrit par rapport au droit du service souscrit ne fait pas de distinction injuste parce qu'il s'agit de services distincts ayant des caractéristiques sensiblement différentes. En outre, la majoration du droit du service non souscrit proposée pour les contrats relatifs à la canalisation principale, selon laquelle les droits de base du service non souscrit seraient supérieurs d'environ 5 % aux droits de base du service souscrit, est tout à fait conforme à la majoration des droits des services souscrit et non souscrit qui a été approuvée par la Commission pour d'autres pipelines. Les majorations proposées pour les contrats relatifs à la canalisation principale concordent avec les majorations du droit du service non souscrit que l'Office a déjà approuvées dans un certain nombre de décisions (relativement, par exemple, à TransCanada Keystone et à Enbridge Bakken Pipeline), ou leur sont inférieures.

La majoration liée à la modalité de flexibilité, tant pour le service non souscrit que pour le service souscrit, ne fait pas de distinction injuste. La majoration du droit du service souscrit pour tenir compte de la modalité de flexibilité est le résultat de négociations. Elle tient compte du fait que, d'une part, l'expéditeur a un accès prioritaire à la capacité sans contracter d'obligation à long terme, comme dans le cas du service souscrit, et, d'autre part, qu'il est important de

<sup>111</sup> En fonction du volume ou de la durée et des résultats de l'appel de soumissions.

récompenser les engagements à long terme à l'égard du réseau, car ils sont plus avantageux sur le plan de la certitude et de la stabilité des droits, tant pour les expéditeurs que pour Enbridge. À sa connaissance, aucun autre pipeline au Canada ne fournit un service semblable au service souscrit assorti de la modalité de flexibilité. Il n'existe donc pas de précédent pour la majoration liée à un tel service.

### Remises<sup>112</sup>

Au final, les négociations avec les expéditeurs n'ont pas entraîné de modification du droit de base. Enbridge a plutôt accepté de tenir compte de la position des expéditeurs en ce qui a trait aux remises sur le droit de base, qui servent les intérêts d'un sous-ensemble d'expéditeurs ou de tous les expéditeurs à contrat, et à d'autres modalités et conditions qui rehaussent la valeur du service et réduisent les risques pour eux.

Ces remises visent à récompenser les expéditeurs qui souscrivent des services à long terme pour le transport de volumes élevés par l'intermédiaire du réseau principal. Les expéditeurs dont le contrat prévoit des volumes élevés ou une longue durée s'engagent davantage que les autres; il est donc justifié de leur accorder des remises plus substantielles. Les contrats assortis de la modalité de flexibilité seraient assujettis à des droits plus élevés et à des restrictions quant à l'application des remises ainsi qu'aux dispositions de la clause de la nation la plus favorisée, afin de tenir compte du risque lié aux produits auquel elle s'expose avec les contrats à court terme.

---

<sup>112</sup> Voici un résumé des remises proposées par Enbridge.

Remise sur les volumes élevés (0,10 \$ US/b) - Offerte aux expéditeurs engagés qui font une soumission, dans le cadre de l'appel à cette fin, visant des volumes de 300 kb/j ou plus, tant et aussi longtemps que le total des volumes engagés demeure supérieur à 300 kb/j (exclusion faite des engagements assortis de la modalité de flexibilité et des contrats visant le tronçon Edmonton-Hardisty).

Remise sur les volumes élevés - Tronçon Edmonton-Hardisty (0,2475 \$ US/b) - Offerte aux expéditeurs engagés qui présentent une soumission, dans le cadre de l'appel à cette fin, visant des volumes de 50 kb/j ou plus sur le tronçon Edmonton-Hardisty.

Remise sur la durée du contrat (0,05 \$ US/b pour des périodes de service allant de 156 à 203 mois [13 à 16 ans]; 0,10 \$ US/b pour des périodes de service allant de 204 à 240 mois [17 à 20 ans]) - Offerte aux expéditeurs engagés qui signent une entente de service d'une durée de 156 mois (13 ans) ou plus (exclusion faite des engagements assortis de la modalité de flexibilité).

Remise sur la combinaison volumes-durée (0,04 \$ US/b sur tous les volumes engagés) - Offerte aux expéditeurs engagés dont la soumission reçoit une cote de 6000 ou plus, exclusion faite des engagements assortis de la modalité de flexibilité et des contrats visant le tronçon Edmonton-Hardisty. La cote correspond au résultat de la multiplication de la durée du service, en années, par les volumes engagés demandés, en kb/j; par exemple, une soumission pour le transport de volumes de 300 kb/j sur une durée de 240 mois ou 20 ans recevrait une cote de 6 000 (300 x 20 = 6 000).

Remise sur le total des volumes engagés (0,01 \$ US/b sur tous les volumes engagés, exclusion faite des engagements assortis de la modalité de flexibilité) - Offerte par tranche de 50 kb/j pour les contrats dont les volumes dépassent 2,45 Mb/j à la date d'entrée en vigueur, jusqu'à concurrence de 0,05 US \$/b (volumes de 2,7 Mb/j). Elle est fonction des volumes engagés globaux souscrits à la date d'entrée en vigueur pour les parcours à moyenne et longue distance (exclusion faite des contrats comportant un droit d'accroître les volumes après 2022 et des contrats assortis de la modalité de flexibilité).

Remise sur le total des volumes livrés (0,05 \$ US/b) - Offerte pour tous les volumes engagés (exclusion faite des contrats assortis de la modalité de flexibilité) pour chaque tranche supplémentaire de 50 000 barils livrés au-delà du plus élevé des éléments suivants : 2,75 Mb/j ou 50 kb/j de plus que le total des volumes engagés pour livraison à des points en aval de la frontière canadienne, jusqu'à concurrence de 0,30 US \$/b.

### Suppléments au titre d'accroissements futurs de la capacité<sup>113</sup>

À la suite des négociations bilatérales, la société a convenu que le droit applicable aux volumes engagés ne serait pas majoré pour recouvrer les coûts des agrandissements futurs du réseau principal, mais elle n'a pas fait la même concession en ce qui concerne les droits applicables aux volumes non engagés ou les droits du service souscrit assorti de la modalité de flexibilité. La société veut tenir compte du niveau d'engagement des expéditeurs à l'égard du réseau principal. Les expéditeurs du service non souscrit ne sont pas obligés d'utiliser le réseau principal ou d'effectuer des paiements au-delà des frais liés à leur commande mensuelle. Les expéditeurs du service souscrit assorti de la modalité de flexibilité reçoivent un service garanti et peuvent mettre fin à leur engagement sur préavis de 36 mois.

Les droits du service souscrit assorti de la modalité de flexibilité sont assujettis aux mêmes augmentations et suppléments éventuels que les droits du service non souscrit parce que, même si les expéditeurs ayant opté pour cette modalité reçoivent un service garanti, ils peuvent ramener la durée de leur contrat à 36 mois, ce qui fait qu'ils ne s'engagent pas à long terme envers le réseau principal.

### Supplément au titre de la canalisation 5<sup>114</sup>

L'une des principales caractéristiques que les expéditeurs recherchent dans la structure des contrats relatifs à la canalisation principale est la prévisibilité et la stabilité des droits pour la durée des contrats. Pour obtenir de tels contrats, Enbridge a accepté d'assumer le risque que les coûts liés au projet de tunnel de la canalisation 5 soient plus élevés que prévu et a convenu de ne pas modifier la méthode de conception des droits négociée relativement aux engagements pris dans le cadre de l'appel de soumissions (au contraire des expéditeurs non engagés qui paieraient des droits incluant le coût réel du tunnel). Les expéditeurs du service non souscrit, par contre, paieraient des droits qui tiennent compte des coûts réellement engagés pour ce projet. Les expéditeurs qui concluent des contrats de service prioritaire seraient obligés de payer ces droits pendant la durée de leur contrat. À l'inverse, puisque les expéditeurs qui préfèrent le service non souscrit n'ont aucune obligation d'utiliser le réseau principal ou d'effectuer des paiements au-delà des frais du mois courant pour le service commandé, Enbridge n'était pas disposée à assumer les mêmes risques pour ces expéditeurs que ceux qu'elle a acceptés pour obtenir les garanties financières très importantes qui sous-tendent les engagements de service prioritaire.

---

<sup>113</sup> Les droits applicables aux volumes non engagés et les droits du service souscrit assorti de la modalité de flexibilité seraient assujettis au recouvrement des coûts liés à tout agrandissement futur du réseau principal d'Enbridge, ce qui ne serait pas le cas des droits applicables aux volumes engagés. Enbridge demandera à la Régie d'approuver l'inclusion de la quote-part des expéditeurs non engagés de ces coûts dans les droits applicables aux volumes non engagés lorsqu'elle aura davantage de renseignements sur ces projets et les coûts y afférents.

<sup>114</sup> Les droits applicables aux volumes non engagés et les droits du service souscrit assorti de la modalité de flexibilité seraient visés par le supplément au titre de la canalisation 5, ce qui ne serait pas le cas des droits applicables aux volumes engagés. Enbridge demandera à la Régie d'approuver l'inclusion de la quote-part des expéditeurs non engagés de ces coûts dans les droits applicables aux volumes non engagés lorsqu'elle aura davantage de renseignements sur ces projets et les coûts y afférents.



### Devise utilisée pour l'établissement des droits

Enbridge a proposé d'établir les droits du tarif local canadien et du tarif conjoint international entièrement en dollars américains. La société a argué qu'après avoir observé la disparité entre le tarif local canadien, établi en dollars canadiens, et le tarif conjoint international, établi en dollars américains, tout au long de la période de validité de l'ETC, elle a décidé que le tarif local canadien devait être dans la même devise que le tarif conjoint international, soit en dollars américains, afin de maintenir le rapport de distance entre les droits, de sorte que les fluctuations du taux de change sur une période de 20 ans ne modifient pas ce rapport.

En raison de la nature intégrée de son réseau principal, la société calcule les droits du tarif local canadien et les droits du tarif conjoint international sur l'ensemble du réseau et que les calculs tiennent compte de coûts libellés en dollars canadiens et en dollars américains. Par conséquent, Enbridge assume le risque de change en raison de la possibilité que les variations des produits financiers en dollars américains diffèrent des variations des coûts et des résultats financiers en dollars canadiens.

### **Point de vue des autres parties**

#### Parties défavorables à la demande

##### *Majoration du droit applicable aux volumes non engagés*

Certains intervenants défavorables à la demande ont soutenu que la majoration du droit applicable aux volumes non engagés n'est pas justifiée, ni dans les circonstances actuelles ni dans les circonstances futures probables, en raison du manque de capacité de sortie du BSOC et qu'une telle majoration n'est pas nécessaire pour inciter les expéditeurs à conclure des contrats de service souscrit. Au nombre des points de vue exprimés par les intervenants opposés à la demande se trouvent les suivants.

- CCRL et FCL ont fait valoir que pendant les négociations, un comité de négociation des droits applicables aux volumes non engagés a rejeté le forfait proposé par Enbridge. Suncor a plaidé que, contrairement à ce qui se passe dans le cadre d'une négociation type, le droit applicable aux volumes non engagés a été relevé : il est passé de 5,80 \$ US/b à 5,99 \$ US/b.
- Le GEC a allégué que dans les cas où Enbridge n'a pas pu s'entendre avec les parties intéressées sur les droits ponctuels, la société a choisi de majorer le droit de référence de 0,30 \$ US/b. Les expéditeurs du service non souscrit assumerait également le risque associé à leur quote-part des frais liés à la canalisation 5 et des coûts relatifs à tout agrandissement éventuel, ainsi que d'autres suppléments découlant de modifications réglementaires. Or, les expéditeurs du service non souscrit ne sont pas admissibles aux remises; par conséquent, même si leur débit est inclus dans le calcul de la remise sur le total des volumes livrés la plus généreuse, c'est-à-dire celle pouvant atteindre jusqu'à 0,30 \$ US/b, ils ne verraient aucune réduction de leurs droits. Il s'agit d'une incidence sur les droits qui leur serait imposée même si le niveau de service offert aux expéditeurs du service non souscrit diminuerait considérablement en raison de la hausse de la répartition au cours des premières années du régime de contrats proposé.
- Le GEC a fait valoir que selon la proposition d'Enbridge, le transport public serait divisé en deux catégories bien distinctes : les expéditeurs à contrat et les expéditeurs du service non souscrit. Ces derniers paieraient en moyenne 0,77 \$ US/b de plus que les

expéditeurs du service souscrit, 1,85 \$ US/b de plus que le droit fondé sur les coûts et 0,47 \$ US/b de plus que ce qu'ils auraient payé si le droit de l'ETC était maintenu, et ce, pour un service réduit, et alors qu'Enbridge réaliserait des rendements nettement supérieurs aux normes visant les sociétés réglementées et ne s'exposerait qu'à un risque lié au débit moindre et, comparativement à des droits liés au coût du service, à aucun accroissement de ce risque. En pareilles circonstances, les risques et les avantages du service sur le réseau principal ne sont pas répartis équitablement entre le propriétaire du pipeline et les parties intéressées. Étant donné que le réseau principal se trouve en situation de monopole naturel, majorer de cette manière les droits du service non souscrit sur un marché aussi restreint n'est ni juste ni raisonnable et entraîne une distinction injuste.

- Suncor a affirmé que majorer les droits du service non souscrit ne constituerait un incitatif que dans des circonstances où la certitude d'avoir accès à une capacité non souscrite serait égale à la certitude d'avoir accès à la capacité requise que procure un contrat à long terme. Cela pourrait se produire dans des circonstances où la capacité du réseau principal est excédentaire et potentiellement sous-utilisée, ce qui n'est pas le cas du réseau principal d'Enbridge, ni en ce moment ni dans un avenir prévisible.

#### *Majoration du droit du service souscrit assorti de la modalité de flexibilité*

Le GEC a exprimé des préoccupations au sujet de l'offre de la modalité de flexibilité. Selon lui, même si cette modalité est offerte, elle serait assujettie à une majoration de 0,40 \$ US/b.

#### *Remises*

Certains intervenants opposés à la demande ont dit craindre que les remises sur les droits du service souscrit ne soient pas justifiées et que le forfait, dont les remises, ne soit structuré de manière à procurer des avantages au petit sous-ensemble d'expéditeurs qui pourraient y avoir accès. Ces possibilités d'améliorations sont les suivantes.

- La méthode de conception des droits proposée récompense les gros expéditeurs et pénalise les petits, qui dépendent le plus du service ponctuel. Pour profiter de la remise sur les volumes élevés transportés sur un long parcours (0,05 \$ US/b), le volume engagé doit être de 300 kb/j ou plus, ce qui est impossible pour la majorité des producteurs.
- La structure tarifaire favorise les gros expéditeurs, au détriment des petits, de même que les parties qui possèdent d'importants actifs en aval, au détriment des producteurs. Les contrats relatifs à la canalisation principale profiteraient à un nombre restreint d'expéditeurs établis principalement aux États-Unis, comme en témoigne le fait que seulement quatre expéditeurs sont susceptibles de bénéficier de toutes les remises offertes.
- Certaines remises récompensent la longue durée de l'engagement ainsi que la combinaison volume-durée, ce qui favorise les installations qui peuvent consacrer la plus grande partie de leur capacité à long terme au transport sur le réseau principal. Ces remises servent les intérêts des raffineurs, dont l'emplacement est fixe, par rapport à ceux des producteurs, qui recherchent des marchés diversifiés et des options de transport souples.
- La méthode de conception des droits soulève la question de savoir s'il est approprié d'offrir des remises sur le transport par le réseau principal. Il n'y a pas eu de mise de

capitaux, Enbridge ne s'expose pas à un risque lié au débit qui est élevé ou à un risque sur le plan de la réglementation et la capacité du réseau est connue; il n'est donc pas nécessaire de mettre en place des contrats à long terme ou des remises pour surmonter ces problèmes. Les remises proposées par Enbridge serviraient donc principalement à différencier les titulaires de contrats des expéditeurs du service non souscrit et à assurer une marge de profit à long terme aux expéditeurs à contrat sur le marché secondaire.

- Compte tenu de l'incertitude considérable entourant la possibilité que le risque de baisse se réalise pour le réseau principal à long terme, une durée initiale plus courte, soit de cinq ans, serait préférable à la proposition d'Enbridge d'offrir des remises pour inciter fortement les expéditeurs à contracter des engagements à plus long terme.

#### *Suppléments au titre d'accroissements futurs de la capacité*

Des préoccupations de Suncor ont trait aux suppléments au titre d'accroissements futurs de la capacité.

- Enbridge n'a pas fourni suffisamment de renseignements sur la façon dont les coûts des futurs agrandissements du réseau principal seraient intégrés aux droits applicables aux volumes non engagés et les expéditeurs auraient peu de latitude pour négocier l'ajout éventuel d'un supplément.
- Suncor estime qu'un ensemble de principes de conception des droits pourrait facilement être établi pour les projets d'agrandissement, sans prendre connaissance des détails et des coûts particuliers du projet, conformément aux principes établis par la Régie et l'Office dans d'autres cas. Bien qu'il ne soit pas toujours possible de tenir compte de toutes les circonstances atténuantes, il ne s'agit pas d'une raison suffisante pour ne pas établir de principes de conception des droits, surtout compte tenu du pouvoir de marché que détient Enbridge. La meilleure solution consiste à se donner, à tout le moins, une méthode et un ensemble de principes passablement bien définis. Si les circonstances justifiaient un changement, Enbridge pourrait présenter une demande en ce sens à ce moment-là.

#### *Supplément au titre de la canalisation 5*

Suncor a formulé des préoccupations quant au supplément au titre de la canalisation 5.

- La démarche présentée par Enbridge ferait en sorte que les expéditeurs du service non souscrit paieraient deux fois pour le projet de tunnel de la canalisation 5, ce qui n'est ni équitable ni approprié. Suncor comprend qu'un coût en capital de 500 M\$ US est implicitement inclus dans les droits du service souscrit proposés pour tenir compte du projet de tunnel de la canalisation 5. Le supplément au titre de la canalisation 5 se traduirait donc, dans les faits, par un double recouvrement<sup>115</sup>. Suncor recommande que

---

<sup>115</sup> Pour les contrats relatifs à la canalisation principale, Enbridge a proposé de majorer les droits du service non souscrit par rapport aux droits du service souscrit. Les droits du service souscrit tiennent compte implicitement des coûts estimatifs liés au tunnel de la canalisation 5 (soit 500 M\$ US). Enbridge propose également d'appliquer aux volumes non engagés, un supplément au titre de la canalisation 5 qui est fondé sur le coût total du tunnel de la canalisation 5. Suncor est d'avis que les coûts réels liés au tunnel de la canalisation 5 seront supérieurs aux estimations. Par conséquent, en appliquant le supplément aux droits du service non souscrit, Enbridge recouvrerait en double la quote-part de la somme de 500 M\$ US qui est imputable aux expéditeurs de ce service,

le supplément au titre de la canalisation 5 soit limité à la part appropriée (clairement définie) des coûts réellement engagés pour le projet de tunnel de la canalisation 5, en sus des coûts prévus pour ce projet.

- Enbridge ne partage pas du tout le risque lié au coût du tunnel de la canalisation 5 avec les expéditeurs du service non souscrit; en fait, la société propose de facturer un supplément pour recouvrer la quote-part imputable aux expéditeurs du service non souscrit de la totalité des coûts liés à ce tunnel, par opposition à la partie des coûts qui dépasse les coûts prévus du tunnel de la canalisation 5. Enbridge ne cherche pas à recouvrer auprès des expéditeurs du service souscrit les coûts excédentaires (par rapport aux prévisions) liés au tunnel de la canalisation 5.

#### *Devise utilisée pour l'établissement des droits*

Certains intervenants opposés à la demande ont soutenu qu'il n'est pas approprié qu'Enbridge fixe les droits du tarif local canadien en dollars américains. Une telle façon de faire impose aux expéditeurs un nouveau risque de change. Les droits du tarif local canadien devraient plutôt être établis en dollars canadiens. Certains des intervenants qui s'opposent à la demande ont aussi exprimé des préoccupations au sujet de l'établissement du tarif conjoint international entièrement en dollars américains.

### **3.5.3 Analyse et constatations de la Commission**

La Commission reconnaît l'interdépendance entre les éléments de conception des droits et les éléments de conception des services dans la demande et elle ne considère aucune des caractéristiques de conception des droits comme étant problématique lorsqu'elle est considérée séparément des autres. Dans l'ensemble cependant, la méthode de conception globale des droits favorise démesurément les expéditeurs engagés (exclusion faite de ceux qui ont souscrit le service assorti de la modalité de flexibilité), qui sont positionnés pour avoir accès à tous les avantages associés à la souscription d'importants volumes et à des engagements de longue durée. Les éléments suivants de la conception des droits, pris en considération ensemble et parallèlement aux caractéristiques de service proposées, ont contribué à cette conclusion.

- Bien que des remises sur le droit de base aient été prévues, le droit de base de 5,70 \$ US/b proposé au début des négociations n'a pas été modifié alors que le montant de majoration du droit applicable aux volumes non engagés a été relevé et que les concessions faites par Enbridge quant à divers éléments des droits tout au long des négociations ne s'appliquent en grande partie qu'à certains services souscrits.
- Les remises proposées ne sont offertes qu'aux expéditeurs engagés qui n'optent pas pour la modalité de flexibilité et seulement un petit nombre de gros expéditeurs seront admissibles à toutes les remises.
- Les expéditeurs du service souscrit seraient à l'abri des suppléments au titre des futurs agrandissements et de la canalisation 5, contrairement aux expéditeurs du service non souscrit et aux expéditeurs du service souscrit ayant opté pour la modalité de flexibilité.

---

de manière implicite, à la fois dans le droit de base et le supplément. Dans l'éventualité peu probable où le coût réel du tunnel de la canalisation 5 serait inférieur à 500 M\$ US, Enbridge recouvrerait le double de la quote-part des coûts réels correspondant au transport non souscrit.

- Le rapport établi entre les droits du service souscrit, du service souscrit assorti de la modalité de flexibilité et du service non souscrit favorise les expéditeurs du service souscrit qui n'opteraient pas pour la modalité de flexibilité.

La Commission estime qu'il n'y a pas de raisons impérieuses d'encourager les engagements à long terme dans la mesure avancée dans la demande, puisque les contrats relatifs à la canalisation principale ne sont pas un outil essentiel pour gérer le risque d'Enbridge (comme il en est question à la section 3.4.1 [Exposition au risque d'Enbridge]) et que la certitude d'accès que procurerait le service souscrit constituerait déjà un avantage important et souhaitable pour les expéditeurs engagés. Par conséquent, la Commission juge qu'il n'est pas justifié de favoriser encore davantage les expéditeurs engagés au moyen des composantes intégrées à la conception des droits, sous le prétexte que les caractéristiques des différents services doivent s'équilibrer, d'autant plus que la réserve proposée de 10 % de la capacité pour les volumes non engagés ne pourrait probablement pas être une option valable pour accéder à la capacité (section 3.3 [Accès à la capacité après mise en œuvre du service garanti]). Cela ne signifie toutefois pas qu'il serait inapproprié d'offrir des incitatifs pour le service souscrit, dont des droits moindres que les droits du service non souscrit sur la canalisation principale au Canada, dans le cadre d'une future offre de services. En effet, tout incitatif du genre inclus dans une future offre de service serait pris en considération dans l'équilibre global des caractéristiques des divers services offerts et des circonstances – y compris la suffisance de la capacité sur la canalisation principale au Canada – parce que ces facteurs évoluent au fil du temps.

Au sujet de la distinction injuste, la Commission est du même avis qu'Enbridge : établir des différences de droits ou de modalités relativement à des services suffisamment différents les uns des autres ne constitue pas une distinction injuste. Cependant, tel qu'il est expliqué à la section 3.7, pour trancher la question de l'interdiction de distinction injuste, il faut déterminer s'il existe une proportionnalité raisonnable entre les caractéristiques des différents services. La Commission juge qu'Enbridge n'a pas présenté d'éléments de preuve ou d'arguments convaincants pour démontrer que les différences entre les services, y compris la conception des droits afférents, les engagements financiers et les autres obligations applicables aux expéditeurs d'un service donné sont suffisantes pour justifier la proportion de distinction entre les services<sup>116</sup>.

En ce qui concerne la question de la devise utilisée pour l'établissement des droits, qui a été soulevée au cours de l'instance, la Commission est d'avis qu'il s'agit d'une question commerciale qui est habituellement résolue de manière efficace au moyen d'une entente. Les parties peuvent convenir d'un large éventail d'options réalisables pour gérer les risques de change et la valeur des devises dans les ententes commerciales, dont celles visant les droits. Bien que les parties aient longuement débattu de cette question au cours de l'audience, la Commission estime qu'il n'est pas nécessaire de la résoudre puisqu'elle rejette la demande.

Enfin, en ce qui concerne la conception des droits, la Commission juge appropriée la méthode proposée par Enbridge relativement aux aspects des droits liés à ses coûts de cessation d'exploitation et de désaffectation, car elle est conforme à l'orientation donnée antérieurement par l'Office à ce sujet. Le montant prélevé et mis de côté en vue de la cessation d'exploitation

---

<sup>116</sup> La section 3.7 (Distinctions injustes) traite des autres constatations de la Commission à ce sujet.

de pipelines ne peut faire l'objet de négociations dans le cadre d'un règlement négocié, comme l'Office l'a indiqué par le passé<sup>117</sup>.

### **3.6 Pouvoir de marché**

De nombreuses parties à l'instance ont exprimé des préoccupations au sujet des possibilités qu'Enbridge abuse de son pouvoir de marché. La Commission prend des mesures pour prévenir l'abus de pouvoir de marché, aussi bien dans les faits qu'en apparence, parce que la crainte que certains acteurs du marché abusent de leur pouvoir peut entraîner un fonctionnement inefficace.

#### **Point de vue d'Enbridge**

Enbridge n'a pas nié qu'elle occupe actuellement une position dominante sur le marché du transport de pétrole au départ du BSOC, comme en témoigne sa part de marché. La société a toutefois fait valoir qu'elle n'a pas la capacité d'exercer un pouvoir de marché pour l'établissement des contrats relatifs à la canalisation principale puisque la Régie a décidé d'examiner et d'approuver la demande concernant ces contrats avant la tenue de l'appel de soumissions.

La question pertinente à trancher par la Commission en l'espèce n'est pas de savoir si elle détient un pouvoir de marché, mais plutôt si elle en a abusé pendant les négociations qui ont mené aux modalités proposées des contrats relatifs à la canalisation principale. Il y a abus de pouvoir de marché lorsque le titulaire de ce pouvoir se sert de sa position pour réaliser des rendements supérieurs à son coût du capital, et ce, de façon soutenue.

Enbridge a ajouté que la preuve au dossier démontre de façon claire et concluante que les droits proposés ne sont pas le résultat d'un abus de pouvoir de marché. Cette preuve renferme notamment les éléments suivants.

- Des négociations détaillées ont eu lieu avec des participants du marché avertis, qui n'ont pas de lien de dépendance avec la société, en vue d'élaborer le cadre commercial des contrats relatifs à la canalisation principale. Ces négociations ont donné lieu à de nombreuses concessions.
- Le cadre commercial et les droits en résultant doivent être soumis à l'approbation de la Commission.
- Les expéditeurs qui font transporter la majorité des volumes par le réseau principal d'Enbridge appuient la demande. Les expéditeurs qui appuient la demande ont confirmé qu'ils ont un intérêt direct et substantiel dans les droits versés à Enbridge et qu'ils considèrent que la méthode de conception proposée est raisonnable.
- Les seuls éléments de preuve qui étudient la question de savoir si les droits proposés produiraient un rendement excessif pendant la durée de 20 ans des contrats relatifs à la canalisation principale et qui traitent de la dispersion des rendements en fonction du coût et du risque lié au débit pendant la période sont la preuve écrite supplémentaire révisée de Centric, et ses réponses aux demandes de renseignements connexes,

---

<sup>117</sup> Motifs de décision [MH-001-2013](#) de l'Office national de l'énergie relativement aux mécanismes de prélèvement et de mise de côté de fonds, mai 2014, p. 84 (102 du PDF).

ainsi que le témoignage de M. Webb au nom de Cenovus. Concentric a conclu dans sa preuve que, selon le large éventail de futurs rendements possibles, le niveau attendu des rendements est égal ou inférieur au coût des fonds propres de la canalisation principale, rajusté en fonction du risque. Rien ne démontre, sur le plan économique, qu'il y a abus du pouvoir de marché. En fait, la seule preuve qui traite de ce point de manière exhaustive révèle que le niveau de bénéfice net produit par la méthode de conception des droits des contrats relatifs à la canalisation principale n'est pas excessif.

L'Office a reconnu par le passé que la possibilité qu'il y ait exercice d'un pouvoir de marché relativement à une offre de nouveaux services ne suffit pas pour trancher la question de savoir si les droits négociés y afférents sont injustes et déraisonnables s'il est possible d'atténuer cette possibilité. Dans la décision RH-001-2012, qui concerne les droits devant être utilisés pour le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, l'Office a énuméré trois facteurs qui permettent d'atténuer le potentiel d'abus du pouvoir de marché dans de telles circonstances : 1) la pertinence du processus d'appel de soumissions, 2) l'examen obligatoire de la méthode de conception des droits par l'Office et 3) la présence d'options de rechange pour le transport de pétrole.

Enbridge a indiqué que les contrats relatifs à la canalisation principale ont été conçus en fonction de ces trois facteurs.

- Tout d'abord, Enbridge a engagé un processus de négociation robuste avec les parties prenantes afin de mettre au point les contrats relatifs à la canalisation principale et la preuve démontre que l'appel de soumissions serait équitable et transparent.
- Ensuite, la méthode de conception des droits proposée pour les contrats relatifs à la canalisation principale a fait l'objet d'un examen réglementaire approfondi, au cours duquel toutes les parties prenantes ont eu la possibilité de contester tous les aspects de la demande. Comme l'Office l'a souligné dans sa décision sur le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, « [s]elon [lui], l'exigence de soumettre les droits et tarifs à un examen réglementaire a un effet contraignant sur le pouvoir de marché d'une société pipelinière ».
- Enfin, comme il en a été question tout au long de l'instance, il existe d'autres options de transport de pétrole brut par des pipelines concurrents et par chemin de fer. Le recours à ce dernier mode de transport a connu une hausse fulgurante depuis l'examen du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain et la capacité pipelinière disponible devrait s'accroître considérablement d'ici la fin de la première année de souscription de la capacité de la canalisation principale, en raison de la mise en service de la nouvelle la canalisation 3 et du réseau agrandi de Trans Mountain.

Enbridge a conclu qu'aucun élément de preuve crédible n'appuie l'allégation voulant que la méthode de conception des droits négociée, ou les droits qui en découlent, constitue un abus du pouvoir de marché. La société est d'avis que toutes les préoccupations quant à la possibilité qu'elle ait exercé un pouvoir de marché de manière inappropriée ont été entièrement et adéquatement résolues dans le cadre du vaste processus d'examen réglementaire visé aux présentes.

## Point de vue des autres parties

### Parties favorables à la demande

M. Webb, au nom de Cenovus, a décrit plusieurs façons de s'assurer qu'un droit négocié ne reflète pas l'exercice d'un pouvoir de marché. L'organisme de réglementation peut par exemple examiner en profondeur le processus utilisé pour concevoir les droits négociés ou encore comparer les droits négociés à un point de référence raisonnable. Il a avancé que trois points de référence pourraient être appropriés pour évaluer le caractère juste et raisonnable des droits proposés par Enbridge : une comparaison avec les droits de l'ETC, une comparaison avec les droits exigibles sur les pipelines concurrents et une comparaison avec des droits fondés sur le coût du service.

M. Webb a soutenu que des raisons d'ordre quantitatif de haut niveau le portent à croire qu'Enbridge n'exerce pas de pouvoir de marché au moyen de ces contrats. Les droits des contrats relatifs à la canalisation principale sont du même ordre que ceux qui étaient prévus à l'ETC et sont inférieurs à ceux exigés par les pipelinières concurrentes, telles que Keystone, pour la livraison dans le Midwest américain.

M. Webb a affirmé avoir effectué de nombreuses simulations et que dans la majorité d'entre elles, le droit fondé sur les coûts dépasse le droit des contrats relatifs à la canalisation principale, ce qui constitue une preuve qu'Enbridge n'exerce pas de pouvoir de marché et, par conséquent, que les droits des contrats relatifs à la canalisation principale se situent dans une fourchette raisonnable. Il est par ailleurs d'avis que le processus de négociation et la comparaison de haut niveau des droits des contrats relatifs à la canalisation principale avec les droits de l'ETC et avec les droits exigés par les pipelinières concurrentes donnent à penser qu'Enbridge n'exerce pas de pouvoir de marché et que les droits des contrats relatifs à la canalisation principale se situent dans une fourchette raisonnable.

### Parties défavorables à la demande

Certains des intervenants qui s'opposent à la demande ont allégué que celle-ci n'est en fait qu'une tentative d'Enbridge pour abuser de son pouvoir de marché en forçant les expéditeurs à participer à un processus d'appel de soumissions si la demande est approuvée. Certaines de leurs observations sont énoncées ci-après.

- CCRL et FCL ont soutenu que la demande constitue un exercice du pouvoir de marché d'Enbridge, car elle oblige les expéditeurs à participer à un processus d'appel de soumissions et à conclure des contrats à long terme, s'ils ne veulent pas courir le risque de perdre la capacité de faire transporter leurs volumes de façon fiable par la canalisation principale au Canada. L'offre de services souscrits et non souscrits aux termes des contrats relatifs à la canalisation principale représente un choix qui n'en est pas un. L'expéditeur qui a besoin d'un accès constant à la canalisation principale au Canada n'a pas d'autre choix que de soumissionner pendant l'appel de soumissions ou il risque de perdre tout accès. La réserve de 10 % de la capacité pour les volumes non souscrits n'est pas une option valable. CCRL et FCL ont affirmé que les négociations reflétaient le pouvoir monopolistique d'Enbridge et indiqué que les modalités proposées avant le dépôt n'ont pas changé sensiblement.
- Suncor a déclaré que le fait qu'elle serait forcée de participer à l'appel de soumissions et de soumissionner la capacité pipelinière selon des modalités et conditions, dont les



droits, qu'elle ne juge pas équitables ou appropriées (si la demande est approuvée) démontre le pouvoir de marché que détient Enbridge.

- Le GEC a déclaré que la demande est le résultat d'une tentative pitoyable de la part d'Enbridge pour exercer son pouvoir de marché, et non pas d'un règlement négocié de manière équitable avec un groupe représentatif comptant de nombreuses parties prenantes, mais plutôt d'une simple négociation entre Enbridge et un sous-groupe d'expéditeurs bien placés pour contracter des engagements financiers à long terme visant la capacité de la canalisation principale. Les modalités proposées pour les ententes de service sont déraisonnables en ce qu'elles favorisent Enbridge, ce qui démontre que la société exerce son pouvoir de marché.

Certains des intervenants qui s'opposent à la demande ont affirmé que les droits proposés constitueraient un abus de pouvoir de marché de la part d'Enbridge.

- CCRL et FCL ont fait valoir qu'en exigeant des expéditeurs qu'ils signent des contrats, Enbridge leur transfère le risque lié aux fluctuations des volumes et que, selon les droits proposés dans la demande, elles devraient absorber une augmentation tarifaire de près de 50 %.
- Le GEC a expliqué que selon la demande, Enbridge exigerait des droits injustes et déraisonnables, qui entraîneraient une distinction injuste parmi les expéditeurs du réseau principal et que la société affermirait son pouvoir de marché au détriment direct des intérêts canadiens, ce qu'il voit comme une tentative manifeste de la société pour abuser de son pouvoir de marché.
- Suncor a souligné qu'Enbridge a utilisé le droit de base, qui est beaucoup plus élevé que le coût du service sur la canalisation principale au Canada, comme point de départ « non négociable » des négociations et a affirmé que cela montre clairement que la société exerce son pouvoir de marché pour influencer le prix du service. Loin d'être fondé sur les coûts, négocié, axé sur le marché ou concurrentiel, le droit de base a été fixé unilatéralement par Enbridge, qui a exercé son pouvoir de marché. Par conséquent, tous les droits dérivés du droit de base présentent la même lacune et le fait que certains expéditeurs jugent que les modalités et conditions des contrats relatifs à la canalisation principale sont acceptables et sont disposés à payer les droits exorbitants qui sont proposés ne signifie pas que ces droits ne découlent pas d'un abus du pouvoir de marché.
- Suncor a fait valoir que les questions en litige dans l'instance visée aux présentes sont différentes de celles qui ont été étudiées à l'instance RH-003-2011, qui visait à déterminer si les droits fondés sur les coûts étaient trop élevés pour être concurrentiels; c'est-à-dire si le prix payé pour livrer le gaz au marché était concurrentiel par rapport aux prix exigés par d'autres sources d'approvisionnement. Dans l'instance visée aux présentes, la question est de savoir si les droits proposés dépassent les droits fondés sur les coûts qui devraient avoir cours sur un marché concurrentiel dans une mesure telle qu'ils constituent un abus du pouvoir de marché.

Certains intervenants opposés à la demande ont déposé une preuve d'expert traitant de préoccupations liées à l'abus de pouvoir de marché et à une tarification exorbitante. Cette preuve comprenait le témoignage de Brattle, au nom de Suncor, et de MM. Makholm, Priddle et Drazen, au nom du GEC.

- M. Drazen a conclu que l'écart important entre les droits proposés et des droits fondés sur le coût du service démontre que les droits proposés ne peuvent pas être acceptés comme étant justes et raisonnables. Il appuie sa conclusion, entre autres, sur le fait que pour une société ayant un grand pouvoir de marché, le coût du service est le principal facteur à considérer pour déterminer si les droits sont justes et raisonnables.
- M. Priddle a affirmé que la capacité d'Enbridge d'exercer son pouvoir de marché est grandement limitée par le régime de réglementation de la Régie, auquel la canalisation principale est assujettie en tant que pipeline de transport public. La Régie ne doit donc pas modifier le statut de transporteur public offrant un service entièrement non souscrit, afin que la capacité d'Enbridge d'exercer son pouvoir de marché demeure limitée.
- M. Makhholm a signalé que les « droits » (ou les frais exigibles par baril) ne sont qu'un aspect des modalités et conditions générales d'un tarif pipelinier. Bien que l'organisme de réglementation puisse juger que les droits en tant que tels sont raisonnables, il est possible que l'ensemble des modalités et conditions ne donne pas lieu à un tarif juste et raisonnable, mais constitue plutôt un abus de pouvoir de marché. Il est d'avis qu'avec sa proposition de contrats relatifs à la canalisation principale, Enbridge tente d'abuser de sa position dominante sur le marché à un moment où les possibilités de sortie du BSOC sont limitées et que, par conséquent, les droits en découlant ne sont pas justes et raisonnables.

Dans sa preuve, Brattle conclut qu'en imposant les droits proposés, qui dépassent de loin les niveaux des droits fondés sur les coûts, Enbridge abuserait en fait de son pouvoir de marché. À moins que les droits visant la canalisation principale au Canada ne soient limités à des niveaux qui reflètent le coût de la prestation du service, ils constitueraient un abus de pouvoir de marché de la part d'Enbridge.

### 3.6.1 Analyse et constatations de la Commission

Enbridge ne conteste pas sa position dominante sur le marché du transport de pétrole en raison de sa capacité de sortie du BSOC. La Commission convient avec Enbridge que la question qu'elle doit trancher n'est pas de savoir si la société détient un pouvoir de marché, mais plutôt si elle en a abusé pendant les négociations qui ont mené aux modalités proposées des contrats relatifs à la canalisation principale. Elle doit donc se pencher sur la preuve associée au pouvoir de marché, non seulement sur le fond de la question, mais aussi sur l'apparence ou la perception d'abus de marché<sup>118</sup>.

Enbridge a laissé entendre que tout potentiel d'abus de marché de sa part est dans les faits affaibli par les facteurs énumérés par l'Office dans les Motifs de décision RH-001-2012 : 1) la pertinence du processus d'appel de soumissions, 2) l'examen obligatoire de la méthode de conception des droits par l'Office et 3) la présence d'options de rechange pour le transport de pétrole. La Commission convient que ces facteurs peuvent atténuer le potentiel d'abus de pouvoir de marché, ce qui n'est toutefois pas entièrement le cas ici.

---

<sup>118</sup> Comme l'Office l'a précisé à la page 8 (22 du PDF) de ses Motifs de décision [RH-3-2004](#) relativement à la demande de TransCanada PipeLines Limited visant à faire approuver la jonction North Bay parus en décembre 2004, il ne faut pas permettre à une entité d'exercer une emprise abusive sur le marché, tant au niveau du fond, qu'à celui des apparences et de la perception.

Les constatations de la Commission, en ce qui a trait au premier facteur, soit le processus d'appel de soumissions, sont présentées à la section 3.2 (Possibilité d'un accès juste et équitable au service garanti pendant l'appel de soumissions), n'ont pas éclairé de façon importante son évaluation du pouvoir de marché aux fins de l'instance visée aux présentes. Le troisième facteur n'aurait pas atténué le potentiel d'abus de pouvoir de marché puisqu'il n'y a pas suffisamment d'options de rechange au transport par le réseau principal, comme il en a été question au chapitre 2 (Demande et contexte).

Comme il a été mentionné précédemment, la Commission se préoccupe de ce que la méthode d'établissement des droits proposée pourrait produire des rendements déraisonnables et dépasser de manière excessive et continue les droits liés au coût du service sur la canalisation principale au Canada. En l'espèce, le dossier n'a pas permis à la Commission de déterminer de façon définitive que la demande constitue réellement un abus de pouvoir de marché de la part d'Enbridge. Cependant, puisque la Commission n'approuve pas l'instauration d'un service garanti, il n'y a aucune possibilité que ces préoccupations se matérialisent ou qu'il y ait un abus de pouvoir de marché.

La Commission juge en l'espèce que l'asymétrie de l'information fournie par Enbridge aux différentes parties prenantes pendant les négociations qui ont mené à l'élaboration des contrats relatifs à la canalisation principale a constitué un fondement raisonnable pour créer une perception d'abus de pouvoir de marché. Elle encourage Enbridge, au cours de toute prochaine étape concernant la canalisation principale au Canada, à tenir compte véritablement des préoccupations soulevées au sujet du pouvoir de marché, afin de s'assurer que la perception d'abus est raisonnablement prise en compte avant une instance future.

## 4 Modalités et conditions de service

Enbridge a demandé que la Commission approuve l'instauration d'un service garanti sur la canalisation principale au Canada, qui serait assujéti à toutes les modalités et conditions contenues dans les ententes de service et les tarifs des règles. Les modalités et conditions de service proposées sont assujétiées à la LRCE, dont son article 235. La Commission n'analyse pas toutes les modalités et conditions présentées aux fins d'approbation dans la demande visée aux présentes, mais elle prend acte des préoccupations concernant la durée et les garanties financières. Elle offre également des conseils sur la conception du service et le grand pouvoir discrétionnaire qu'Enbridge conserverait pendant la durée des contrats. Pour ce qui est du reste, les contrats relatifs à la canalisation principale, bien que n'étant pas nécessairement sans controverse, n'ont pas contribué de façon importante aux préoccupations de distinction injuste dans le contexte de la demande dans son ensemble.

### 4.1 Durée des contrats

Enbridge a proposé différentes périodes de contrat allant de 8 à 20 ans, ainsi qu'une modalité de flexibilité permettant à un expéditeur de résilier la totalité ou une partie de son engagement mensuel sous réserve d'un préavis de 36 mois.

#### Point de vue d'Enbridge

Des expéditeurs éventuels ont demandé, au cours des négociations, d'offrir des durées de contrat plus longues, des contrats de 8 à 12 ans ayant fait l'objet de la proposition initiale. Enbridge leur a ainsi offert des contrats d'une durée pouvant atteindre 20 ans. Elle a discuté de contrats de courte durée, soit de moins de huit ans, avec ces expéditeurs, mais ceux-ci ont indiqué qu'ils préféreraient une modalité de flexibilité<sup>119</sup>.

Le contrat d'une durée maximale de cinq ans proposé par Suncor ne tient pas compte de la raison pour laquelle Enbridge veut conclure des contrats relatifs à la canalisation principale, soit atténuer les risques auxquels elle s'expose à long terme, puisque les pipelinières canadiennes qui lui font concurrence y sont autorisées. En proposant des contrats plus courts, Suncor n'a pas pris en considération le fait que ceux à long terme procurent une assurance d'accès, à l'appui d'investissements des expéditeurs et d'Enbridge. Sans une telle fondation, les investissements en souffriraient, la capacité et le débit pourraient s'éroder, tandis que les droits seraient certainement plus élevés et plus instables.

#### Point de vue des autres parties

##### Parties défavorables à la demande

Les parties défavorables à la demande ont fait valoir que la plupart des raffineurs du PADD II (y compris les sociétés intégrées) raccordés au réseau principal sont particulièrement bien placés pour conclure un contrat d'une durée maximale de 20 ans afin de garantir leurs charges d'alimentation à long terme. Compte tenu de l'incertitude entourant les futurs taux de production

---

<sup>119</sup> Comme il est indiqué à l'annexe XVIII de la demande, la version 3 des ententes de service prévoyait une option de contrat d'une durée de 36 à 95 mois, moyennant une majoration des droits.

et les marchés des produits énergétiques, il est difficile pour les producteurs en amont de prendre des engagements financiers aussi importants sur une longue période.

Certains des intervenants qui s'opposent à la demande, tels que Suncor et Valero, ont proposé d'autres durées de contrat.

- Suncor a déclaré que la durée de contrat proposée est injuste et inappropriée alors que la durée maximale du contrat ne devrait pas dépasser cinq ans. Si Enbridge estime que les risques à très long terme l'obligent à exiger des droits beaucoup plus élevés au début du contrat, une solution raisonnable et adaptée aux besoins des expéditeurs consisterait à réduire la durée maximale des contrats.
- Valero a soutenu que la durée minimale de huit ans signifie que certains expéditeurs devraient respecter des engagements sur la canalisation principale au Canada qui s'étendent au-delà de l'échéance de ceux de prise ferme sur des pipelines en aval d'Enbridge. La durée minimale de huit ans devrait être réduite à quatre ou moins afin que l'échéance des contrats coïncide davantage avec celles des autres engagements sur des pipelines en aval affiliés à Enbridge.

## **4.2 Garanties financières**

Enbridge a proposé différentes conditions de crédit pour les contrats d'approvisionnement exclusif, les contrats de prise ferme et les expéditeurs non engagés. Dans tous les cas, les expéditeurs ayant une cote de solvabilité élevée ne seraient pas tenus de fournir à Enbridge de garanties financières.

### **Point de vue d'Enbridge**

Les garanties financières prévues dans les contrats d'approvisionnement exclusif sont moins onéreuses que dans le cadre d'un contrat de prise ferme, puisque la société a la possibilité de fournir une lettre de crédit couvrant les obligations financières et autres sur une période de 2 mois plutôt que 12 dans le second cas.

Conformément à l'actuelle structure de service non souscrit, les expéditeurs doivent fournir une garantie d'une société mère ayant une cote élevée de solvabilité ou une lettre de crédit couvrant les obligations sur une période de 30 jours. Sous le régime des contrats relatifs à la canalisation principale, les exigences en matière de crédit prévoieraient des obligations couvrant une période de 60 jours.

Enbridge a soutenu que, pour la nouvelle structure, les exigences en matière de crédit visant les expéditeurs non engagés, les contrats d'approvisionnement exclusif et ceux de prise ferme ont été modifiées pour correspondre aux normes de l'industrie, même dans certains cas pour être moins contraignantes que celles-ci. Si Enbridge assouplissait davantage les exigences de crédit pour les contrats d'approvisionnement exclusif, les garanties financières ne seraient même pas suffisantes pour recouvrer les sommes facturées et les soldes des comptes débiteurs.

M. Earnest a affirmé que le GEC a surestimé l'incidence des coûts indirects sur le bilan et qu'aucune des raffineries de l'Est du Canada n'aurait besoin d'un soutien au crédit pour conclure des contrats sur la canalisation principale, puisqu'il s'agit de sociétés ayant une cote de solvabilité élevée<sup>120</sup>.

### **Point de vue des autres parties**

#### **Parties défavorables à la demande**

Certaines parties défavorables à la demande ont plaidé que de nombreux grands producteurs canadiens ont actuellement de la difficulté à obtenir une cote de solvabilité élevée. L'obligation de fournir ou de bonifier une lettre de crédit existante drainerait les ressources financières des producteurs, lesquels doivent déjà faire face à des pressions importantes en raison des conditions du marché<sup>121</sup>. De plus, il faudrait que de nombreux revendeurs bonifient leur lettre de crédit parce qu'ils ne satisferaient pas au critère de solvabilité d'Enbridge. Les coûts éventuels liés à la présentation de lettres de crédit à Enbridge devraient être repassés au producteur sous forme de marge de commercialisation plus élevée, ce qui éroderait davantage la valeur pour le producteur. En outre, la production de lettres de crédit réduit les montants accessibles dans la marge de crédit, ce qui peut avoir une incidence négative sur la solvabilité perçue en plus de limiter la liquidité financière.

Dans des lettres de commentaires, certains petits producteurs ont fait remarquer que leurs bilans n'appuient pas la conclusion de contrats de service garanti et que les exigences relatives à la solvabilité risquent de les empêcher de participer aux appels de soumissions.

### **4.3 Conception des services et types de contrat**

Sous le régime des contrats relatifs à la canalisation principale, un expéditeur pourrait présenter des commandes mensuelles visant la capacité non souscrite (10 %) ou tenter d'obtenir un accès prioritaire en concluant un contrat pendant l'appel de soumissions. Enbridge a proposé différents types de contrats de service garanti comme options de service prioritaire, dont cinq types de contrat d'approvisionnement exclusif et trois types de contrat de prise ferme.

Les cinq types de contrat d'approvisionnement exclusif sont fonction de l'intérêt ou de l'installation qui peut être désigné et du type d'hydrocarbure visé par le contrat<sup>122</sup>. Pour être admissible à un contrat d'approvisionnement exclusif, un expéditeur doit affecter une partie de sa production de pétrole brut, de sa capacité de production de LGN ou de sa capacité de

---

<sup>120</sup> Enbridge a fourni des données sur la solvabilité de ses expéditeurs actuels, lesquelles indiquent qu'en mai 2020, 70 % des expéditeurs (83 %, selon les volumes) présentaient une cote de solvabilité élevée et qu'aucun, actuel ou éventuel, sur la canalisation principale n'a vu sa cote révisée à la baisse cette année. Ainsi, 100 % des sociétés d'énergie intégrées, 75 % des raffineurs, 50 % des producteurs et 33 % des négociants sont des expéditeurs ayant une cote de solvabilité élevée.

<sup>121</sup> À titre d'exemple, MEG a fait valoir que pour conclure un contrat relatif à la canalisation principale, elle devrait assumer une obligation financière de plus de 1,6 milliard de dollars canadiens, selon la durée minimale de huit ans, laquelle s'ajouterait à ses obligations ou à celles de Flanagan South, qui sont supérieures à 1,5 milliard de dollars canadiens. De plus, l'augmentation du montant de la lettre de crédit coûterait plus d'un million de dollars canadiens par année à MEG.

<sup>122</sup> Les types de contrats d'approvisionnement exclusif sont les suivants : réception raffineur (pour le pétrole brut); livraison raffineur (pour les produits pétroliers raffinés); réception expéditeur de LGN (pour les LGN); livraison expéditeur de LGN (pour les LGN) et producteur (pour le pétrole brut).

raffinage au transport par la canalisation principale au Canada. Un expéditeur ayant conclu un contrat d'approvisionnement exclusif serait exempté de son obligation de livrer le volume mensuel établi lorsque les volumes produits ou traités par l'installation ou l'intérêt désigné au cours d'un mois donné seraient inférieurs aux volumes mensuels souscrits pour cette installation ou cet intérêt.

Les trois types de contrats de prise ferme correspondraient au type d'hydrocarbure : pétrole brut, produits pétroliers raffinés et LGN. Un contrat de prise ferme n'exigerait pas d'un expéditeur qu'il désigne un intérêt ou une installation. Il s'agirait d'un type de contrat classique en ce sens que l'expéditeur devrait généralement expédier le volume prévu au contrat ou effectuer un paiement compensatoire.

Il existerait quatre parcours de transport : d'Edmonton à Hardisty, courte distance, distance moyenne et longue distance. Les parcours de transport seraient divisés en tronçons de service : service au départ d'Edmonton ou au départ de Hardisty, pour chaque type de produit énergétique (pétrole brut, LGN et produits pétroliers raffinés)<sup>123</sup>.

### **Point de vue d'Enbridge**

Enbridge a créé le concept de tronçon de service pour tenir compte le plus possible de la façon dont les expéditeurs passent des commandes sur son réseau principal. Ce concept a été mis au point lors de négociations, afin de répondre aux besoins d'éventuels expéditeurs engagés qui voulaient davantage de souplesse que ce que leur procurent les contrats de service de point à point.

Les expéditeurs n'auraient pas à sélectionner un point de livraison précis dans leur entente de service; ils s'engageraient simplement à l'égard d'un tronçon de service comportant de multiples points de livraison. Les engagements relatifs aux tronçons de service seraient beaucoup plus souples que les contrats de service de point à point, qui ont cours sur la plupart des pipelines de pétrole brut dont la capacité est souscrite.

Enbridge a donné les réponses suivantes aux préoccupations soulevées par CCRL et FCL au sujet des limites de capacité du transport souscrit de pétrole brut à courte distance.

- À l'origine, Enbridge proposait une capacité pouvant faire l'objet de contrats de 150 kb/j. Toutefois, en réponse aux préoccupations soulevées par CCRL et FCL, le volume maximal a été haussé à 200 kb/j.
- La demande de capacité de transport à courte distance provient principalement de la raffinerie de CCRL et de FCL, dont la capacité est de 135 kb/j. Enbridge a fait valoir que toute partie ayant conclu un contrat pour une capacité de transport à courte distance devrait, en fin de compte, vendre son pétrole ou sa capacité pipelinère à CCRL et FCL. Si une partie n'utilisait pas sa capacité de transport souscrit à courte distance, cette capacité serait offerte en service non souscrit à CCRL et à FCL, sur une base ponctuelle, et cette partie devrait payer des frais compensatoires.

Enbridge a expliqué que divers aspects des contrats offriraient une certaine souplesse aux expéditeurs, notamment ceux indiqués ci-après.

---

<sup>123</sup> Le service au départ de Hardisty comprend la réception de produits à Hardisty, Kerrobert, Regina ou Cromer.

- Les expéditeurs pourraient quand même respecter leurs engagements relatifs à un tronçon de service s'ils expédiaient des produits par un tronçon de service plus long et les expéditeurs qui auraient un engagement au départ d'Edmonton pourraient respecter leur engagement s'ils livraient les volumes engagés à un point de réception au Canada qui se trouve en aval d'Edmonton et s'ils payaient les droits applicables aux volumes engagés au départ d'Edmonton.
- Un contrat de transport à longue distance permettrait de livrer des produits à l'un ou l'autre des 12 points de livraison du réseau Lakehead et de l'Est du Canada.
- Les expéditeurs du service garanti pourraient convertir leur contrat de prise ferme en contrat d'approvisionnement exclusif de raffineur ou de producteur, et vice versa, à condition de satisfaire à toutes les exigences du nouveau contrat.
- Les expéditeurs ayant des engagements de prise ferme pourraient demander une dispense et les circonstances dans lesquelles un expéditeur ayant conclu un contrat d'approvisionnement exclusif pourrait demander une dispense ont été élargies.
- La modalité de flexibilité offrirait une option de contrat à court terme aux expéditeurs qui ne veulent pas s'engager pour un minimum de 96 mois (8 ans). Elle leur permettrait de résilier la totalité ou une partie des volumes mensuels souscrits à tout moment, sous réserve d'un préavis de 36 mois.
- Les droits d'accroissement permettraient aux expéditeurs de prendre des engagements pour des volumes initiaux ainsi que pour des volumes accrus qui prendraient effet à une date ultérieure à la date de début du contrat selon les ententes de service de transport. Cela permettrait aux expéditeurs engagés de coordonner les dates d'accroissement des volumes avec les projets en cours d'exécution ou dont l'exécution est prévue, à condition qu'elles surviennent avant la fin de 2025.
- L'option d'augmentation du volume souscrit permettrait aux expéditeurs engagés d'accroître leurs volumes mensuels après l'appel de soumissions, si leur projet d'agrandissement ou leur potentiel d'accroissement des volumes est incertain au moment de l'appel de soumissions.
- Les contrats d'approvisionnement exclusif offriraient aux expéditeurs une plus grande souplesse que les accords de prise ferme classiques, puisqu'ils permettraient de composer avec les répercussions prévues ou imprévues sur la capacité de production ou de raffinage (y compris les décisions financières prises par un expéditeur), réduisant ainsi la responsabilité que le producteur ou le raffineur devrait assumer à long terme. De plus, les expéditeurs ne seraient pas tenus de faire transporter le nombre de barils produits ou traités par leur installation ou intérêt désigné; ils ne devraient qu'acheminer des volumes équivalents aux volumes souscrits.
- Bien que le contrat d'approvisionnement exclusif de producteur stipulerait qu'un producteur-expéditeur doit désigner une zone pour le tronçon de service demandé, conformément aux ententes de service de transport, les volumes réels ayant faits l'objet d'un appel de soumissions pourraient provenir de n'importe où et le volume mensuel souscrit pour la zone désignée ne serait qu'un volume théorique utilisé pour déterminer si un expéditeur pourrait demander une dispense, dans l'éventualité où il ne respecterait pas son engagement mensuel pour un mois donné.



## Point de vue des autres parties

### Parties défavorables à la demande

Des parties ont exprimé des préoccupations au sujet de la souplesse de l'offre de service garanti, notamment les suivantes.

- L'obligation de s'engager à l'égard d'un tronçon enlèverait toute flexibilité future aux producteurs. L'obligation de s'engager à l'égard d'un point de destination limiterait le producteur quant aux acheteurs de son pétrole, tandis que l'obligation de s'engager à l'égard d'un point de réception (point d'entrée de la canalisation principale au Canada) n'aurait pas le même effet restrictif pour le raffineur.
- La souplesse dont disposeraient les expéditeurs pour passer des commandes à d'autres points de réception serait réduite du fait que l'expéditeur devrait payer des droits plus élevés.
- Pour conserver sa priorité de service, un expéditeur ne pourrait expédier qu'un maximum de 25 % des volumes prévus au contrat par un autre tronçon de service. Il s'agit d'une préoccupation pour les expéditeurs, car leur point de réception serait susceptible de changer, pendant la durée du contrat, en fonction du lieu de production.
- La modalité de flexibilité n'est pas vraiment une option pour les expéditeurs puisque l'appel de soumissions entraînerait probablement une situation de sursouscription.
- Selon une entente de prise ferme, l'expéditeur serait limité à un certain nombre de dispenses conformément aux dispositions à cet égard. Le nombre limité de dispenses, combiné à la suppression des dispositions de force majeure, aurait pour effet de transférer le risque d'Enbridge aux expéditeurs.
- Dans le cadre des contrats d'approvisionnement exclusif, l'expéditeur ne pourrait recourir aux dispenses que de façon limitée, car Enbridge pourrait décider de réduire le volume souscrit d'un expéditeur s'il demande des dispenses qui dépassent en moyenne 25 % des engagements au cours d'une période de 12 mois. Une interruption attribuable à un problème de production (ou à une révision générale) pourrait avoir une incidence sur un producteur pendant quelques mois et réduire considérablement la production, ce qui pourrait faire en sorte qu'Enbridge réduise unilatéralement le volume souscrit même s'il était prévu que la production serait rétablie.

Le GEC et Suncor ont soulevé des préoccupations concernant l'exigence relative à la zone désignée dans les contrats d'approvisionnement exclusif de producteur, étant donné que les volumes produits à des points de réception précis varieraient au cours de la période visée par l'entente de service, en raison de la nature de la production de pétrole brut. En outre, il serait possible que les contrats d'approvisionnement exclusif n'offrent aucun recours à certains expéditeurs pour une dispense de leur obligation de paiement compensatoire, sauf en cas de révision complète de l'installation désignée.

Les intervenants défavorables à la demande ont également soutenu que les contrats de prise ferme n'autoriseraient qu'un nombre limité de dispenses, ce qui s'oppose de façon frappante à la souplesse dont disposent actuellement les expéditeurs. La clause de dispense enlèverait de la souplesse en ce qu'elle exigerait que les volumes soient acheminés par pipeline plutôt que par un autre moyen de transport qui répondrait mieux aux besoins opérationnels. De plus, chaque dispense ne serait applicable que pour une période maximale de trois mois, tandis qu'un événement pourrait durer beaucoup plus longtemps. Par ailleurs, puisqu'il est plus facile

pour un raffineur de faire correspondre les volumes engagés à sa capacité de raffinage, de stockage et de débit, il serait en meilleure posture pour obtenir une dispense aux termes de son entente de transport de raffineur.

#### **4.4 Pouvoir discrétionnaire**

Les ententes de service proposées accorderaient à Enbridge un pouvoir discrétionnaire tout au long de la durée du contrat en ce qui a trait à la conclusion et au renouvellement de contrats, ainsi qu'à la suite d'éventuelles modifications législatives.

##### **Point de vue d'Enbridge**

Enbridge a reconnu que les dispositions relatives à d'éventuelles modifications législatives prévues aux ententes de service présenteraient un risque de hausse des droits pour les expéditeurs et soutenu que la répartition de ce risque avait été négociée avec les expéditeurs éventuels. Dans les faits, Enbridge se trouverait à geler les droits de transport pendant une période maximale de 20 ans; sa capacité de relever les droits serait limitée dans toutes les circonstances qui échappent à son contrôle, comme une modification législative. La clause viserait à protéger Enbridge des mesures imprévues et inévitables que pourraient prendre des gouvernements et des organismes de réglementation et qui pourraient avoir une incidence importante sur les coûts d'exploitation et les coûts en capital liés au réseau principal d'Enbridge.

Les dispositions relatives à d'éventuelles modifications législatives, qui permettent à un transporteur de recouvrer les coûts liés à de futurs changements d'ordre gouvernemental ou réglementaire, sont fréquentes dans les contrats de transport de pétrole brut par pipeline, comme dans les ententes de service visant Keystone et Trans Mountain. De plus, Suncor et le GEC ne tiennent pas compte du fait qu'à la suite des négociations, Enbridge a ajouté aux ententes de service une disposition réciproque touchant une perte de valeur de la charge d'alimentation, à laquelle les expéditeurs pourraient recourir dans l'éventualité où une modification législative au Canada ou aux États-Unis viserait exclusivement les hydrocarbures de l'Ouest canadien.

Les ententes de service conférerait aux expéditeurs un droit de renouvellement automatique pour une durée correspondant à 50 % de la durée du contrat initial. Les expéditeurs pourraient renouveler leurs contrats pour le même volume (ou un volume inférieur) que celui qui avait été souscrit initialement. Toutefois, les droits visant les volumes engagés qui s'appliqueraient pendant la période de renouvellement pourraient être révisés par Enbridge, sous réserve de l'approbation future de la Régie. Ces droits seraient fonction du marché et des coûts d'Enbridge au moment du renouvellement.

Le droit d'Enbridge d'exercer son pouvoir discrétionnaire en ce qui a trait au respect des conditions préalables aux approbations réglementaires est conforme aux normes de l'industrie et est tout à fait raisonnable. Il ne serait ni possible ni réaliste de s'attendre à ce qu'Enbridge tente d'obtenir le consentement ou l'accord de tous les expéditeurs à contrat quant à la pertinence des approbations réglementaires.

## Point de vue des autres parties

### Parties défavorables à la demande

Les parties défavorables à la demande ont affirmé qu'en plus de ne pas être symétrique, la clause relative aux éventuelles modifications législatives conférerait à Enbridge un vaste pouvoir discrétionnaire pour augmenter les droits et pour atténuer de façon importante les risques auxquels elle s'expose. Dans l'éventualité où la modification des « lois applicables » entraînerait une réduction, par exemple, du capital, des charges ou des impôts, Enbridge ne serait pas tenue de réduire les droits en conséquence. En outre, la nature générale de la clause signifierait que toute mesure ordonnée par une autorité gouvernementale, qu'Enbridge soit responsable ou non, équivaldrait à une « modification législative » qui permettrait à Enbridge de recouvrer auprès des expéditeurs des coûts qu'elle devrait assumer.

Le GEC a déclaré que les ententes de service stipuleraient que les expéditeurs doivent accepter de conclure des contrats, et d'être liés par les modalités de ceux-ci, en échange de droits d'annulation très limités. De plus, compte tenu de la procédure d'appel de soumissions proposée, un expéditeur conclurait une entente de service sans savoir avec certitude s'il doit s'acquitter de ses obligations ou à quel moment il doit commencer à le faire. La combinaison de ces faits signifie qu'un producteur à contrat se trouverait dans une situation intenable, ne sachant pas si les engagements de transport importants et restrictifs qu'il a contractés se matérialiseront et n'ayant qu'une capacité extrêmement limitée de résilier ou de modifier ces engagements entre-temps.

## 4.5 Analyse et constatations de la Commission

La Commission reconnaît la valeur des solutions axées sur le marché relativement à la conception des droits ainsi qu'aux modalités et conditions, en particulier en raison de la complexité de la canalisation principale au Canada, de même que des perspectives qu'Enbridge et les parties prenantes peuvent apporter directement à la conception d'un cadre commercial approprié. Bien que les conditions particulières rendent généralement compte d'une combinaison de concessions mutuelles, la Commission demeure responsable de la surveillance réglementaire en vertu de la LRCE. Les préoccupations concernant la durée au même titre que les exigences en matière de garanties financières ont éclairé les conclusions de la Commission quant à l'obligation de transporteur public et la discrimination injuste, compte tenu du déséquilibre cumulatif entre avantages et inconvénients selon les différentes catégories d'expéditeurs, ainsi que des distinctions touchant certains de leurs sous-ensembles, actuels ou éventuels (comme il est expliqué à la section 3.2 [Possibilité d'un accès juste et équitable au service garanti pendant l'appel de soumissions] et à la section 3.7 [Distinctions injustes]). La Commission formule également des commentaires sur la conception du service et la latitude dont jouit Enbridge.

## Durée des contrats

La Commission juge longue la durée minimale de huit ans pour les raisons énumérées ci-après.

- Les risques qu'Enbridge cherche à atténuer ne justifient pas la durée minimale de huit ans (tel qu'il est expliqué à la section 3.4.1 [Exposition au risque d'Enbridge]).
- Les engagements souhaités par Enbridge n'appuient pas directement de nouveaux investissements de capitaux importants ni n'y sont liés de façon évidente (comme en traite la section 3.4.2 [Agrandissements futurs de la canalisation principale au Canada]).
- La possibilité que la modalité de flexibilité ne soit pas offerte en raison d'une sursouscription à la suite de l'appel de soumissions (ce dont traite la section 3.2 [Possibilité d'un accès juste et équitable au service garanti pendant l'appel de soumissions]).
- Les effets négatifs que de tels contrats pourraient avoir sur les expéditeurs éventuels (voir la section 3.4.3 [Besoins des expéditeurs]) et les obstacles éventuels pouvant empêcher certaines parties de conclure des contrats pour obtenir un service souscrit.
- Toute distorsion des prix ou fluctuation déraisonnable qui pourrait avoir une incidence sur les acteurs du marché, comme il est indiqué à la section 3.5.2 (Prix des produits énergétiques), qui pourrait perdurer pendant toute la durée minimale du contrat.

Bien qu'Enbridge ait présenté la modalité de flexibilité comme une solution de rechange à la durée de contrat standard, la Commission estime que la solution n'est pas acceptable en raison de la probabilité raisonnable que l'appel de soumissions entraîne une situation de sursouscription.

La Commission reconnaît que c'est à la demande des expéditeurs qu'Enbridge propose plusieurs types de contrats assortis de durées différentes et que celles-ci visent à répondre aux besoins de divers expéditeurs actuels et éventuels. Même si les durées de contrat sont favorables aux parties qui ont présenté des lettres d'appui, la durée minimale de huit ans est généralement défavorable et pourrait même constituer un obstacle infranchissable pour les petits expéditeurs, causer plus tard des ennuis à d'autres qui préféreraient un accès non souscrit, mais pourraient se sentir contraints de prendre part à l'appel de soumissions et être source de problèmes pour d'autres encore dont les besoins pourraient changer au fil du temps.

La Commission ne s'oppose pas au principe de la durée maximale de 20 ans, mais elle fait remarquer que dans d'autres demandes, des durées plus longues ont généralement été associées à des investissements de capitaux ou à un degré plus élevé de sensibilité aux coûts dans la méthode de conception des droits, parfois même aux deux. Dans certaines circonstances, une entente de 20 ans prévoyant surtout des droits fixes peut être appropriée et des parties averties peuvent être disposées à s'engager dans ces conditions, après avoir soupesé les avantages et les risques en fonction de leur situation particulière. Dans le cas présent, les durées maximales et minimales réduiraient globalement la possibilité de parties d'accéder à la capacité. Les avantages d'une plus longue durée reviendraient à un sous-ensemble d'expéditeurs ayant négocié une prolongation de l'entente avec Enbridge par rapport à ce qui était prévu à l'origine pour les contrats.

La Commission ne se prononce pas sur le caractère idéal ou éventuellement acceptable d'autres durées de contrat proposées par les intervenants défavorables à la demande dans le

cadre d'une offre future, mais des durées moindres ou un accès plus fiable à la modalité de flexibilité offerte atténueraient certaines des préoccupations relevées plus haut. En définitive, les parties devront tenir compte des durées proposées par Enbridge à l'avenir, si une nouvelle offre de service semblable est présentée, dans le contexte de l'ensemble des modalités et conditions qui s'y grefferaient, comme le fera la Commission.

### Garanties financières

Les garanties financières proposées constituent un changement important par rapport à ce qui est actuellement exigé des expéditeurs. À l'heure actuelle, les parties de toutes tailles ont accès à la canalisation principale au Canada, à condition qu'elles puissent fournir des garanties financières couvrant l'équivalent de 30 jours d'obligations. Sous le régime proposé de souscription de la capacité de la canalisation principale, les expéditeurs du service non souscrit seraient tenus de doubler leurs engagements actuels et les expéditeurs du service souscrit, de contracter des engagements de deux à douze fois plus importants, selon le type d'entente de service.

La Commission n'est pas convaincue qu'il soit nécessaire d'appliquer toutes les exigences proposées en matière de garanties financières, principalement en raison du niveau de risque lié aux volumes qu'Enbridge cherche à atténuer au moyen du service garanti et du fait qu'aucun nouvel investissement de capitaux important n'a été inclus dans la demande. Comme l'ont affirmé les intervenants défavorables à la demande, l'approche proposée aura probablement une incidence disproportionnée sur certains intervenants du marché, notamment les petits producteurs et revendeurs, qui sont moins susceptibles d'avoir une cote de solvabilité élevée et, par conséquent, plus susceptibles de devoir présenter une lettre de crédit ou un autre type de soutien au crédit. En l'absence de raisons justifiant clairement le besoin d'Enbridge pour une plus grande atténuation des risques, les garanties financières exigées pourraient entraîner une distinction à l'égard des petits expéditeurs et de tout autre expéditeur qui ne peut prendre d'engagements financiers supplémentaires, ce qui peut avoir une incidence sur leur participation à l'appel de soumissions.

### Conception des services

La Commission est d'avis que la conception des tronçons de service d'Enbridge est réfléchie et présente des caractéristiques que l'on ne retrouve pas dans les contrats de prise ferme classiques, notamment :

- permettre aux expéditeurs de conclure des contrats visant un parcours précis, pouvant comprendre plusieurs points de réception et de livraison, plutôt que des contrats classiques de point à point;
- permettre aux expéditeurs qui concluent un contrat à l'égard d'un tronçon de service de faire transporter leur produit sur tout autre tronçon de service d'une distance plus longue;
- permettre aux expéditeurs de conclure des contrats d'approvisionnement exclusif et d'avoir recours à un plus grand nombre de dispenses, y compris celles qui sont motivées par une décision financière prise par l'expéditeur;
- permettre aux expéditeurs de conclure des contrats relativement à des installations qui ne sont pas encore en service, au moyen de droits d'accroissement des volumes, et de modifier leurs contrats visant des installations qui pourraient faire face à des incertitudes

importantes à long terme, grâce à la modalité de flexibilité ou aux dispositions donnant la possibilité de réduire les volumes souscrits.

La venue de différents types de contrats a été à l'origine d'options pouvant permettre à un plus large éventail d'expéditeurs de répondre à leurs besoins. La Commission ne considère pas que la conception de tronçons de service est source de distinctions, pas plus qu'elle n'a été convaincue par les arguments de certains intervenants défavorables à la demande qu'il en était de même avec le tronçon à courte ou à moyenne distance.

Toutefois, bien que la souplesse offerte par la modalité de flexibilité, les droits d'accroissement des volumes et l'option d'augmentation du volume souscrit soit favorable aux différents expéditeurs actuels et éventuels, l'accès à cette souplesse dépend du niveau de capacité souscrite pendant l'appel de soumissions. La preuve démontre qu'une forte demande de services pendant l'appel de soumissions pourrait limiter ou éliminer la plupart des avantages possibles, puisqu'il est raisonnable de penser que la capacité ainsi accordée serait nulle ou fort restreinte. Par ailleurs, bien que les dispositions des ententes de service concernant les dispenses soient nouvelles et puissent offrir davantage de souplesse que d'autres mesures liées aux paiements compensatoires, dans de nombreux cas, il s'agit d'avantages qui remplacent les recours prévus dans l'éventualité d'un événement imprévu que procurerait une clause de force majeure.

La souplesse en matière de conception du service a été présentée par Enbridge comme une caractéristique des contrats relatifs à la canalisation principale améliorant la demande. La Commission est d'accord, mais elle se demande si une fois mis en œuvre, ces contrats auraient réellement permis à toutes les parties prenantes de tirer pleinement parti des avantages liés à une telle conception.

### Pouvoir discrétionnaire

La Commission reconnaît qu'Enbridge et d'autres sociétés pipelinières ont besoin d'une certaine latitude pour exploiter efficacement leurs pipelines, que ce soit au niveau de l'exploitation (comme l'ordonnancement) ou que ce soit en rapport avec des questions commerciales (comme les droits exigibles au moment du renouvellement). Elle soutient que le pouvoir discrétionnaire et la souplesse dont jouissent les sociétés pipelinières doivent être mesurés à l'aune de la transparence, avec un degré raisonnable de certitude ou de prévisibilité pour les expéditeurs et les parties prenantes.

Plus précisément, la Commission craint que les dispositions des ententes de service portant sur le renouvellement des contrats ne limitent la transparence et n'entraînent une asymétrie de l'information. Selon ces dispositions, l'expéditeur serait tenu de décider s'il accepte un droit de renouvellement potentiellement unique en fonction du volume souscrit et de la durée de l'engagement, sans être au courant des droits offerts aux autres expéditeurs, et ce, avant le dépôt de la demande d'approbation des droits proposés. Il est en outre difficile de savoir si les expéditeurs auraient accès à suffisamment de renseignements pour déterminer si les droits sont justes et raisonnables au moment où ils seraient offerts.

La Commission s'attend à ce qu'Enbridge assure un degré équitable de transparence et de prévisibilité dans l'exercice de son pouvoir discrétionnaire et dans ses rapports avec les expéditeurs et les parties prenantes, notamment en partageant des renseignements pertinents, transmettant un préavis des changements à venir et prenant d'autres mesures raisonnables pour permettre à ses vis-à-vis de soulever des questions ou des préoccupations, au besoin, auprès d'elle ou de la Régie.

## 5 Autres mesures

Le présent chapitre porte sur les mesures additionnelles demandées par Enbridge, soit le maintien de l'exemption accordée à la société, afin de la soustraire à certaines exigences en matière de comptabilité et de rapports financiers, ainsi que l'ajout de la procédure de vérification de la destination au tarif des règles.

### 5.1 Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs et surveillance financière

Enbridge a demandé à la Commission d'approuver le maintien de l'exemption la soustrayant à l'obligation de tenir un système comptable comme celui qui est prescrit dans le RNCO. Enbridge voudrait continuer à ne déposer que des renseignements limités au titre de la surveillance financière<sup>124</sup>.

#### Point de vue d'Enbridge

Enbridge a déclaré qu'elle se conforme aux exigences du RNCO, mais qu'elle ne tient pas son grand livre général comme cela est prescrit dans ce règlement. La société tient plutôt son grand livre général selon son propre plan comptable, car, en tant que membre du groupe Enbridge Inc., elle doit satisfaire aux exigences de gestion et de production de rapports sur ses activités consolidées qui définissent le système comptable utilisé dans le cadre de ses activités quotidiennes. Si, au lieu de maintenir l'exemption, la Commission l'assujettit à cette exigence ultérieurement, Enbridge pourra remanier son grand livre général afin qu'il soit conforme au système comptable prescrit par le RNCO. Peu importe le moment du remaniement, la société ne s'attend pas à ce que les renseignements sur une période antérieure soient perdus ou différents.

Enbridge cherche à réduire le plus possible le temps et les efforts consacrés à d'importantes répartitions détaillées qui, en fin de compte, ne produisent pas plus rapidement des renseignements financiers plus exacts, plus complets ou plus pertinents que ceux qu'elle peut tirer de son propre système, fondé sur le plan comptable de la société. De plus, Enbridge s'est toujours appuyée sur son propre plan comptable pour fournir à ses expéditeurs des renseignements financiers clairs et transparents sur les coûts d'exploitation afin de négocier avec eux plusieurs règlements incitatifs sur les droits, dont l'ETC, d'une durée de 10 ans.

En ce qui a trait aux rapports de surveillance financière, Enbridge a l'intention, pour les contrats relatifs à la canalisation principale, de déposer les rapports exigés au point 8 de la rubrique BB.1 du *Guide de dépôt* de la Régie, qui s'applique aux règlements. Les pipelines comme Keystone et d'autres qui n'ont pas de règlement négocié déposent de la même façon ce qui est exigé à la rubrique BB. Depuis 2017, Enbridge dépose des rapports conformément au point 8 de la rubrique BB.1 pour l'ETC, puisqu'il s'agit d'un règlement négocié. Les points 1 à 7 de la rubrique BB de la Commission portent sur les droits liés au coût du service, et les droits proposés pour les contrats relatifs à la canalisation principale ne sont pas liés au coût du service.

---

<sup>124</sup> Suivant le point 8 de la [rubrique BB.1](#) du *Guide de dépôt* de la Régie.

## Point de vue des autres parties

Le GEC a déclaré que les lignes directrices de la rubrique BB, qui portent sur le dépôt prévu au *Règlement sur les renseignements relatifs aux droits*, ont été mises à jour en 2016 et que le niveau de détail exigé dans la rubrique BB doit être respecté, puisqu'il n'y a pas de règlement négocié et que les parties intéressées n'ont pas consenti à ce qu'Enbridge fournisse moins de renseignements<sup>125</sup>.

Dans sa plaidoirie finale, le GEC a également soulevé les questions suivantes concernant les renseignements financiers et comptables.

- Le manque de transparence et d'accès à des renseignements pertinents, plus particulièrement à des renseignements sur le coût du service, est une préoccupation importante pour les parties prenantes et cela constitue un obstacle à la tenue de discussions équitables et ouvertes sur les droits.
- Le GEC s'oppose au maintien de l'exemption, qui permettrait à Enbridge de se soustraire aux exigences du RNCO. La canalisation principale au Canada est un monopole réglementé. Par conséquent, il est nécessaire que la Commission et le public aient accès à des renseignements permettant d'évaluer le caractère raisonnable des droits, du tarif et des conditions de service.
- L'exemption des exigences du RNCO demandée par Enbridge a toujours été accordée dans le contexte d'un processus de règlement négocié au cours duquel des renseignements confidentiels étaient échangés entre la société et ses parties prenantes pour parvenir à une entente. Ce n'est pas le cas en l'espèce.
- En l'absence d'échanges de renseignements dans le cadre de négociations véritables, la seule manière pour la Commission, le public et les parties prenantes d'obtenir l'information pertinente est qu'Enbridge se conforme aux exigences réglementaires en matière de production de rapports et de divulgation.

### 5.1.1 Analyse et constatations de la Commission

La Commission estime qu'il convient de continuer à exempter Enbridge de l'obligation de tenir un système comptable comme celui qui est décrit dans le RNCO, car il est beaucoup moins onéreux pour la société d'utiliser son propre système comptable. La Commission accepte la position d'Enbridge selon laquelle, compte tenu de son cadre de tarification actuel, un système comptable comme celui qui est prescrit dans le RNCO ne fournirait probablement pas de renseignements plus opportuns, exacts, complets ou pertinents. Les intervenants défavorables à la demande n'ont pas fourni de raisons convaincantes justifiant le rejet de la demande d'exemption. En outre, la Commission a jugé convaincante la description qu'a faite Enbridge de ses comptes et de sa capacité de remanier son grand livre général si cela était nécessaire, même éventuellement de les rendre disponibles de façon rétroactive au besoin. Cependant, la

---

<sup>125</sup> L'Office national de l'énergie a déjà résumé les deux options en ce qui concerne le niveau de détail des rapports de surveillance exigés des sociétés du groupe 1, dont Enbridge fait partie, dans une lettre ayant pour objet les exemptions visant les exigences de dépôt dans le *Règlement sur les renseignements relatifs aux droits*, dépôt [A84845-2](#) (10 juillet 2017), p. 2.



Commission ordonne à Enbridge de l'aviser sans délai de tout changement important à son système comptable ou à sa capacité de remanier son grand livre général.

La Commission enjoint par ailleurs à Enbridge de satisfaire à l'ensemble des exigences relatives au dépôt de rapports de surveillance financière et de respecter les dates prévues à la rubrique BB.1 du *Guide de dépôt* de la Régie. Si Enbridge n'est pas en mesure de fournir certains renseignements, elle doit en expliquer les raisons (par exemple l'information en question n'existe pas pour la canalisation principale au Canada).

La méthode de conception des droits soumise par Enbridge n'a pas été approuvée et l'ETC est arrivée à échéance. Par conséquent, la Commission considère pertinents les renseignements demandés à la rubrique BB.1 du *Guide de dépôt* de la Régie, qui sont fort susceptibles d'étayer les discussions futures ou d'aider les instances réglementaires en assurant la transparence et la symétrie de l'information et qu'il est possible que les négociations sur les droits ne requièrent pas d'échange de renseignements de cet ordre, mais elle n'est pas d'accord avec la position selon laquelle les renseignements sur les coûts ne sont généralement pas nécessaires si une méthode non fondée sur les coûts est proposée par une société. Des précisions sont fournies au chapitre 4 (Méthode de conception des droits).

Certaines parties étaient d'avis que les renseignements d'abord fournis par Enbridge pendant les négociations étaient insuffisants pour évaluer l'offre de service. Elles ont donc demandé de l'information complémentaire afin de mieux pouvoir participer aux négociations et évaluer l'offre de service. La modification ou l'assouplissement des exigences de dépôt pourrait avoir une incidence négative sur la capacité des parties intéressées d'évaluer le caractère juste et raisonnable des droits, de participer aux négociations et de déposer une plainte si elles estiment que cela est justifié. Une telle réduction de la transparence pourrait également donner une perception d'abus du pouvoir de marché.

## **5.2 Procédure de vérification de la destination**

En juillet 2013, Enbridge a mis en œuvre une procédure de vérification de la destination applicable à toutes les commandes visant son réseau principal. La société a demandé l'autorisation d'ajouter la procédure de vérification de la destination aux tarifs des règles. Comme cette mesure s'applique même si la demande visant les contrats relatifs à la canalisation principale est rejetée, cette question a été examinée séparément. Plus précisément, étant donné que la procédure de vérification de la destination est une règle applicable à la prestation de service, la Commission l'a évaluée pour déterminer si elle donne lieu à une distinction injuste quant au service, suivant l'article 235 de la LRCE.

## Point de vue d'Enbridge

La procédure de vérification de la destination exige qu'un dirigeant responsable des installations en aval fournisse un affidavit confirmant la capacité maximale que l'installation est en mesure d'accepter de la canalisation principale d'Enbridge et, chaque mois, un affidavit confirmant que l'installation pourra recevoir les volumes indiqués dans les commandes des expéditeurs<sup>126</sup>.

La procédure de vérification de la destination assure le bon fonctionnement de son réseau principal, car elle permet de confirmer qu'une partie est prête à recevoir chaque baril, avant que le produit ne soit injecté dans le réseau. Cette procédure est une exigence opérationnelle pour le réseau principal d'Enbridge. Si les barils ne peuvent être livrés comme prévu, Enbridge pourrait être forcée de réduire le débit ou, dans un cas extrême, d'interrompre le transport sur un pipeline.

Enbridge a fait les réponses suivantes aux intervenants défavorables à la demande.

- La société ajoute la procédure de vérification de la destination aux tarifs des règles dans un souci de clarté pour tous les expéditeurs, engagés ou non.
- La procédure de vérification de la destination a été approuvée par la FERC à la suite d'une conférence technique et d'une instance tenues en 2013. Un groupe de travail d'expéditeurs a examiné diverses autres méthodes de vérification lors de l'élaboration de cette procédure.
- La société serait prête à mettre en œuvre une autre procédure de vérification, à condition qu'elle comporte certains paramètres, notamment l'établissement d'une capacité maximale, la vérification mensuelle par l'exploitant de chaque installation et la capacité d'appliquer le processus de vérification de la destination dans les cas où les installations de destination ne prendraient pas livraison du pétrole brut ayant fait l'objet d'une vérification.
- Les acheteurs autorisés et les acheteurs en aval ne peuvent exercer leur pouvoir de négociation sur les producteurs aux termes de l'ETC ou des contrats relatifs à la canalisation principale en refusant de transmettre le document de vérification ou par un autre moyen, parce que les négociants et les producteurs peuvent trouver d'autres acheteurs si le prix ou les modalités proposés ne leur conviennent pas.
- L'allégation selon laquelle les producteurs ne peuvent pas acheminer leurs produits par la canalisation principale au Canada actuellement, ou ne pourront le faire sous le régime des contrats proposés, en raison de l'exigence relative à la vérification de la destination, est sans fondement. La procédure de vérification de la destination d'Enbridge n'a pas empêché les producteurs d'acheminer leurs produits par la canalisation principale au Canada. La dynamique du marché (les raffineurs sont généralement les expéditeurs sur cette canalisation) s'appliquait bien avant la mise en œuvre de la procédure de vérification de la destination. Indépendamment de la vérification de la destination, les producteurs doivent conclure des accords commerciaux avec les raffineurs afin d'acheminer leur pétrole par pipeline.

---

<sup>126</sup> La capacité d'une installation en aval correspond à la moins élevée des valeurs suivantes : la capacité du pipeline de raccordement à la raffinerie ou la somme de la capacité de raffinage, de la capacité de stockage utilisable et de la quantité de pétrole brut expédiée de façon continue par la raffinerie.

- Dans le cadre des contrats relatifs à la canalisation principale, il est peu probable que les installations en aval soient en mesure de retenir la capacité des titulaires d'une capacité de transport garanti qui n'ont pas d'installations en aval.
- La preuve déposée dans le cadre de l'instance visée aux présentes indique que les raffineurs n'ont jamais refusé de transmettre le document de vérification de la destination pour les barils d'un tiers destinés à leurs installations, ce qui leur nuirait, car leur intérêt consiste à obtenir des charges d'alimentation fiables pour leurs installations.

## **Point de vue des autres parties**

### Parties favorables à la demande

Les parties qui appuient la demande (qui comprennent BP, URC, Motiva, Impériale, Cenovus et Flint Hills Resources Canada, LP) ont fait les observations suivantes.

- Elles n'ont jamais refusé de transmettre le document de vérification des barils d'un tiers acheminés par la canalisation principale au Canada vers une installation en aval.
- Sous le régime des contrats relatifs à la canalisation principale, même s'il serait possible que le dépôt du document de vérification soit différé pour certaines parties, le raffineur en assumerait les risques. En outre, il n'y aurait aucune raison de différer le dépôt du document de vérification d'un producteur ayant une capacité de transport garanti :
  - cela rendrait caduque l'une des principales raisons pour lesquelles BP et d'autres expéditeurs favorables à la demande appuient le service garanti, soit la certitude d'accès à l'approvisionnement et au service de transport;
  - les raffineurs souhaitent obtenir des charges d'alimentation fiables pour leurs raffineries; ils cherchent donc à conclure des accords commerciaux avec des producteurs ayant une capacité de transport garanti.
- Le régime proposé inciterait fortement les expéditeurs ayant des installations en aval à conclure des contrats avec les producteurs pour la livraison de volumes précis à leurs destinations plutôt que d'acheminer les volumes eux-mêmes sous forme de barils non souscrits qui seraient assujettis à des droits plus élevés, parce que les barils seraient alors négociés sur le marché au comptant, auquel la partie en aval pourrait ne pas être en mesure d'accéder.

### Parties défavorables à la demande

Les parties qui s'opposent à la procédure de vérification de la destination (dont l'EPAC, le gouvernement de la Saskatchewan, le GEC et Caltex Resources Ltd.) ont présenté les arguments ci-après.

- La procédure de vérification de la destination proposée désavantage considérablement les producteurs en amont et confère un pouvoir de négociation accru au petit nombre de sociétés en mesure d'obtenir les documents de vérification des volumes en aval.
- Les exigences de vérification en aval imposées par Enbridge sont la principale raison pour laquelle les producteurs ne sont pas des expéditeurs inscrits de son réseau principal. Si le raffineur préfère être l'expéditeur, il ne remettra pas le document de

vérification en aval au producteur, ce qui empêchera les producteurs en amont d'expédier des produits par la canalisation principale d'Enbridge.

- Le GEC a indiqué que, puisque la vérification en aval a lieu après l'achat et la vente, les parties en aval n'ont pas à refuser de transmettre le document de vérification en aval pour accroître leur pouvoir de négociation. Elles se contentent de ne pas conclure d'entente pour l'achat du pétrole qui sera commandé. La raison pour laquelle il n'y a aucune preuve que les raffineries refusent de transmettre le document de vérification en aval est que cette situation ne se présente jamais.
- Contrairement à d'autres pipelines, comme les réseaux Keystone et Express, qui n'ont pas d'exigences liées la vérification obligatoire de l'approvisionnement et de la destination, la complexité du réseau d'Enbridge et l'absence de carrefour d'échange de liquides au point de sortie signifient qu'une procédure de vérification en aval est une nécessité pour la canalisation principale.
- Selon la structure des contrats relatifs à la canalisation principale, les producteurs peuvent participer à l'appel de soumissions, mais ils ne peuvent pas utiliser la capacité accordée sur une base mensuelle sans avoir conclu une vente vérifiée à un transporteur, une installation de stockage ou une raffinerie qui est raccordé au réseau principal. Un expéditeur du service garanti qui n'a pas réussi à obtenir de document de vérification de la destination peut voir sa commande réduite, faire l'objet d'un paiement compensatoire et voir sa capacité de service garanti libérée en tant que capacité ponctuelle.
- Même en l'absence de procédure de vérification, tant que la capacité pipelinière de transport hors BSOC est insuffisante, les acheteurs de pétrole brut ont un pouvoir de négociation accru par rapport aux vendeurs.

### **5.2.1 Analyse et constatations de la Commission**

La Commission approuve l'inclusion de la procédure de vérification de la destination dans le tarif des règles de la canalisation principale au Canada.

La Commission convient avec les parties que la procédure de vérification de la destination donne lieu à une distinction en raison des avantages qu'elle confère aux expéditeurs ayant des installations en aval au détriment des autres expéditeurs. Par exemple, la procédure de vérification de la destination peut permettre aux parties ayant des installations en aval de commander des volumes plus importants que ce qu'elles souhaitent recevoir afin d'atténuer le risque lié à la répartition. La procédure de vérification de la destination permet également à certaines parties de vérifier leurs propres barils pour leurs propres commandes, ce qui leur confère un avantage par rapport aux expéditeurs qui doivent demander à un tiers de leur transmettre un document de vérification. La Commission estime toutefois que la distinction résultant de cette procédure est justifiée.

Enbridge a démontré qu'une vérification en aval est nécessaire pour assurer une utilisation efficace du réseau. Plus particulièrement, la procédure de vérification de la destination permet de s'assurer que l'installation à laquelle chaque baril est destiné en prendra livraison avant que le produit ne soit injecté dans le réseau principal d'Enbridge. Ainsi, la société n'a pas à réduire le débit du pipeline si les barils ne peuvent être livrés comme prévu. Comme l'EPAC et le GEC l'ont souligné, le fait de garantir que chaque baril sera reçu par l'installation de destination est essentiel pour le bon fonctionnement du pipeline puisque les points de sortie du réseau sont

des installations distinctes plutôt qu'un carrefour d'échange de liquides. La Commission souligne qu'une procédure comme celle de vérification de la destination est requise en raison de la configuration du réseau principal d'Enbridge et que c'est cette configuration, et non la procédure de vérification de la destination en tant que telle, qui avantage certaines parties ayant des contrats ou des installations en aval.

La Commission estime qu'Enbridge a bien consulté les expéditeurs et qu'elle a mis à l'essai différentes méthodes de vérification en aval avant d'établir sa procédure de vérification de la destination. Enbridge a également démontré qu'elle était prête à envisager d'autres procédures de vérification de la destination. Il convient de souligner que les parties défavorables à la demande n'ont suggéré aucune solution de rechange ni proposé de paramètres pour l'établissement d'une autre procédure alors que la Commission en avait fait la demande expressément. La Commission invite Enbridge à continuer de travailler avec ses expéditeurs et l'ensemble de l'industrie afin de trouver des solutions créatives qui pourraient répondre aux besoins opérationnels et assurer un meilleur équilibre entre le contrôle et les avantages pour toutes les parties intéressées.

La Commission prend acte des préoccupations des parties concernant les problèmes de vérification de la destination et d'approvisionnement touchant l'ensemble de l'industrie qui ont été signalés dans le *Rapport au ministre de 2019* de l'Office. La Commission est d'accord avec les constatations de ce rapport : « Ces problèmes ne se rapportent pas seulement aux pipelines réglementés par l'Office [maintenant la Régie], mais aussi aux installations, sociétés et comportements qui dépassent la compétence de l'Office. C'est pourquoi toute amélioration aux procédures de vérification doit être préparée par toutes les autorités concernées et coordonnée entre elles. L'Office ne peut s'en charger seul »<sup>127</sup>. Aux fins de l'instance faisant l'objet de la présente décision, la Commission juge que la procédure de vérification de la destination est la meilleure option disponible pour répondre aux besoins de la canalisation principale au Canada.

La Commission comprend que la procédure de vérification de la destination pourrait avoir différentes répercussions sur toute future offre de service garanti d'Enbridge. Puisque la procédure de vérification de la destination sera ajoutée au tarif de la canalisation principale au Canada, les parties seront invitées à exprimer leurs préoccupations à l'égard de cette procédure dans le cadre de futures instances.

La Commission ordonne à Enbridge de déposer devant la Régie une version à jour du tarif des règles et du document présentant la procédure de vérification de la destination. Enbridge doit aviser la Régie de tout changement futur à cette procédure 90 jours avant la date d'entrée en vigueur et déposer, en même temps, les documents modifiés, afin que les différentes parties disposent d'un délai raisonnable pour l'examiner et faire part de possibles préoccupations, et que tout processus jugé nécessaire par la Commission puisse être mené à bien.

---

<sup>127</sup> Office national de l'énergie, *Optimisation des capacités pipelinière et ferroviaire pour le transport de pétrole hors de l'Ouest canadien*, <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/produits-base-energetiques/petrole-brut-produits-petroliers/rapport/optimisation-capacite-2019/2019ptmzngcpcct-fra.pdf>, mars 2019, p. 19.

## 6 Dispositif

Après examen attentif de l'ensemble de la preuve et des observations présentées, la Commission rejette la mise en œuvre de contrats relatifs à la canalisation principale ainsi que les modalités et conditions et les droits proposés par Enbridge. Par conséquent, l'appel de soumissions n'aura pas lieu et les droits et conditions de service provisoires actuellement en place demeurent en vigueur.

La Commission approuve le maintien de l'exemption accordée à Enbridge en ce qui concerne l'exigence de tenir le système comptable décrit dans le RNCO, mais la société doit déposer ses rapports de surveillance financière dans leur intégralité.

La Commission approuve également l'ajout de la procédure de vérification de la destination aux tarifs de la canalisation principale au Canada. La Commission ordonne à Enbridge de déposer devant la Régie une version à jour du tarif des règles et du document présentant la procédure de vérification de la destination. Enbridge doit aviser la Régie de tout changement futur à cette procédure 90 jours avant sa date d'entrée en vigueur et déposer en même temps les documents modifiés correspondants.

Les chapitres qui précèdent constituent les motifs de décision de la Commission relativement à la demande examinée par celle-ci dans le cadre de l'instance RH-001-2020.

## Annexe I – Liste des questions

La Commission a relevé les questions ci-dessous pour discussion pendant l'instance (la liste n'est pas exhaustive) sur les propositions présentées dans la demande d'Enbridge et pouvant aussi se rapporter à d'autres propositions.

- 1) La question de savoir si l'offre d'un service de transport garanti pour la canalisation principale au Canada à ce stade-ci est conforme à l'intérêt public et satisfait aux exigences relatives aux transporteurs publics ou autres contenues dans la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, eu égard aux circonstances et considérations pertinentes, en l'occurrence celles-ci :
  - a. l'existence ou non d'un besoin réel d'un service de transport garanti pour la canalisation principale au Canada, en tenant compte de l'importance pour les intervenants sur le marché d'un accès prioritaire garanti à long terme à la capacité pipelinière et de l'exposition aux risques pour Enbridge en l'absence de contrats;
  - b. la pertinence de convertir la capacité actuelle non souscrite en un service souscrit en l'absence de nouvelles installations ou d'agrandissements d'installations existantes sur la canalisation principale au Canada;
  - c. la pertinence de permettre ou non un service de transport garanti pour la canalisation principale au Canada, étant donné que d'autres oléoducs existants ou proposés au Canada offrent un tel service;
  - d. la pertinence de réduire notablement la capacité pipelinière totale non souscrite au départ de l'Ouest canadien;
  - e. les incidences d'un service de transport garanti sur les diverses parties prenantes et sur le caractère concurrentiel du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, dont celles inhérentes aux éléments suivants –
    - i. le prix du produit de base,
    - ii. les rentrées nettes des producteurs,
    - iii. les accords commerciaux,
    - iv. les débouchés pour les nouveaux intervenants sur le marché;
  - f. la question de savoir si la situation unique de la canalisation principale au Canada, notamment sur les plans juridique, opérationnel et commercial, étaye ou affaiblit la thèse d'instaurer un service de transport garanti;
  - g. la pertinence de réserver 10 % ou toute autre proportion de la capacité de la canalisation principale au Canada au service de transport non souscrit, si le service de transport garanti est instauré.
- 2) Le caractère approprié des modalités et conditions proposées pour les services de transport garanti et non souscrit.
- 3) Le caractère approprié des méthodes de conception des droits et des tarifs ainsi que des fondements employés pour établir ceux-ci, y compris la question de savoir s'ils doivent être arrimés aux principes du coût du service et d'établissement des droits puis, le cas échéant, s'ils le sont effectivement.

- 4) Le caractère approprié de la procédure proposée pour l'appel de soumissions.
- 5) La pertinence de soustraire Enbridge à l'obligation de tenir un système comptable comme celui qui est prescrit dans le *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs*.



## Annexe II – Historique procédural détaillé

Le 16 janvier 2020, après réception de la demande par la Régie, la Commission a sollicité des commentaires avant de confirmer la liste des questions et d'établir la procédure d'audience. Les personnes intéressées ont précisé les points qu'elles souhaitaient voir abordés par la Commission, avec observations sur les questions de procédure, comme par exemple les processus pouvant être adoptés, pour une étude efficace de la demande.

La Commission a également reçu une requête pour que la demande soit entendue en deux étapes. En premier lieu, il y aurait examen de la question préliminaire, à savoir s'il est approprié de convertir le service sur la canalisation principale au Canada pour passer de volumes exclusivement non souscrits à d'autres qui le seraient en très grande partie. En second lieu, on aborderait toutes les autres questions de la demande, y compris les droits et les conditions de service, mais il faudrait d'abord que la Commission approuve la conversion aux volumes souscrits dans la mesure précisée ci-devant. Enbridge et d'autres parties intéressées ont déposé des commentaires s'opposant à une audience en deux parties.

Le 24 février 2020, la Commission a publié un avis d'audience publique et fourni de l'information aux parties intéressées souhaitant y prendre part.

Le 16 mars 2020, la Régie a publié un avis décrivant les précautions qu'elle a prises et ses plans de poursuite des activités en raison de la pandémie de COVID-19. On y expliquait que, pour la plupart, les membres du personnel travailleront de la maison afin de ne pas courir le risque de devoir interrompre les activités de l'organisme. En outre, l'avis précisait que dès lors, tous les échanges en personne avec des parties de l'extérieur seraient interrompus, y compris ceux prévus dans le cadre du volet oral d'audiences.

Les 25 et 27 mars 2020, la Commission a reçu des demandes de parties intéressées<sup>128</sup> qui souhaitaient reporter toute étape du processus à la lumière de la crise sanitaire en cours et du fardeau qu'imposait la COVID-19 à l'industrie. Le 3 avril 2020, la Commission a lancé un processus de sollicitation de commentaires auprès des personnes intéressées.

Le 19 mai 2020, après examen des commentaires reçus, la Commission a déterminé que l'audience pouvait se poursuivre. Elle a déclaré que le processus serait structuré de manière à établir un équilibre entre la nécessité de contourner les difficultés liées à la pandémie et son mandat, qui l'oblige à se prononcer dans les meilleurs délais et de façon appropriée dans les circonstances. En réponse aux commentaires demandant que la demande soit entendue en deux étapes, la Commission a dans ce cas décidé d'évaluer toute la demande à l'intérieur d'un seul processus d'audience. Elle n'était pas convaincue que les deux étapes demandées permettraient une plus grande efficacité, étant plutôt d'avis qu'une seule audience permettrait une évaluation intégrée et efficace de la demande d'Enbridge.

Le 20 mai 2020, la Commission a produit la liste des participants après avoir reçu 67 demandes à cet effet, dont 39 en vue de l'obtention du statut d'intervenant et 28 de celui d'auteur d'une

---

<sup>128</sup> Le 25 mars 2020, la Commission a reçu des demandes de Total, CNRL, MEG, Shell, Crescent Point Energy Corp., NAL Resources Limited et ConocoPhillips Canada, alors que Suncor lui a présenté la sienne le 27 mars 2020.

lettre de commentaires. Sur la base de l'information qu'elle avait elle-même fournie aux parties intéressées, la Commission a accordé à tous le statut demandé.

Le 22 mai 2020, la Commission a rendu l'ordonnance d'audience RH-001-2020 décrivant les étapes procédurales propres à la demande. L'ordonnance a été adaptée pour tenir compte des préoccupations exprimées par les parties, dont Enbridge. La Commission a déclaré avoir prolongé l'échéancier de l'instance pour permettre à Enbridge et aux intervenants de déposer les documents souhaités. L'ordonnance d'audience a donné lieu aux étapes suivantes :

- preuve écrite supplémentaire d'Enbridge;
- trois séries de demandes de renseignements adressées à Enbridge par des intervenants;
- preuve des intervenants et lettres de commentaires déposées par leur auteur;
- une série de demandes de renseignements adressées à des intervenants par Enbridge;
- possibilité pour les parties de présenter des requêtes en vue d'obtenir des renseignements complémentaires;
- contre-preuve d'Enbridge;
- contre-interrogatoire oral et plaidoiries, écrite et finale orale.

Le 15 septembre 2020, la Commission a reçu une requête de Canadian Natural Resources Limited sollicitant le rejet sommaire de la demande. Le 22 octobre 2020, la Commission a rendu sa décision sur requête n° 4 rejetant celle-ci.

La Commission a entendu le contre-interrogatoire oral sur une période d'environ six semaines, du 19 mai au 29 juin 2021. La plaidoirie finale écrite a été reçue les 5 et 7 juillet, alors que celle orale a été entendue du 12 au 16 juillet 2021. Le contre-interrogatoire et la plaidoirie finale prévus dans le cadre du volet oral ont été entendus virtuellement en plus d'être diffusés en direct sur le site Web de la Régie.

## Annexe III – Décisions de l'Office national de l'énergie et de la Régie de l'énergie du Canada auxquelles il est fait référence dans la présente décision

Décision	Référence détaillée
<a href="#">GH-5-89</a>	Motifs de décision de l'Office GH-5-89 – TransCanada PipeLines Limited, novembre 1990, Volume 1 - Conception des droits et faisabilité économique
<a href="#">GHW-5-90 et RH-3-90</a>	Motifs de décision de l'Office GHW-5-90 et RH-3-90 – Compagnie Pipeline Interprovincial, division d'Énergie Interhome Inc., février 1991, Demande relative à des installations d'accumulation et d'injection de liquides de gaz naturel et à la conception des droits afférents, et demande présentée par les expéditeurs éventuels concernant les conditions d'accès aux installations visées par la demande d'Interprovincial
<a href="#">GHW-R-1-2007</a>	Motifs de décision de l'Office GHW-R-1-2007 – Association canadienne des producteurs pétroliers, décembre 2007, Révision de la décision GHW-1-2007 (dépôt A17402)
<a href="#">MH-4-96</a>	Motifs de décision de l'Office MH-4-96 – PanCanadian Petroleum Limited, février 1997, Demande de service
<a href="#">MH-3-2000</a>	Motifs de décision de l'Office MH-3-2000 – Pipelines Trans-Nord Inc., novembre 2000, Suspension des services
<a href="#">MH-1-2009</a>	Motifs de décision de l'Office MH-1-2009 – Kinder Morgan Canada Company - Pipeline Windsor-Sarnia, avril 2010, Révision aux termes de l'article 21 et demandes en vertu de l'article 71 (dépôt A24956)
<a href="#">MH-001-2013</a>	Motifs de décision de l'Office MH-001-2013 – Mécanismes de prélèvement et de mise de côté de fonds, mai 2014, Cessation d'exploitation de pipelines (dépôt A60676)
<a href="#">OH-1-95</a>	Motifs de décision de l'Office OH-1-95 – Express Pipeline Ltd., juin 1996, Demande visant le projet Express Pipeline
<a href="#">OH-2-97</a>	Motifs de décision de l'Office OH-2-97 – Pipeline Interprovincial Inc., décembre 1997, Demande concernant le projet de renversement de la canalisation 9 et demande présentée par United Refining Company pour obtenir une désignation de destination prioritaire sur le réseau de Pipeline Interprovincial Inc.
<a href="#">OH-1-2003</a>	Motifs de décision de l'Office OH-1-2003 – Pipelines Trans-Nord Inc., juillet 2003, Demande visant l'accroissement de la capacité et l'inversion du sens de l'écoulement du pipeline (dépôt A06643)
<a href="#">OH-1-2007</a>	Motifs de décision de l'Office OH-1-2007 – TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd., septembre 2007, Demande concernant la construction et l'exploitation du pipeline Keystone (dépôt A16511)
<a href="#">OH-3-2007</a>	Motifs de décision de l'Office OH-3-2007 – Enbridge Southern Lights GP au nom d'Enbridge Southern Lights LP et Enbridge Pipelines Inc., février 2008, Demande relative au projet de Southern Lights constitué du projet de pipeline de diluant et du projet de remplacement de capacité (dépôt A17747)

<b>Décision</b>	<b>Référence détaillée</b>
<a href="#">OH-1-2008</a>	Motifs de décision de l'Office OH-1-2008 – TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd., juillet 2008, Demande concernant le projet d'agrandissement Cushing (dépôt A19308)
<a href="#">OH-1-2009</a>	Motifs de décision de l'Office OH-1-2009 – TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd., mars 2010, Demande concernant le projet de pipeline Keystone XL (dépôt A24669)
<a href="#">OH-3-2011</a>	Motifs de décision de l'Office OH-3-2011 – Vantage Pipeline Canada ULC, janvier 2012, Demande concernant le projet de pipeline Vantage (dépôt A38581)
<a href="#">OH-004-2011</a>	Rapport de la commission d'examen conjoint sur le projet Enbridge Northern Gateway OH-004-2011, décembre 2013, Considérations (dépôt A56136)
<a href="#">RH-4-86</a>	Motifs de décision de l'Office RH-4-86 – Pipeline Interprovincial Limitée, juin 1987, Demande en date du 5 septembre 1986 relative à de nouveaux droits à compter du 1 <sup>er</sup> janvier 1987
<a href="#">RH-1-88</a>	Motifs de décision de l'Office RH-1-88 – TransCanada PipeLines Limited, novembre 1988, Première étape - Droits
<a href="#">RH-2-91</a>	Motifs de décision de l'Office RH-2-91 – Pipeline Interprovincial Limitée, juin 1992, Demande en date du 27 juin 1991 relative à de nouveaux droits à compter du 1 <sup>er</sup> janvier 1992
<a href="#">RH-3-2004</a>	Motifs de décision de l'Office RH-3-2004 – TransCanada PipeLines Limited, décembre 2004, Demande concernant la jonction North Bay (dépôt A08726)
<a href="#">RH-1-2005</a>	Motifs de décision RH-1-2005 de l'Office – Enbridge Pipelines Inc., juin 2005, Demande en vue d'obtenir des ordonnances en vertu de la partie IV de la <i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i> (dépôt A09920)
<a href="#">RH-1-2007</a>	Motifs de décision RH-1-2007 de l'Office – TransCanada PipeLines Limited, juillet 2007, Demande d'approbation d'un point de réception à Gros-Cacouna (dépôt A16008)
<a href="#">RH-3-2008</a>	Motifs de décision de l'Office RH-3-2008 – Pipelines Enbridge Inc., avril 2009, Droits et tarifs du service de transport sur la canalisation 9 (dépôt A21467)
<a href="#">RH-2-2011</a>	Motifs de décision de l'Office RH-2-2011 – Trans Mountain Pipeline ULC, au nom de Trans Mountain Pipeline L.P., décembre 2011, Demande de service garanti au terminal maritime Westridge (dépôt A37359)
<a href="#">RH-003-2011</a>	Motifs de décision de l'Office RH-003-2011 – TransCanada PipeLines Limited, NOVA Gas Transmission Ltd. et Foothills Pipe Lines Ltd., mars 2013, proposition de restructuration d'entreprise et de services ainsi que des droits définitifs exigibles sur le réseau principal en 2012 et 2013 (dépôt A51040)
<a href="#">RH-001-2012</a>	Motifs de décision de l'Office RH-001-2012 – Trans Mountain Pipeline ULC, mai 2013, Demande d'approbation du service de transport devant être fourni et de la méthode de conception des droits devant être utilisée sur le futur réseau pipelinier agrandi de Trans Mountain (dépôt A51913)
<a href="#">RH-002-2014</a>	Motifs de décision de l'Office RH-002-2014 – Alliance Pipeline Ltd., juillet 2015, Demande visant l'approbation de nouveaux services et des droits et du tarif afférents (dépôt A71142)