



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

avenir énergétique du Canada

ÉVOLUTION DE L'INFRASTRUCTURE ET ENJEUX À L'HORIZON 2020



ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE OCTOBRE 2009

Canada



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

avenir énergétique du Canada

ÉVOLUTION DE L'INFRASTRUCTURE ET ENJEUX À L'HORIZON 2020

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE OCTOBRE 2009

Canada

Autorisation de reproduction

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

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

Permission to Reproduce

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

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

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

N° de cat. NE23-153/2009F-PDF
ISBN 978-1-100-92597-4

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

Demandes d'exemplaires :

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

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

Imprimé au Canada



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

Cat. No. NE23-153/2009E-PDF
ISBN 978-1-100-13721-6

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

Copies are available on request from:

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

For pick up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Figures et tableaux	iii
Sigles et abréviations	iv
Unités de mesure et facteurs de conversion	vi
Avant-propos	vii
Résumé	ix
Chapitre 1 : Introduction	1
Chapitre 2 : Pétrole brut	5
2.1 Introduction	5
2.2 Infrastructure actuelle	6
2.3 Évolution du marché du pétrole brut	6
2.4 Exportations	13
2.5 Aperçu des choix disponibles pour le développement de l'infrastructure	15
2.6 Conclusion	15
Chapitre 3 : Gaz naturel	16
3.1 Introduction	16
3.2 Infrastructure actuelle : principaux pipelines de gaz naturel	16
3.3 Évolution du marché du gaz naturel	17
3.4 Exportations de gaz naturel	20
3.5 Aperçu des choix disponibles pour le développement de l'infrastructure	21
3.6 Distribution et stockage	21
3.7 Conclusion	23
Chapitre 4 : Liquides de gaz naturel	24
4.1 Introduction	24
4.2 Infrastructure actuelle de LGN	24
4.3 Évolution du marché des LGN	26
4.4 Exportations de LGN	27
4.5 Aperçu des choix disponibles pour le développement de l'infrastructure	29
4.6 Conclusion	29

Chapitre 5 :	Électricité	31
5.1	Introduction	31
5.2	Objectifs du commerce	32
5.3	Évolution du marché de l'électricité	33
5.4	Aperçu des choix disponibles pour le développement de l'infrastructure	36
5.5	Conclusion	39
Chapitre 6 :	Enjeux et défis	40
Chapitre 7 :	Conclusions	46
Glossaire		47

Annexes

Annexe 1 :	Oléoducs réglementés par l'ONÉ	52
Annexe 2 :	Principaux projets d'oléoducs proposés au Canada	54
Annexe 3 :	Principaux gazoducs réglementés par l'ONÉ	55
Annexe 4 :	Principaux projets de gazoducs proposés au Canada	57
Annexe 5 :	Capacité des usines de chevauchement au Canada	58
Annexe 6 :	Projets d'infrastructure de LGN proposés au Canada	59
Annexe 7 :	Principaux projets de LIT proposés au Canada	60

FIGURES

1.1	Offre d'énergie et répartition de la consommation en Amérique du Nord	1
2.1	Principaux oléoducs réglementés par l'ONÉ	6
2.2	Pipelines de produits pétroliers dans l'Ouest canadien	7
2.3	Pipelines de produits pétroliers dans l'Est du Canada	7
2.4	Production totale de pétrole au Canada – Mise à jour du scénario de référence 2009	8
2.5	Production comparative de pétrole extrait des sables bitumineux	9
2.6	Résumé des changements susceptibles d'être apportés à l'infrastructure du pétrole brut	14
3.1	Principaux pipelines de gaz naturel réglementés par l'ONÉ	17
3.2	Offre, utilisation et exportations nettes de gaz naturel au Canada – 2000-2020	21
3.3	Résumé des changements susceptibles d'être apportés à l'infrastructure de gaz naturel	22
3.4	Distribution et stockage de gaz naturel en 2009	22
4.1	Principaux pipelines de LGN au Canada réglementés par l'ONÉ	25
4.2	Résumé des changements susceptibles d'être apportés à l'infrastructure de LGN	30
5.1	Transferts internationaux d'électricité en 2008	31
5.2	Résumé des changements susceptibles d'être apportés à l'infrastructure de transport	36
5.3	Tracés potentiels d'exportation d'électricité – Projet de développement du cours inférieur du fleuve Churchill	38

TABLEAUX

2.1	Agrandissement de raffineries et ententes de partenariat	11
2.2	Exportations de pétrole brut en 2008, par marché	13
2.3	Projets d'oléoducs au Canada*	15

Avenir énergétique du Canada 2007	L'avenir énergétique du Canada : Scénario de référence et scénarios prospectifs jusqu'à 2030 (évaluation du marché de l'énergie)
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
C5+	pentanes plus
CA	courant alternatif
CCHT	courant continu à haute tension
CCS	capture de carbone et stockage
CO ₂	dioxyde de carbone
ÉMÉ	évaluation du marché de l'énergie
ÉMÉ - Infrastructure	<i>Avenir énergétique du Canada – Évolution de l'infrastructure et enjeux à l'horizon 2020</i>
EUB	Energy Utilities Board de l'Alberta
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (des États-Unis)
GES	gaz à effet de serre
GNL	gaz naturel liquéfié
IEEP	<i>Incremental Ethane Extraction Policy</i>
LGN	liquides de gaz naturel
LIT	ligne internationale de transport d'électricité
MH	méthane de houille
Mise à jour du scénario de référence 2009	Scénario de référence 2009 : Offre et demande énergétiques au Canada jusqu'en 2020 (évaluation du marché de l'énergie)
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NGTL	Nova Gas Transmission Limited
NPER	Normes relatives au portefeuille d'énergie renouvelable

ONÉ	Office national de l'énergie
PA	productoduc de l'Alberta
PADD	Petroleum Administration for Defense Districts
PS	Pipeline de la Saskatchewan
PTN	Pipelines Trans-Nord
QUEST	Quality Urban Energy Systems of Tomorrow
RAH	récupération assistée des hydrocarbures
RGGI	<i>Regional Greenhouse Gas Initiative</i>
TMPL	TransMountain Pipeline
WCI	Western Climate Initiative
WPPL	Productoduc de Winnipeg

UNITÉS DE MESURE

b	baril
b/j	barils par jour
Gpi ³	milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	milliards de pieds cubes par jour
GWh	gigawattheure
m ³	mètre cube
kV	kilovolt
m ³ /j	mètres cubes par jour
kb	millier de barils
kb/j	milliers de barils par jour
Mb	million de barils
Mb/j	millions de barils par jour
Mm ³ /j	millions de mètres cubes par jour
Mt	mégatonne
MW	mégawatt

FACTEURS DE CONVERSION

1 mètre cube = 35,3 pieds cubes de gaz naturel

1 mètre cube = 6,29 barils

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) est un organisme fédéral indépendant dont la raison d'être est de promouvoir, dans l'intérêt public canadien¹, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience de l'infrastructure et des marchés énergétiques, en vertu du mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie.

L'ONÉ s'occupe principalement de réglementer la construction et l'exploitation des oléoducs et gazoducs internationaux ou inter provinciaux, les lignes internationales de transport d'électricité (LIT) et certaines lignes interprovinciales désignées. Il réglemente également les droits et les tarifs des pipelines relevant de sa compétence. En ce qui concerne les produits énergétiques de base, l'Office réglemente les importations de gaz naturel et les exportations de pétrole, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité. Il réglemente enfin l'exploration et la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières dans les régions pionnières et les zones extracôtières non assujetties à des accords de gestion fédéraux ou provinciaux.

La fonction de conseil qui lui incombe exige qu'il surveille et analyse les questions de son ressort dans les domaines de l'offre, du transport et de l'utilisation d'énergie à l'intérieur comme à l'extérieur du Canada, et qu'il fournit conseils et renseignements sur ces questions. À ce titre, l'ONÉ publie périodiquement des évaluations afin d'informer les Canadiens sur les tendances, les événements et les enjeux susceptibles d'influer sur les marchés énergétiques du Canada.

La présente Évaluation du marché de l'énergie (ÉMÉ), intitulée *Avenir énergétique du Canada – Évolution de l'infrastructure et enjeux à l'horizon 2020* (EMÉ – Infrastructure), visait à analyser les projets d'infrastructure énergétiques destinés au transport de gaz naturel, de pétrole brut, de LGN et d'électricité au Canada. L'Office se sert également de cette analyse pour planifier ses propres activités. L'ÉMÉ présente les principaux projets d'infrastructure annoncés publiquement pour chacun des produits énergétiques jusqu'à 2020. Un chapitre porte également sur les enjeux et les défis que présente cette infrastructure et sur le rôle de l'ONÉ à cet égard.

Lors de la préparation du rapport, le personnel de l'Office a tenu plusieurs rencontres informelles avec des participants de tous les horizons, notamment des producteurs, des sociétés pipelinaires, des fournisseurs d'électricité, des associations industrielles, des ministères et d'autres organismes gouvernementaux. L'ONÉ est très reconnaissant aux participants de la générosité avec laquelle ils lui ont fourni renseignements et commentaires et il tient à les en remercier chaleureusement.

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

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

Pour tout renseignement concernant l'ONÉ, ou ses publications, prière de se rendre au site de l'ONÉ à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

RÉSUMÉ

L'énergie est un élément essentiel à notre mode de vie, particulièrement au Canada où l'on en a besoin pour chauffer nos maisons, faire tourner nos entreprises et assurer le transport des personnes, des biens et des services. Un réseau de transport de l'énergie efficient et efficace est indispensable pour soutenir cette importante ressource. L'ONÉ réglemente environ 71 000 kilomètres de pipelines d'un bout à l'autre du Canada. En 2008, ces pipelines ont acheminé du pétrole brut, des produits pétroliers, des LGN et du gaz naturel pour plus de 127 milliards de dollars, moyennant un coût de transport évalué à 4,4 milliards de dollars.

En novembre 2007, l'Office a publié une ÉMÉ intitulée *L'avenir énergétique du Canada : Scénario de référence et scénarios prospectifs jusqu'à 2030* (L'avenir énergétique du Canada 2007). Le rapport se demandait ce que l'avenir pourrait réservé aux Canadiens en matière d'énergie à l'horizon 2030. Il renfermait notamment un scénario de base portant sur les tendances de l'offre et de la demande d'énergie jusqu'en 2015 – le scénario de référence – et reposant sur des perspectives macroéconomiques, les prix de l'énergie et les politiques et programmes gouvernementaux en place à ce moment-là. Le rapport envisageait également trois autres scénarios, chacun comprenant un ensemble d'hypothèses propre à lui.

En juillet 2009, l'Office a actualisé et développé le scénario de référence de L'Avenir énergétique du Canada 2007 dans une ÉMÉ intitulée *Scénario de référence 2009 : Offre et demande énergétiques au Canada jusqu'en 2020* (Mise à jour du scénario de référence 2009). L'Office a également entrepris la présente ÉMÉ - Infrastructure pour analyser les conséquences possibles de l'infrastructure énergétique, notamment les risques et les défis associés au développement, sur la base des prévisions de l'offre et de la demande contenues dans la Mise à jour du scénario de référence 2009.

Sur la base des éléments discutés dans la présente ÉMÉ - Infrastructure, l'Office est parvenu aux conclusions suivantes pour chacun des produits en cause.

L'infrastructure de transport d'énergie s'est développée en réaction aux tendances de l'offre et de la demande d'énergie. Le dynamisme des marchés de l'énergie devrait se poursuivre. À plus long terme, les besoins en infrastructure sont influencés par la conjoncture macroéconomique, les prix de l'énergie et les valeurs sociales. Comme les facteurs externes qui déterminent les tendances de l'offre et de la demande d'énergie changeront au cours des prochaines années, les projets d'infrastructure de transport de l'énergie changeront eux aussi.

La montée des cours du pétrole brut, la vigueur de la demande mondiale de pétrole brut et la force de la croissance de la production extraite des sables bitumineux au cours de la dernière décennie ont incité les exploitants à agrandir leurs pipelines de pétrole brut et à présenter des demandes pour en construire de nouveaux. La crise financière de 2008 a ralenti le rythme d'agrandissement des projets de mise en valeur des sables bitumineux. L'industrie pipelinère s'est occupée, surtout ces dernières années, d'ajouter de la capacité pour répondre aux besoins des marchés

traditionnels des États-Unis, comme l'État de Washington et le Midwest. Les projets pipeliniers au-delà de 2012 chercheront sans doute à cibler d'autres marchés, comme ceux de la côte américaine du golfe du Mexique et de l'Asie.

Comme la production de gaz classique dans l'Ouest canadien, à l'exclusion du gaz de réservoirs étanches, est en baisse constante pendant la période envisagée, le gaz de réservoirs étanches, le gaz de schistes, le méthane de houille (MH) de même que le gaz classique en provenance des régions pionnières pourraient freiner cette baisse. Pour la période envisagée, le plus gros projet d'infrastructure de gaz naturel au Canada actuellement à l'étude est celui qui vise à traiter et acheminer le gaz du delta du Mackenzie au réseau pipelinier de l'Ouest canadien d'ici à 2017. La production de gaz de schistes dans le nord-est de la Colombie-Britannique a fait l'objet d'intenses activités d'exploration et d'investissements récemment, et les producteurs pourraient disposer de plusieurs marchés où écouter leur gaz : par de nouveaux gazoducs les reliant au réseau pipelinier existant de l'Ouest canadien, ou par une éventuelle infrastructure d'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL) vers les marchés du Pacifique. La Mise à jour du scénario de référence 2009 n'a pas tenu compte du projet de gazoduc en Alaska et il n'en sera pas question ici non plus.

La demande de gaz dans l'Ouest canadien devrait augmenter, principalement pour alimenter l'expansion des opérations de mise en valeur des sables bitumineux, même si, comme on le prévoit, on aura de moins en moins d'énergie par baril de pétrole produit. En conséquence, le gaz requis dans cette industrie ira probablement en augmentant en termes absolus en raison de la croissance globale du volume de pétrole produit. La production d'électricité au gaz en Ontario pourrait également accroître la demande avec la mise au rancart prévue des centrales au charbon. Une hausse de la demande obligerait sans doute à accroître la capacité de transport entre l'Ontario et les États-Unis et pourrait nécessiter le transport à rebours par répétition ou encore le transport en sens inverse sur les gazoducs existants. De plus, il faudra peut-être rendre plus flexibles les pipelines et les installations de stockage pour pouvoir accueillir les charges plus variables provenant de la production d'électricité au gaz naturel.

Depuis les années 1970 au Canada, l'infrastructure et les marchés de LGN ont évolué en parallèle avec la mise en valeur des marchés de gaz classique. La qualité du flux de gaz naturel et la croissance de la demande intérieure de gaz naturel en Alberta, alimentée par la production de pétrole extrait des sables bitumineux, sont les principaux facteurs qui détermineront les besoins futurs en infrastructure de LGN. La rareté de l'éthane est le principal déterminant des investissements dans l'infrastructure, avec pour cibles tant la récupération accrue de l'éthane à partir des flux existants de gaz naturel classique que les dégagements gazeux issus des sables bitumineux. La faisabilité de ces projets dépendra toutefois du degré de compétitivité qu'aura la production d'éthane sur le plan des coûts au sein du marché nord-américain de la pétrochimie.

Les grands projets de développement d'électricité nécessitant une infrastructure internationale pourraient être considérés comme essentiels pour que les provinces et les États puissent atteindre leurs objectifs en matière d'énergie propre et de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre (GES). Il faudra construire de nouvelles installations de transport car l'infrastructure vieillissante et la nécessité de garantir une offre d'électricité fiable à prix raisonnables sont une préoccupation de plus en plus grande dans bien des provinces et des États.

Certaines provinces ont plusieurs options pour accroître leurs exportations d'électricité vers les États-Unis. Plusieurs projets de transport nord-sud sont aux stades de la planification et leur réalisation pourrait détourner partiellement l'attention accordée aux projets est-ouest. Si ces projets allaient de l'avant, ils augmenteraient la capacité et les flux d'électricité vers les marchés d'exportation,

ainsi que l'offre d'électricité de réserve. En même temps, ils pourraient renforcer indirectement les interconnexions canadiennes est-ouest.

Les projets d'infrastructure énergétique nécessitent généralement des investissements coûteux et à long terme. Le coût et le temps requis pour construire de nouvelles infrastructures devraient augmenter en raison des plus grandes distances qui séparent les régions consommatrices et les nouvelles sources d'approvisionnement non classiques et les nouvelles centrales. L'incertitude des marchés financiers et le resserrement du crédit que l'on a connus en 2008 et 2009 risquent de poser des défis aux promoteurs de nouvelles infrastructures. Pour assurer le succès de l'industrie de l'énergie, il faudra impérativement consulter la population et communiquer avec elle, et que les citoyens en général acceptent le principe selon lequel l'infrastructure énergétique est à la base d'une économie durable et prospère. Les politiques environnementales joueront un rôle important dans l'édification de l'avenir énergétique et les futures décisions d'investissements seront prises sur la base de lois et règlements clairs en matière d'environnement et d'énergie.

Pour faciliter la construction des projets d'infrastructure approuvés dans des délais raisonnables, l'adoption d'un processus réglementaire efficient et transparent est une étape nécessaire pour concilier les intérêts des citoyens canadiens. La collaboration et la coordination entre les organismes de réglementation et les organismes du gouvernement sont une étape positive pour permettre la mise en place efficiente d'infrastructures viables.

INTRODUCTION

L'énergie est un élément essentiel à notre mode de vie, particulièrement au Canada où l'on en a besoin pour chauffer nos maisons, faire tourner nos entreprises et assurer le transport des personnes, des biens et des services. Un réseau de transport de l'énergie efficient et efficace est indispensable pour soutenir cette importante ressource. L'ONÉ réglemente environ 71 000 km de pipelines d'un bout à l'autre du Canada. En 2008, ces pipelines ont acheminé du pétrole brut, des produits pétroliers, des LGN et du gaz naturel pour plus de 127 milliards de dollars, moyennant un coût de transport évalué à 4,4 milliards de dollars.

Au Canada, les sources d'approvisionnement en énergie sont souvent situées loin des zones consommatrices (figure 1.1). Par exemple, les sables bitumineux du nord de l'Alberta constituent une zone de croissance de premier plan pour la production pétrolière canadienne et la nouvelle offre

FIGURE 1.1

Offre d'énergie et répartition de la consommation en Amérique du Nord



de gaz provient des régions pionnières du Canada et du nord-est de la Colombie-Britannique. Les installations de production d'électricité à l'énergie nucléaire et au gaz naturel sont généralement situées plus près des zones populeuses, alors que les installations de production hydroélectrique et éolienne sont situées à proximité de la ressource, qui n'est pas nécessairement près des grandes villes. Enfin, une part importante de l'énergie produite au Canada est exportée aux États-Unis et une part négligeable est expédiée outre-mer, contribuant ainsi à l'économie du Canada. En 2008, le Canada exportait environ 65 % de sa production de pétrole brut, plus de la moitié de sa production de gaz naturel et 9 % de sa production d'électricité².

Les changements rapides qui ont marqué le marché de l'énergie au Canada au cours de la dernière décennie ont donné lieu à plusieurs annonces de projets énergétiques et d'infrastructure de transport. Au début de la décennie, ces annonces portaient surtout sur des projets d'agrandissement. Plus récemment, alors que le Canada s'enfonçait dans la récession et que le prix des produits chutait en raison de la crise financière mondiale et du ralentissement économique, certains projets ont été retardés ou reportés.

En juillet 2009, l'ONÉ a publié un rapport intitulé *Scénario de référence 2009 : Offre et demande énergétiques au Canada jusqu'en 2020*. Ce rapport est à la fois une mise à jour et une extension de l'analyse du scénario de base entreprise dans le rapport de 2007 intitulé *L'avenir énergétique du Canada : Scénario de référence et scénarios prospectifs jusqu'à 2030*. Les scénarios de référence, qui sont des prévisions de base, portent sur les tendances de l'offre et de la demande au Canada et reposent sur des perspectives macroéconomiques, les prix de l'énergie et les politiques et programmes gouvernementaux en place au moment de l'analyse.

Voici les principales conclusions qui se dégagent de la Mise à jour du scénario de référence 2009 :

- La croissance de la demande d'énergie au Canada devrait accuser un recul marqué en raison notamment des variations démographiques, de la progression des prix de l'énergie, du ralentissement de la croissance économique et de l'intérêt accru pour les politiques et programmes énergétiques et environnementaux visant à freiner la demande d'énergie et à réduire les émissions de GES.
- La production de pétrole et de gaz classique devrait poursuivre son repli historique, mais ce repli est plus que compensé par la hausse de la production de pétrole brut issue de l'exploitation des sables bitumineux et de celle du gaz naturel extrait de réservoirs étanches, du gaz de schistes et des ressources des régions pionnières. Compte tenu toutefois de la conjoncture économique actuelle, plusieurs projets de mise en valeur des sables bitumineux sont en-deçà des prévisions antérieures.
- La production d'électricité au Canada devient moins polluante en raison de la mise au rancart des centrales au charbon en Ontario et de la forte croissance escomptée de la capacité installée des centrales nucléaires, hydroélectriques et éoliennes. On s'attend également à un ralentissement de la croissance de la demande d'électricité à la faveur d'une efficacité énergétique accrue.

Le présent rapport porte plus loin encore l'analyse de la Mise à jour du scénario de référence 2009 en présentant un aperçu des répercussions possibles sur l'infrastructure énergétique associées à ladite mise à jour.

2 Même s'il est un exportateur net d'énergie, le Canada importe du pétrole brut, du gaz naturel et de l'électricité. Les chiffres indiqués ici représentent les exportations totales d'énergie canadienne mais non les importations. Pour plus de détail sur les importations et les exportations, consulter *Aperçu de la situation énergétique au Canada 2008* (www.neb-one.gc.ca).

Il importe de noter que l'information contenue dans le présent rapport n'est pas définitive. Les marchés de l'énergie, au Canada comme ailleurs dans le monde, sont extrêmement instables depuis quelques années. Les cours du pétrole ont subi une hausse de plus de 100 \$US/b en 2008, les économies sont tombées en récession, les percées technologiques au sein de l'industrie du gaz nord-américaine ont bouleversé l'offre et les politiques environnementales sont devenues plus prioritaires partout dans le monde. Cette nouvelle donne va influer sur l'avenir à court et long terme des marchés de l'énergie et sur les besoins en infrastructure.

Chaque chapitre du présent rapport concerne un produit en particulier : il présente un aperçu de l'infrastructure en place, analyse les principaux changements que subiront l'offre et la demande à la lumière de la Mise à jour du scénario de référence 2009 et examine les besoins éventuels en infrastructure. L'ONÉ ne réglemente pas toute l'infrastructure énergétique au Canada; la présente ÉMÉ porte principalement sur les installations réglementées par l'Office, mais il sera quand même question de celles qui ne sont pas réglementées par lui afin de donner au lecteur un éclairage plus large de l'activité potentielle dans ces secteurs. Le rapport se termine par un survol des enjeux et défis communs auxquels font face les projets de développement d'infrastructures importantes au Canada.

Tendances des émissions de GES au Canada

Environnement Canada signale que depuis 1990 les émissions de GES au Canada ont fortement augmenté, passant de 592 Mt à 747 Mt, en hausse de plus de 26 %. Environnement Canada attribue cette hausse à « la forte augmentation de la production pétrolière et gazière, en grande partie à des fins d'exportation, (...) accompagnée d'une hausse considérable du nombre de véhicules motorisés et d'une dépendance encore plus marquée aux centrales électriques au charbon, pour donner lieu à une progression notable des émissions »¹.

La production de combustibles fossiles en amont – pétrole, gaz naturel et charbon – compte pour environ 20 % des émissions de GES du Canada², à quoi s'ajoutent les émissions produites lors du raffinage, du transport et de la distribution du pétrole et du gaz naturel. Parmi les conclusions de l'*Inventaire canadien des gaz à effet de serre pour 2007* d'Environnement Canada³, mentionnons les suivantes :

- À elles seules, les émissions associées à l'industrie minière et à l'extraction pétrolière et gazière affichent une hausse de 56,7 % (8,4 Mt) entre 2004 et 2007, surtout attribuable à l'activité accrue dans les champs de sable bitumineux de l'Alberta, mais compensée en partie par la stabilisation de la production canadienne de gaz naturel et la baisse de la production classique de pétrole.
- Les émissions provenant des industries de l'énergie (y compris les émissions fugitives et celles de la production électrique et thermique, des industries des combustibles fossiles et des pipelines) se sont accrues d'environ 74 Mt entre 1990 et 2007. Plus de la moitié de cette hausse (43,9 Mt) est attribuable à l'industrie des combustibles fossiles, aux pipelines et aux émissions fugitives, résultat d'une hausse de la production de pétrole et de gaz durant cette période. Le reste de l'augmentation due aux industries de l'énergie (30,5 Mt) provient de la production électrique et thermique, résultat d'une demande accrue d'électricité accompagnée de hausses continues de la production d'énergie à base de charbon depuis 1990.
- À elles seules, les émissions fugitives (ventilation et torchage de la production pétrolière, fuites de méthane des pipelines) ont produit une part appréciable des émissions de gaz à effet de serre. D'après les estimations actuelles, elles auraient augmenté de 22,2 Mt, soit environ 52 %, de 1990 à 2007. Une grande partie de cette hausse résulte de la croissance des exportations de pétrole brut et de gaz naturel.

1. Environnement Canada, Inventaire canadien des gaz à effet de serre pour 2007, avril 2009, www.ec.gc.ca/pdb/ghg/inventory_report/2007/som-sum_fra.cfm#s2
2. Environnement Canada, Émissions de gaz à effet de serre au Canada : Comprendre les tendances, 1990-2006, novembre 2008, www.ec.gc.ca/pdb/ghg/inventory_report/2008_trends/trends_fra.cfm#toc_annex_1
3. Environnement Canada, Émissions de gaz à effet de serre au Canada : Comprendre les tendances, 1990-2006, novembre 2008, http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg/inventory_report/2008_trends/trends_fra.cfm#toc_2

PÉTROLE BRUT

2.1 Introduction

Entre 2002 et le milieu de 2008, les prix mondiaux du pétrole brut ont connu des hausses importantes, soutenues par une demande accrue et une offre serrée. D'où l'intérêt grandissant pour les sables bitumineux de l'Alberta et les investissements accrus dans ce secteur, ce qui a provoqué une croissance rapide de la production de pétrole extrait des sables bitumineux et donné lieu à des prévisions de développement intensif et soutenu de la production. Pour faire face à cette hausse anticipée de la production, plusieurs sociétés pipelinaires ont déposé auprès de l'Office des demandes de projets d'agrandissement de pipelines et de construction de nouveaux pipelines, dont plusieurs ont été approuvés et sont en cours de construction. Mais devant la crise financière mondiale et la plongée des cours du pétrole fin 2008 et début 2009, la plupart des projets de mise en valeur des sables bitumineux ont été retardés ou reportés. Les projets de valorisation – que ce soit des installations marchandes de tiers ou des projets d'exploitation minière et de valorisation intégrés – ont été particulièrement touchés. Au deuxième trimestre de 2009, les cours du pétrole ont repris pour atteindre 70 \$US/b environ³. Cette hausse, conjuguée avec la baisse des coûts de construction, pourrait améliorer la faisabilité des projets de mise en valeur des sables bitumineux qui ont été reportés ou suspendus.

D'après les prévisions, la production de pétrole extrait des sables bitumineux continuera d'augmenter, mais à un rythme plus lent que prévu, et un plus petit pourcentage du total du bitume sera valorisé en Alberta. La production de pétrole brut pourrait tendre vers les produits lourds contrairement aux prévisions. On entretient beaucoup d'incertitude quant au sort qui sera réservé aux projets de valorisation suspendus ou retardés. On s'attend à ce que certains projets refassent surface lorsque l'économie se stabilisera, mais ce sera certainement plus tard que prévu au départ. La volatilité des cours du pétrole et l'écart léger/lourd influeront également sur ces décisions⁴.

Ces dernières années, la capacité pipelière serrée a parfois influencé le prix que les producteurs recevaient pour leur pétrole brut. Le démarrage prévu du pipeline Keystone de TransCanada au quatrième trimestre de 2009 et l'ajout probable du pipeline Clipper d'Enbridge au deuxième trimestre de 2010 viendront toutefois ajouter de la capacité aux marchés existants et permettront de livrer un plus grand volume de pétrole brut canadien aux régions du sud-est de la Petroleum Administration for Defense District II (PADD II) des États-Unis. Il appartiendra au marché de déterminer si cette capacité additionnelle est suffisante ou s'il ne faudra pas déposer d'autres demandes d'infrastructure supplémentaire.

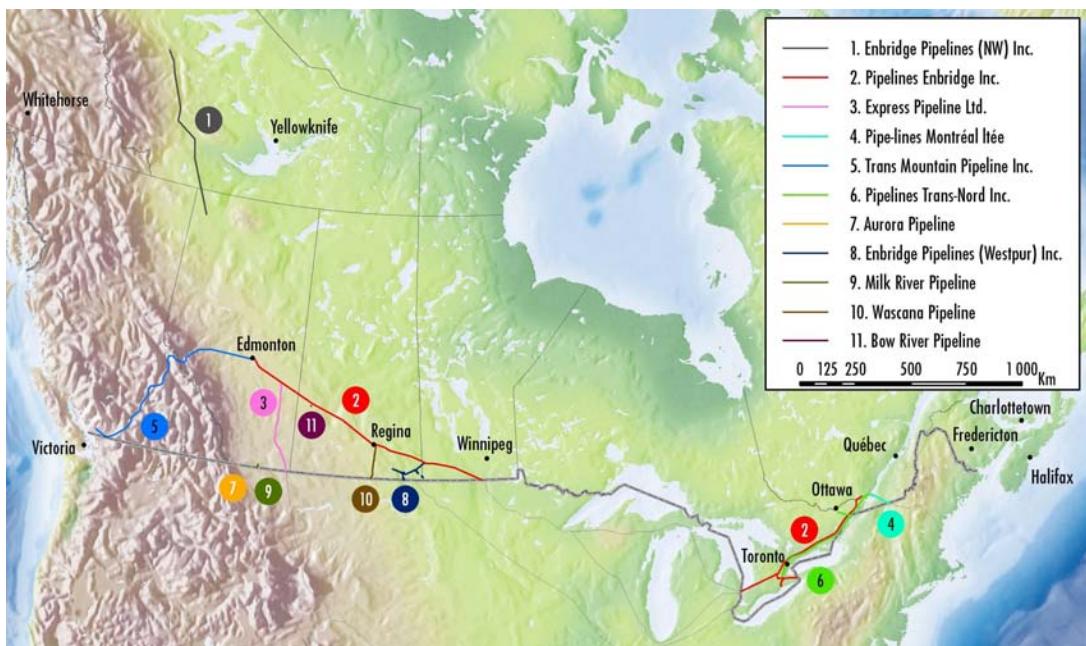
Le présent chapitre passe en revue les principaux pipelines de pétrole brut en service au Canada ainsi que les propositions d'agrandissement de pipelines existants et de construction de nouveaux pipelines.

³ West Texas Intermediate est un pétrole brut léger produit aux États-Unis qui sert de référence pour les cours du pétrole brut en Amérique du Nord.

⁴ Écart entre les prix affichés du pétrole léger et ceux du pétrole brut lourd.

FIGURE 2.1

Principaux oléoducs réglementés par l'ONÉ



2.2 Infrastructure actuelle

L'infrastructure de pipelines de pétrole brut est un réseau bien développé qui s'étend de l'ouest des provinces productrices de pétrole de Colombie-Britannique et d'Alberta aux marchés canadiens et américains de la côte Ouest; et de l'est de l'Alberta et de la Saskatchewan à l'Est du Canada et au sud vers les marchés d'exportation aux États-Unis. L'essentiel de la production de pétrole brut du Canada est transporté par pipeline, à l'exception du pétrole brut produit au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador, qui est expédié vers les marchés par bateau. Le Canada est un exportateur net de pétrole brut; il en importe toutefois un certain volume qui est traité par les raffineries de l'Est du Canada et des provinces de l'Atlantique, lesquelles ont un accès limité, voire aucun, à la production pétrolière de l'Ouest canadien. La figure 2.1 illustre les principaux oléoducs réglementés par l'ONÉ. L'annexe 1 fournit plus de détails sur les oléoducs réglementés par l'ONÉ.

Il existe également un réseau bien établi de pipelines transportant les produits pétroliers des raffineries vers les marchés de consommation de l'Ouest et de l'Est du Canada (figures 2.2 et 2.3). La plupart de ces pipelines appartiennent à des intérêts privés et ne sont pas réglementés par l'ONÉ du fait qu'ils ne traversent pas de frontière provinciale, territoriale ou internationale.

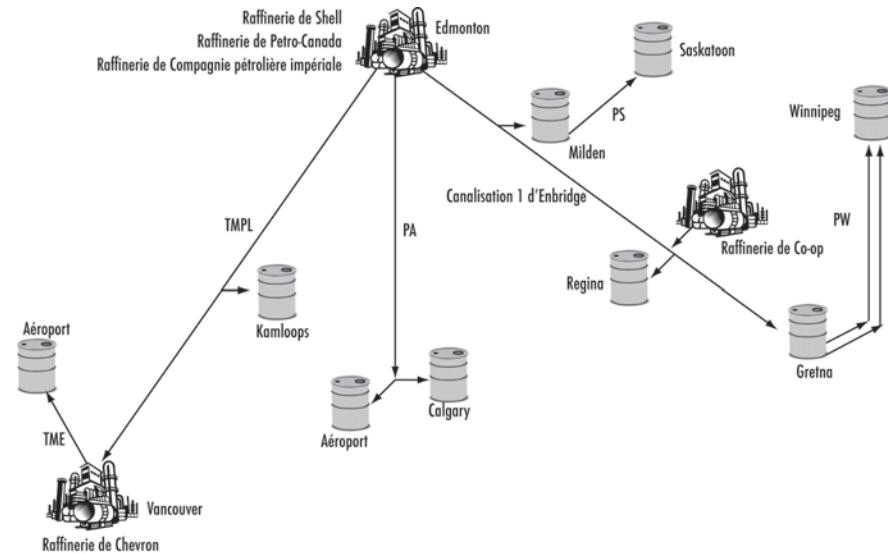
2.3 Évolution du marché du pétrole brut

Variations de l'offre de pétrole brut

À la lumière de la crise financière mondiale et de la récession qui ont commencé fin 2008, la Mise à jour du scénario de référence 2009 fait état d'une période de reprise et d'une baisse escomptée de la production pétrolière au Canada. La figure 2.4 illustre l'écart entre la Mise à jour du scénario de référence 2009 et le scénario de référence de L'avenir énergétique du Canada 2007. L'écart entre les deux scénarios prospectifs se réduit à 75 000 m³/j (470 kb/j) à l'horizon 2020 à mesure que la

FIGURE 2.2

Pipelines de produits pétroliers dans l'Ouest canadien



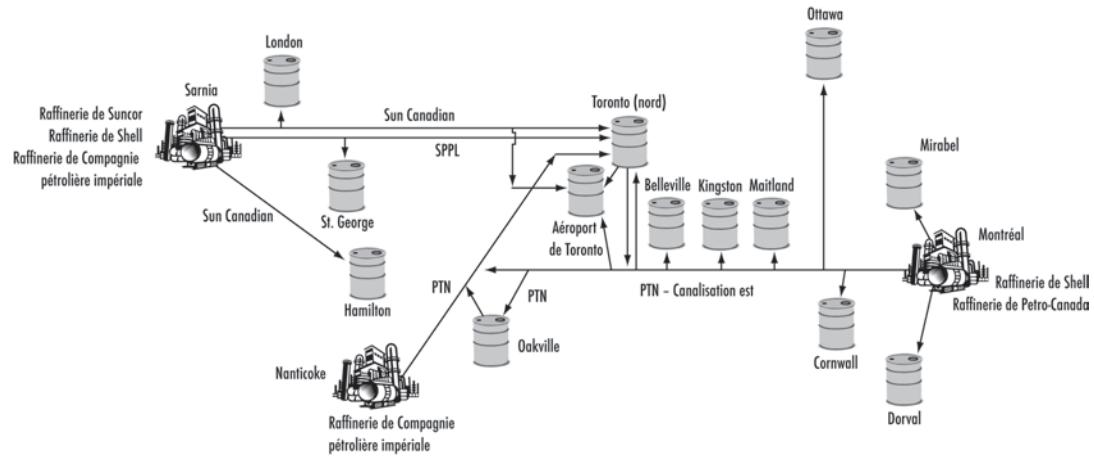
Source : Ressources naturelles Canada

Remarques :

- 1) Le pipeline TransMountain (TME) transporte du pétrole brut et des produits épurés dans le même pipeline (24 po).
 - 2) La canalisation no 1 d'Enbridge transporte du pétrole brut synthétique, des LGN et des produits épurés. Les produits sont acheminés aux terminaux de Milden (sans rampe de chargement pour camions), Regina et Gretna (20 po). Les opérations d'injection se font à Edmonton et Regina.
 - 3) Le productoduc de l'Alberta (PA) transporte des produits pétroliers 100 % épurés d'Edmonton à Calgary (10 po).
 - 4) Le pipeline de la Saskatchewan (PS) transporte des produits 100 % épurés de Milden à Saskatoon.
 - 5) Le productoduc de Winnipeg (PW) transporte des produits 100 % épurés de Gretna à Winnipeg par deux pipelines (8 po et 10 po).

FIGURE 2.3

Pipelines de produits pétroliers dans l'Est du Canada



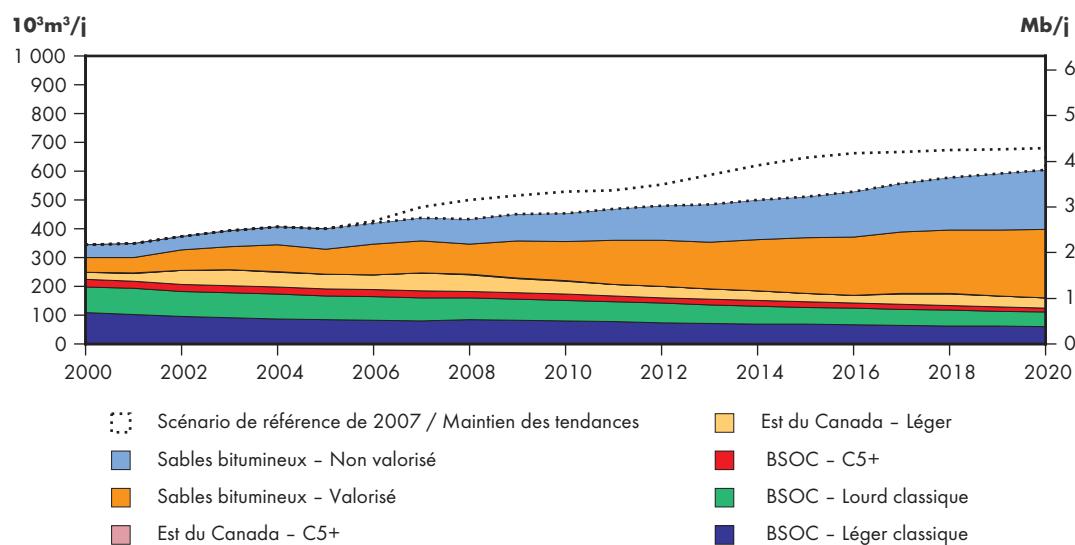
Source : Ressources naturelles Canada

Remarques :

- 1) La situation est beaucoup plus complexe qu'il ne paraît dans les régions de Toronto et Montréal.
 - 2) Tous les pipelines ne transportent que des produits épurés.
 - 3) Trois pipelines partent de Sarnia. Deux sont exploités par Sun Canadian et le troisième par Imperial Oil.
 - 4) Le tronçon est de Pipelines Trans-Nord (PTN) transporte des produits de Montréal à Ottawa et la région de Toronto. Il est la propriété pour partie de Petro-Canada, de Shell Canada Products et de Compagnie pétrolière impériale.

FIGURE 2.4

Production totale de pétrole au Canada – Mise à jour du scénario de référence 2009



croissance s'accélère dans la dernière partie de la période envisagée. En 2020, la production atteint 608 000 m³/j (3,8 Mb/j).

La production de pétrole classique dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) poursuit une chute historique bien ancrée d'environ 3 % par an, conséquence d'un bassin parvenu à maturité. En 2009 et 2010, la baisse des cours du pétrole plus marquée que prévue dans la première moitié de 2008 et la réduction correspondante des activités de forage entraîneront probablement une diminution des niveaux de production de pétrole. On s'attend toutefois que cette diminution sera modérée par les succès continus de la zone de Bakken et par les projets de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO₂ à Weyburn et Midale dans le sud-est de la Saskatchewan.

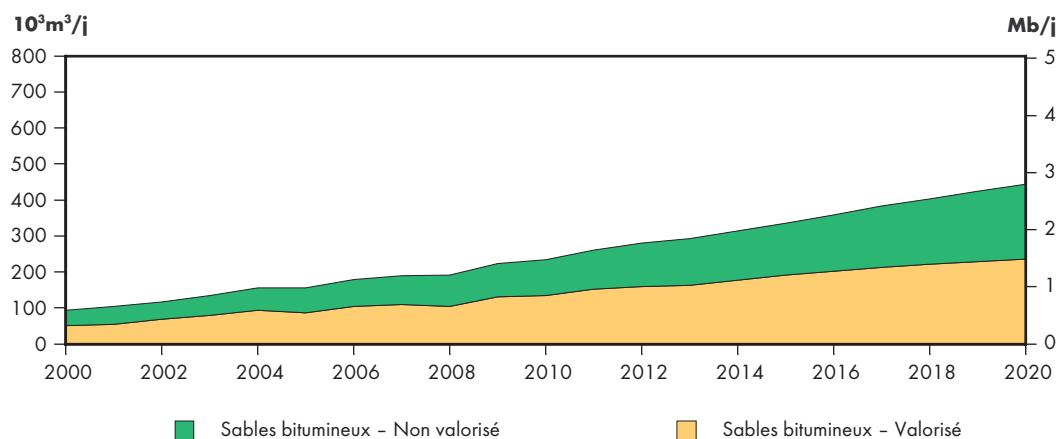
La production des trois principaux champs pétrolifères au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador est en baisse, mais cette baisse est ralenti par l'addition de plusieurs champs satellites en 2010 et de l'important champ Hebron en 2017. La production diminue pour passer à 33 500 m³/j (212 kb/j) à l'horizon 2020.

Projets de mise en valeur des sables bitumineux

Avant 2009, la rentabilité des projets de mise en valeur des sables bitumineux avait été mise à mal un certain temps en raison de la montée rapide des coûts de construction. Le ralentissement économique mondial et le resserrement du crédit en 2008 ont exacerbé la situation et entraîné le report de nombreux projets. D'après les prévisions de production, les dates de démarrage prévues des projets non déjà en cours de construction sont retardés d'au moins trois à quatre ans, d'où un léger fléchissement des prévisions de production pour la période comprise entre 2010 et 2014 (figure 2.5). De nombreux projets ont donc été retardés, à l'exception du projet Kearn Oil Sands de Compagnie pétrolière impériale. Ce projet d'extraction à ciel ouvert devrait être construit en trois phases pour produire au bout du compte 47 600 m³/j (300 kb/j) de bitume. Dans sa première phase, le projet pourrait être mis en service en 2012 avec une production totale évaluée à 17 500 m³/j (110 kb/j). Les taux de croissance augmentent en 2014 et 2015, en tandem avec la hausse prévue des cours du pétrole. Le profil des hausses dépendra des cours pratiqués au cours des prochaines années. Comparativement au scénario de référence 2007, les prévisions de production de pétrole extrait des sables bitumineux

FIGURE 2.5

Production comparative de pétrole extrait des sables bitumineux



sont plus basses de 108 000 m³/j (680 kb/j) en 2015. En 2020, cet écart se réduit à 80 000 m³/j (504 kb/j), la production atteignant 445 000 m³/j (2,8 Mb/j).

La plupart des projets reportés concernaient des installations de valorisation ou des projets de valorisation intégrés, ce qui entraînera sans doute des exportations de bitume relativement élevées. À l'horizon 2020, environ 54 % du bitume devrait être valorisé en Alberta, alors que les prévisions de L'avenir énergétique du Canada 2007 escomptaient un taux de 65 %. Cela mettrait une pression accrue sur l'infrastructure car il faudra un volume plus grand d'agents mélangeurs pour transporter le bitume, qui ne peut pas être acheminé par pipeline à l'état brut à cause de sa forte viscosité.

L'agent mélangeur, ou diluant, est habituellement un condensat ou, parfois, du pétrole brut synthétique. La source principale d'approvisionnement en condensat est le BSOC. En raison de la pénurie de condensat comme diluant et pour répondre à la demande, les sociétés importent le diluant par chemin de fer de la côte Ouest du Canada jusqu'à Edmonton, mais aussi d'autres régions d'Amérique du Nord. Deux projets de pipelines de diluant sont envisagés : l'un est le projet Southern Lights d'Enbridge, qui importera le diluant du Midwest américain à partir du milieu de 2010; l'autre est le pipeline Northern Gateway d'Enbridge qui, si la demande est déposée puis approuvée, transportera le diluant de la côte Ouest du Canada à Edmonton loin dans la prochaine décennie. L'offre, la demande et l'infrastructure future de condensat sont examinés plus en détail au chapitre 4 : Liquides de gaz naturel.

Évolution du marché du pétrole brut et agrandissement des raffineries

La hausse de la production de pétrole extrait des sables bitumineux de l'Alberta en parallèle avec l'augmentation de la demande mondiale de pétrole a entraîné l'émergence de plusieurs projets d'agrandissement de pipelines de pétrole brut et de construction de nouveaux pipelines. L'augmentation de la demande en Asie, particulièrement en Chine et en Inde, a fait grimper la demande mondiale et resserré l'offre, provoquant une hausse des cours du pétrole brut, de sorte que la mise en valeur de gisements qui n'était pas rentable auparavant, comme le pétrole brut extrait des sables bitumineux de l'Alberta, est dès lors devenue rentable.

Depuis 2005, la construction des pipelines au Canada visait largement le marché américain, principalement la Petroleum Administration for Defense District du Midwest (PADD II). Les

nouveaux projets de construction de pipelines après 2010 qui ont été proposés visent des marchés-cibles qui pourraient présenter un plus grand potentiel de croissance, comme la côte américaine du golfe du Mexique (PADD III), la zone au large de la côte Ouest du Canada vers la Californie, l'Asie ou d'autres marchés étrangers.

En réaction à l'offre croissante de pétrole extrait des sables bitumineux, plusieurs raffineries des États-Unis ont été converties pour faciliter le traitement du pétrole brut lourd du Canada. Ces dernières années, les producteurs, surtout ceux qui produisent des mélanges de bitume plus lourds, ont négocié avec les raffineurs pour commercialiser leur pétrole brut et nombre d'entre eux ont signé des ententes d'approvisionnement ou conclu des ententes plus formelles, comme des partenariats. D'autre part, de nombreuses multinationales pétrolières sont entièrement intégrées et possèdent des installations en amont des champs de sables bitumineux et des raffineries en aval aux États-Unis (tableau 2.1).

Préoccupations à l'égard des GES

Environnement Canada signalé que l'extraction à ciel ouvert et la valorisation des sables bitumineux comptent pour environ 33 Mt, ou 5 % des émissions de GES au Canada; la production de pétrole classique, pour près de 30 Mt, ou 4 %, et le raffinage du pétrole pour environ 19 Mt, ou 2,6 %.

L'industrie pétrolière et gazière en amont participe de près au programme canadien Mesures volontaires et registre, qui vise à encourager l'efficacité énergétique et à réduire les émissions de GES. Mis en œuvre au début des années 1990, le programme a permis de réduire l'intensité énergétique d'environ 1 % par an. Malgré cette initiative, les GES émis par le secteur pétrolier et gazier en amont ont augmenté depuis 1990 en raison de la croissance du volume de pétrole et de gaz naturel produit pour les besoins internes et les exportations. L'industrie croit que la capture de carbone et stockage (CCS) est une voie prometteuse pour réduire sensiblement les émissions de GES dans un proche avenir; tous les projets actuels visant à réduire les émissions dans le secteur pétrolier et gazier demeurent toutefois au stade de l'évaluation.

Les pipelines de pétrole brut ne sont pas une source importante d'émissions de GES car ils utilisent l'électricité pour véhiculer le pétrole brut. Le pétrole brut transporté par ces pipelines produit toutefois des émissions de GES à des divers degrés, selon le lieu où le pétrole est produit et la façon dont il est extrait du sol. La réduction des émissions de GES revêt une importance de plus en plus grande et les carburants de transport font l'objet d'une analyse de leur cycle de vie. Cette analyse permet d'établir une comparaison juste du pétrole brut traité par les raffineries. Elle vise à déterminer l'impact des GES durant le cycle de vie – de la production à la consommation – des carburants de transport⁵. Deux études indépendantes ont révélé que les émissions directes émanant de la production, du transport et du raffinage du pétrole brut extrait des sables bitumineux sont à peu près identiques à celles produites par les pétroles bruts raffinés aux États-Unis. Généralement, les émissions directes de GES produites par la mise en valeur des sables bitumineux sont environ 10 % plus élevées que les émissions directes produites par d'autres pétroles bruts aux États-Unis. Si l'on tient compte de la cogénération, les pétroles bruts extraits des sables bitumineux produisent autant d'émissions de GES que les pétroles bruts classiques. Une autre étude révèle que les émissions attribuables au cycle de vie moyen sont d'environ 17 % plus élevées que celles d'autres pétroles bruts traités aux États-Unis. Cette augmentation est surtout attribuable aux émissions produites par les activités de production et de valorisation⁶.

⁵ Communiqué de presse du Gouvernement de l'Alberta : *Emissions from oil sands comparable to other crude oils*, 23 juillet 2009, tiré de <http://alberta.ca/home/NewsFrame.cfm?ReleaseID=/acn/200907/26558A81465A3-9C83-0D17-849AC9A1BF7F818F.html>

⁶ Levin, Michael A. Council Special Report No. 47, mai 2009, *The Canadian Oil Sands: Energy Security vs. Climate Change*, tiré de <http://www.capp.ca/canadaIndustry/oilSands/Pages/OilSandsEnvironment.aspx>

T A B L E A U 2 . 1

Agrandissement de raffineries et ententes de partenariat

Société	Endroit	Ajouts	Augmentation de la capacité	Date d'achèvement prévue par les promoteurs	Marché
BP	Whiting, Illinois	<ul style="list-style-type: none"> Capacité additionnelle de cokéfaction devant permettre à la raffinerie de traiter un plus gros volume de pétrole brut canadien 		2012	PADD II
Coentreprise 50/50 ConocoPhillips-EnCana	Wood River, Illinois	<ul style="list-style-type: none"> Construction d'une unité de cokéfaction de 10 300 m³/i (65 kb/i) Augmentation de la capacité totale de raffinage du pétrole brut de 7 900 m³/i (50 kb/i) pour atteindre 56 500 m³/i (356 kb/i) Plus que le doublement de la capacité de raffinage du pétrole brut lourd pour atteindre 38 000 m³/i (240 kb/i) 	De 7 900 m ³ /i (50 kb/i) à 38 000 m ³ /i (240 kb/i)	2011	PADD II
Marathon/AOSP (participation de 20 %) - Projet d'agrandissement de Détroit	Détroit, Michigan	<ul style="list-style-type: none"> Augmentation de la capacité de raffinage du pétrole brut lourd 	12 700 m ³ /i (80 kb/i)	2012	PADD II
Coentreprise 50/50 BP/Husky	Toledo, Ohio	<ul style="list-style-type: none"> Augmentation de la capacité de raffinage du pétrole brut lourd 	17 500 m ³ /i (110 kb/i)	2015	PADD II
Coentreprise 50/50 ConocoPhillips-EnCana	Borger, Texas	<p>Projet d'expansion en trois phases</p> <ul style="list-style-type: none"> Phase 1 - Nouvelle unité de cokéfaction d'une capacité de bitume de 3 200 m³/i (20 kb/i) Phase 2 - Désengorgement d'une capacité supplémentaire de bitume de 3 200 m³/i (20 kb/i) Phase 3 - Accroissement de 31 700 m³/i (200 kb/i) pour une capacité de bitume de 75 kb/i 	18 300 m ³ /i (115 kb/i)	2007 2009 2012	PADD III
Marathon/AOSP (participation de 20 %) - Projet d'agrandissement de Garyville	Garyville, Louisiana	<ul style="list-style-type: none"> Augmentation de la capacité de raffinage du pétrole brut lourd corrosif 7 raffineries - 1 Mb/i 	28 600 m ³ /i (180 kb/i)	T4 2009	PADD III
BP/Husky (Sunrise)	Toledo, Ohio	<ul style="list-style-type: none"> Reconfiguration de la raffinerie BP de Toledo pour traiter la production extraite du projet Sunrise de Husky 			PADD II
ExxonMobil/Compagnie pétrolière impériale	Edmonton, Alberta Sarnia/Nanticoke, Ontario	<ul style="list-style-type: none"> Cold Lake et Kearn : capacité de traiter du pétrole brut lourd dans plusieurs de leurs raffineries 4 raffineries au Canada 5 raffineries aux É.-U. - 222 000 m³/i (1,4 Mb/i) 			PADD II,III,IV,V
CNRL/Valero	Houston, Texas Port Arthur, Texas St. Charles, Louisiana	<ul style="list-style-type: none"> CNRL et Valero ont conclu une entente par laquelle CNRL fournira du pétrole brut aux raffineries de Valero au Texas Valero - 3 raffineries de 88 900 m³/i (560 kb/i) 	Hydrocréateur de 7 900 m ³ /i (50 kb/i) et agrandissement de 1 600 m ³ /i (10 kb/i)	2012	PADD III

Capture de carbone et stockage (CCS)

Comme leurs noms l'indiquent, la capture et le stockage de carbone, aussi appelés séquestration du carbone, sont un procédé par lequel les émissions de CO₂ sont collectées avant d'entrer dans l'atmosphère puis placées dans des formations géologiques situées dans les profondeurs de la terre. Cette technologie consiste à capturer les émissions de CO₂ produites par des installations industrielles, comme les centrales électriques alimentées aux combustibles fossiles, les usines de traitement du gaz, les installations de fabrication d'engrais et d'autres sites produisant de grandes quantités de CO₂. Le gaz CO₂ est comprimé et transporté par pipeline ou camion-citerne aux sites, où il est injecté dans de profondes formations rocheuses pour y être stocké en permanence.

La CCS est reconnue pour être un des meilleurs moyens de réduire sensiblement les émissions de GES dans le monde. La technologie n'est pas encore au point cependant. La faisabilité de la CCS est recherchée dans plusieurs pays, dont les États-Unis, la Norvège, le Danemark et l'Australie. Au Canada, l'Alberta injecte du CO₂ depuis plus de vingt ans dans des champs épuisés aux fins de la récupération assistée des hydrocarbures (RAH). La CCS vise à améliorer la récupération des hydrocarbures, mais elle peut également servir à stocker en permanence du CO₂ pour peu qu'on puisse vérifier que le piégeage est sûr. Le projet de RAH au moyen de CO₂ à Weyburn, au sud-est de la Saskatchewan, est un exemple de collaboration internationale : une équipe de scientifiques du monde entier y étudie, teste et vérifie les concepts de CCS. Depuis 2000, plus de 13 millions de tonnes de CO₂ y ont été injectées sans fuite apparente.

Riche de ses réserves en combustible fossile et des sites de stockage qui se trouvent à proximité, le Canada est très bien placé pour tirer parti de cette technologie. En fait, on estime que le Canada pourrait stocker jusqu'à 9 000 mégatonnes de CO₂, soit l'équivalent de plus de 11 fois ses émissions annuelles de gaz à effet de serre¹.

La mise en oeuvre de la CCS est coûteuse. Son succès pourrait dépendre de l'intégration de la CCS aux mécanismes du marché, comme les programmes de plafonnement et d'échange visant à réduire les émissions de GES. Les gouvernements fédéral et provinciaux, tout comme plusieurs associations industrielles, sont d'accord pour que la CCS passe au stade de la démonstration commerciale. Le gouvernement fédéral a alloué 1 milliard de dollars à la recherche-développement liée à la CCS. Le gouvernement de l'Alberta, de son côté, a consacré 2 milliards de dollars à la filière CCS et il a choisi trois projets parmi ceux qui ont été proposés. Ces projets, qui visent la RAH et la séquestration pure et simple du CO₂, sont les suivants :

Projet Enhance/Northwest, pour l'Alberta Carbon Trunk Line, visant à incorporer la gazéification, la capture de CO₂, le transport, la récupération assistée des hydrocarbures et le stockage dans le cœur industriel de l'Alberta et dans le centre de la province. On capturera le CO₂ de l'usine d'engrais Agrium et de l'usine de valorisation du bitume Northwest.

Projet d'EPCOR/Enbridge visant une centrale électrique à cycle combiné intégrant la gazéification et la capture de carbone située à proximité de la centrale Genesee d'EPCOR, à l'ouest d'Edmonton.

Projet de Shell Canada Energy/Chevron Canada Ltd./Marathon Oil Sands L.P. visant une CCS entièrement intégrée à l'usine de valorisation de Scotford, dans le cœur industriel de l'Alberta.

Pour assurer le déploiement de la CCS à grande échelle, il faudra construire des pipelines pour transporter le CO₂ de la source jusqu'aux principaux sites de RAH et de stockage permanent. Ces pipelines seront situés pour la plupart en Alberta et ne seront pas réglementés par l'ONÉ. Par contre, l'ONÉ réglemente la partie canadienne du pipeline de CO₂ transfrontalier qui va de Beulah, au Dakota du Nord, à Weyburn, en Saskatchewan.

La Saskatchewan et le Montana ont signé en mai 2009 un protocole d'entente en vue de collaborer à un projet de CCS. Le projet comprend la mise en place de la technologie de capture postcombustion du CO₂ à une centrale au charbon existante en Saskatchewan et la construction d'une unité de stockage de CO₂ dans le sud-est du Montana, y compris la technologie d'injection pour une éventuelle RAH. Cela nécessiterait la construction d'un pipeline de CO₂ qui acheminerait le CO₂ de la Saskatchewan au Montana, dont un tronçon serait réglementé par l'ONÉ.

1. Ressources naturelles Canada, Précis d'information sur le piégeage et stockage du dioxyde de carbone (CO₂), 8 mars 2007, <http://www.nrcan.gc.ca/media/newcom/2007/200716a-fra.php>.

Le 17 janvier 2007, la Californie a signé un décret établissant une norme de carburant à basse teneur en carbone pour les carburants de transport vendus dans cet État. Ce décret exige que l'intensité en carbone des carburants de transport vendus en Californie soit réduite d'au moins 10 % d'ici à 2020. On s'attend à ce que cette initiative puisse avoir des répercussions sur le pétrole brut extrait des sables bitumineux et sur l'infrastructure pipelière de pétrole brut. Alors que les producteurs et les gouvernements du Canada exercent des pressions sur l'Administration américaine pour la convaincre qu'une source de pétrole brut sûre, stable et fiable est profitable pour les États-Unis, bien des groupes de défense de l'environnement prétendent que les impacts sur l'environnement l'emportent sur les bienfaits économiques.

2.4 Exportations

En 2008, le Canada a exporté 284 993 m³/j (1,8 Mb/j) de pétrole brut et de condensat vers les marchés des États-Unis et d'ailleurs dans le monde (tableau 2.2). Le Midwest américain (PADD II) est le premier marché de pétrole brut du Canada, suivi de la région des Rocheuses (PADD IV), du Nord-Est des États-Unis (PADD I), de la côte Ouest des États-Unis (PADD V) et de la côte américaine du golfe du Mexique (PADD III). Le pétrole lourd classique constitue l'essentiel des exportations de pétrole brut, suivi du pétrole léger classique, du bitume composé, du pétrole synthétique léger, du pétrole synthétique lourd et du pétrole moyen classique.

Le Canada produit plus de pétrole brut qu'il ne peut en traiter dans ses propres raffineries; aussi les surplus sont-ils exportés vers les marchés étrangers. Les exportations de pétrole brut

T A B L E A U 2 . 2						
Exportations de pétrole brut en 2008, par marché						
Marché	Léger classique m ³ /j (kb/j)	Moyen classique m ³ /j (kb/j)	Lourd classique m ³ /j (kb/j)	Synthétique m ³ /j (kb/j)	Bitume composé m ³ /j (kb/j)	Total m ³ /j (kb/j)
PADD I	24 068,9 (152)	219,5 (1,4)	5 539,0 (35)	1 249,6 (8)	278,3 (1,8)	31 355 (198)
PADD II	12 027,3 (76)	19 647,0 (124)	67 312,7 (424)	37 468,4 (236)	39 694,8 (250)	176 150 (1,110)
PADD III	1 791,5 (11)	268,8 (1,7)	4 011,4 (25)	256,3 (1,6)	7 914,2 (50)	14 242 (90)
PADD IV	3 916,2 (25)	3 115,6 (20)	20 947,4 (132)	6 816,0 (43)	3 108,6 (20)	37 904 (239)
PADD V	14 201,5 (89)	-	-	7 173,9 (45)	2 750,2 (17)	24 126 (152)
Total É.-U.	56 005,4 (353)	23 250,9 (146)	97 810,5 (616)	52 964,2 (334)	53 746,1 (339)	283 777 (1,788)
Autre	633,9 (4)	-	-	415,4 (2,6)	250,5 (1,6)	1 300 (8,2)
Total	56 639,3 (357)	23 250,9 (146)	97 810,5 (616)	53 379,6 (336)	53 996,6 (340)	285 077 (1,796)

Remarques :

Léger - supérieur à 30 API

Moyen - entre 25 et 30 API

Lourd - moins de 25 API

Synthétique - bitume valorisé de n'importe quelle API

Bitume composé - Bitume mélangé à des hydrocarbures légers et/ou à du pétrole brut synthétique

Le Western Canadian Select est inclus dans les volumes de pétrole lourd.

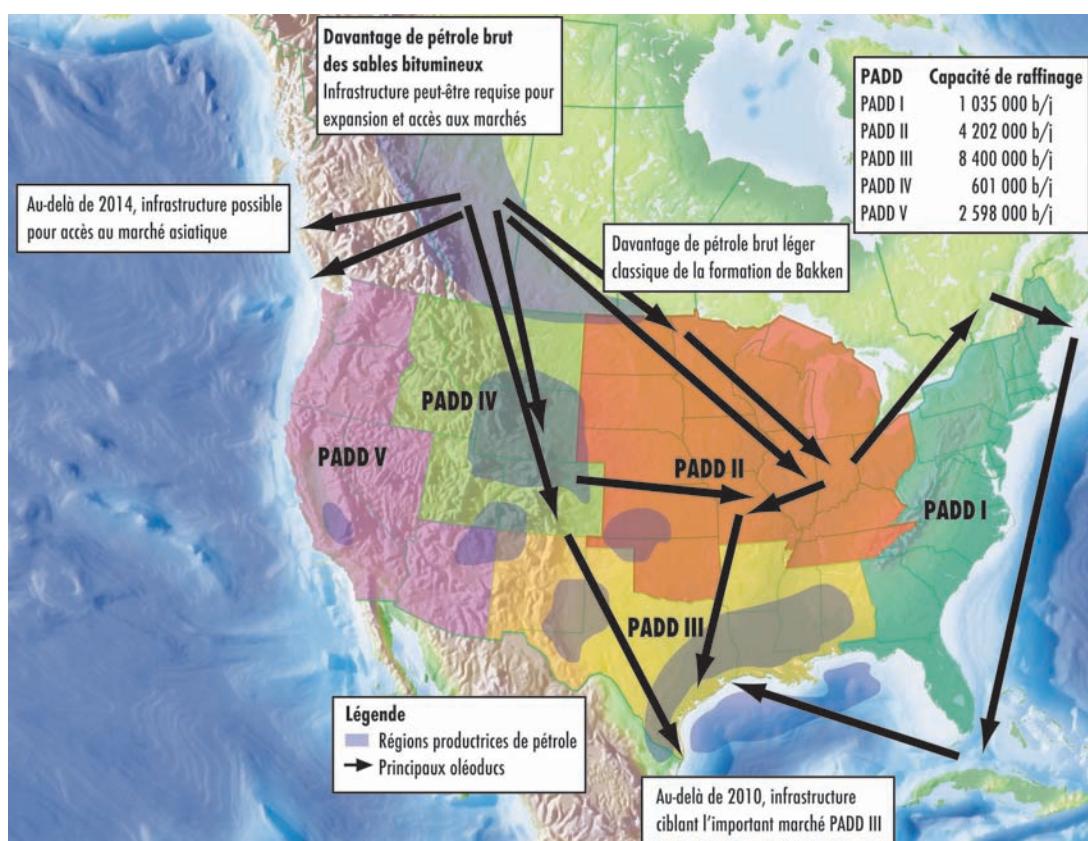
canadien devraient continuer d'augmenter à la faveur de la hausse des approvisionnements issus de la mise en valeur des sables bitumineux de l'Alberta, ce qui fait plus que compenser la baisse des approvisionnements en pétrole classique. Selon la Mise à jour du scénario de référence 2009 portant sur la période 2008-2020, les exportations augmentent de 60 % pour atteindre 447 000 m³/j (2,8 Mb/j).

En 2008, le Canada a également exporté environ 54 540 m³/j (344 kb/j) de produits pétroliers raffinés. Ce volume comprenait 22 800 m³/j (144 kb/j) de distillats moyens, 21 400 m³/j (135 kb/j) d'essence, 9 300 m³/j (59 kb/j) de mazout lourd, 530 m³/j (3 kb/j) de carburateur et 510 m³/j (3 kb/j) de pétrole partiellement traité. Le Canada importe en outre des produits pétroliers raffinés lorsqu'il est économique de le faire ou en cas d'arrêt de production dans les raffineries, ou encore en cas de hausses de la demande durant les mois d'hiver par exemple, lorsque la demande de mazout de chauffage est élevée, ou durant les mois d'été lorsque la demande d'essence est élevée.

Au cours de la période envisagée, soit de 2008 à 2020, les besoins des raffineries canadiennes en charges d'alimentation se sont accrus de 14 % pour passer à 349 000 m³/j (2,2 Mb/j); les exportations ne devraient toutefois pas augmenter de manière importante. Les raffineries canadiennes répondent essentiellement aux besoins du marché intérieur, à l'exception des raffineries de la côte Est, qui exportent des produits pétroliers raffinés vers les États-Unis. Il pourrait y avoir des hausses de consommation de combustibles de remplacement au Canada, ce qui entraînerait l'exportation d'un plus grand volume de produits pétroliers raffinés vu que les besoins du marché intérieur seraient moins grands.

FIGURE 2.6

Résumé des changements susceptibles d'être apportés à l'infrastructure du pétrole brut



T A B L E A U 2 . 3

Projets d'oléoducs au Canada*

Pipeline	Date de dépôt auprès de l'ONÉ/Date d'approbation par l'ONÉ	Augmentation de capacité en m ³ /j (kb/j)	Date d'achèvement prévu par le promoteur	Marché
Keystone de TransCanada	Certificat approuvé en novembre 2007	69 000 (435)	T4 2009	PADD II sud et PADD III
Clipper d'Enbridge	Certificat approuvé en mai 2008	71 500 (450)	T2 2010	PADD II
Agrandissement Cushing du pipeline Keystone de TransCanada	Certificat approuvé en juillet 2008	24 800 (155)	T4 2010	Cushing, Oklahoma (PADD II)
Keystone XL de TransCanada	Dépôt en février 2009	111 300 (700)	T4 2012	Côte américaine du golfe du Mexique (PADD III)

* Inclut les projets approuvés par l'Office et déposés auprès de lui en 2008 et 2009.

2.5 Aperçu des choix disponibles pour le développement de l'infrastructure

La figure 2.6 illustre les principaux changements susceptibles de survenir à l'infrastructure pétrolière selon la Mise à jour du scénario de référence 2009. Le tableau 2.3 énumère les demandes de projets pipeliniers qui ont été déposées auprès de l'Office, ou qui ont été approuvées par lui, en 2008 et 2009. Pour plus de détails sur ces projets et d'autres propositions, consultez l'annexe 2, Principaux projets d'oléoducs proposés au Canada.

2.6 Conclusion

La montée des cours du pétrole brut, la vigueur de la demande mondiale de pétrole brut et la force de la croissance de la production extraite des sables bitumineux au cours de la dernière décennie ont incité les exploitants à agrandir leurs pipelines de pétrole brut et à présenter des demandes pour en construire de nouveaux. La crise financière de 2008 a eu des répercussions sur le cours du pétrole brut et ralenti le rythme d'agrandissement des projets de mise en valeur des sables bitumineux. Alors que la plupart des projets de valorisation du bitume de l'Alberta ont été reportés à plus tard, la production de bitume extraite des sables bitumineux de l'Alberta devrait augmenter, bien qu'à un rythme plus lent que prévu. Cela pose des défis à l'industrie pipelinière, qui a besoin de planifier longtemps à l'avance pour ajouter de la capacité afin de répondre à la croissance des approvisionnements en pétrole. Au deuxième trimestre de 2009, les cours du pétrole brut ont rebondi, laissant croire à un nouvel élan de la mise en valeur des sables bitumineux de l'Alberta. L'industrie pipelinière s'est occupée, surtout ces dernières années, d'ajouter de la capacité pour répondre aux besoins des marchés traditionnels des États-Unis, comme l'État de Washington et le Midwest. Les projets pipeliniers au-delà de 2012 chercheront sans doute à cibler d'autres marchés, comme ceux de la côte américaine du golfe du Mexique et de l'Asie.

GAZ NATUREL

3.1 Introduction

La production de gaz naturel du Canada est reliée aux marchés d'Amérique du Nord par un réseau de gazoducs bien développé et intégré. Grâce à ce réseau, le gaz naturel est collecté, traité, transporté et distribué aux consommateurs et aux utilisateurs finals du Canada et des États-Unis. Le stockage du gaz naturel en sous-sol dans les zones tant de production que de consommation sert également à maintenir l'offre et la demande en équilibre et aide à optimiser l'utilisation des installations pipelinaires en fonction des besoins.

Au Canada, le gaz naturel provient surtout de deux régions : de l'Ouest (Alberta, Colombie-Britannique, Saskatchewan et sud des Territoires) et des provinces de l'Atlantique (Nouvelle-Écosse et Nouveau-Brunswick)⁷. Ces régions représentaient en 2008 environ 97 % et 3 % respectivement de la production de gaz naturel. À l'offre et au stockage de gaz naturel au Canada s'ajoutent les importations de gaz naturel transporté par pipelines en provenance des États-Unis et le GNL émanant des installations d'importation et de regazéification nouvellement construites au Nouveau-Brunswick.

Même si les marchés d'utilisation finale pour le gaz naturel au Canada sont largement étendus, la quantité de gaz produite au Canada dépasse de beaucoup les besoins du pays; l'infrastructure de transport a été développée de tous temps pour servir tant les marchés canadiens que les marchés d'exportation. Les marchés d'utilisation finale et l'infrastructure de distribution sont bien développés dans l'Ouest canadien et dans le Centre, où le gaz naturel est disponible depuis plusieurs décennies. Au Canada atlantique, où le gaz naturel n'est disponible que depuis une dizaine d'années, l'infrastructure de distribution est moins étendue et les marchés du gaz naturel sont encore en développement.

3.2 Infrastructure actuelle : principaux pipelines de gaz naturel

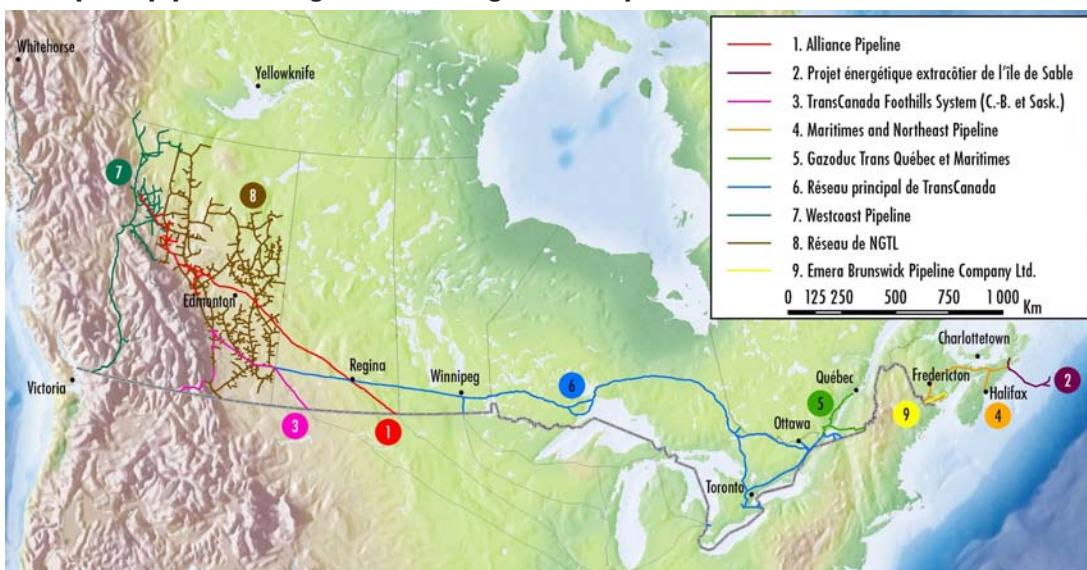
L'infrastructure du gaz naturel se caractérise par de nombreuses installations de collecte et de traitement associées à la production gazière, un réseau de gazoducs qui transportent le gaz vers les marchés éloignés et des réseaux locaux de distribution qui acheminent le gaz au consommateur final.

La figure 3.1 indique l'emplacement des principaux pipelines de gaz naturel au Canada réglementés par l'ONÉ. L'annexe 3 renferme des renseignements détaillés sur les gazoducs, notamment le nom de leurs propriétaires.

⁷ D'autres régions en produisent en petites quantités, comme l'Ontario, la zone extracôtière de Terre-Neuve et les Territoires du Nord-Ouest près d'Inuvik; il est soit consommé localement, soit réinjecté dans le sous-sol.

FIGURE 3.1

Principaux pipelines de gaz naturel réglementés par l'ONÉ



3.3 Évolution du marché du gaz naturel

Variations de l'offre de gaz naturel

La production de gaz naturel au Canada s'est accrue sensiblement dans les années 1990 pour ensuite se stabiliser jusqu'au milieu de 2007, où elle a amorcé son déclin car les nouveaux puits se font moins productifs que ceux qui ont été forés antérieurement. La production devrait diminuer plus encore en 2009 et 2010 en raison de la chute des activités de forage provoquée par la baisse des cours. Après 2010, les cours devraient remonter à mesure que la demande augmentera, ce qui pourrait inciter à forer assez de puits pour augmenter la production. Comme les niveaux de production sont inférieurs à ceux enregistrés au début de la présente décennie, l'infrastructure existante de pipelines et de traitement devrait avoir une capacité suffisante, et pourrait même être sous-utilisée à certains endroits.

La production de gaz naturel au Canada se partage généralement en trois catégories : le gaz naturel classique, le méthane de houille (MH) et le gaz de schistes. Le gaz classique compte la sous-catégorie du gaz de réservoirs étanches. Le gaz naturel classique de l'Ouest canadien, à l'exclusion de la sous-catégorie du gaz de réservoirs étanches, représente actuellement près des deux tiers de la production canadienne, mais on s'attend qu'il ne représente plus que le tiers de l'ensemble de la production à l'horizon 2020. Ce sont le gaz de réservoirs étanches, le gaz de schistes et le MH qui le remplaceront. Le gaz de réservoirs étanches a compté en 2008 pour environ $141 \text{ Mm}^3/\text{j}$ ($5 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) de la production. Si l'on inclut le gaz de schistes et le MH, la production devrait être portée à $248 \text{ Mm}^3/\text{j}$ ($8,8 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) à l'horizon 2020. Les régions de Montney pour le gaz de réservoirs étanches et de Horn River pour le gaz de schistes, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, sont actuellement les principales régions où ces gaz pourraient être exploités et où l'on envisage de construire de la capacité pipelinier et de traitement additionnelle pour accéder aux réseaux pipeliniers existants de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. On envisage également la construction d'un terminal d'exportation de GNL sur la côte Ouest du Canada. Si ce projet de terminal devait se réaliser, une partie du gaz de l'Ouest canadien pourrait être écoulé sur les marchés de l'extérieur de l'Amérique du Nord et tirer parti des cours mondiaux du gaz naturel. Les zones prometteuses en gaz de schistes font également l'objet d'analyses au Québec et au Canada atlantique et elles pourraient contribuer à approvisionner les marchés locaux dans les prochaines années.

Le plus gros projet d'infrastructure de gaz naturel au Canada actuellement à l'étude est celui qui vise à traiter et acheminer le gaz du delta du Mackenzie au réseau pipelinier de l'Ouest canadien. Si le projet devait se réaliser avant 2017, comme l'estimait la Mise à jour du scénario de référence 2009⁸, la production de gaz naturel au Canada pourrait revenir aux sommets enregistrés au début de la décennie. La Mise à jour du scénario de référence 2009 n'a pas tenu compte du projet de gazoduc de l'Alaska et il n'en sera pas question ici non plus.

Les marchés du gaz naturel en Amérique du Nord sont en train de changer, en réaction aux hausses importantes de production de gaz de réservoirs étanches et de gaz de schistes. Ce changement est particulièrement rapide aux États-Unis et il commence à se manifester au Canada. La commercialisation de ces ressources gazières a été rendue possible par les progrès technologiques réalisés dans le domaine de la fracturation des roches, qui ont amélioré la technique de récupération du gaz. Selon certaines estimations, les gaz de schistes et de réservoirs étanches pourraient représenter, au Canada et aux États-Unis, le tiers de la production nord-américaine, voire davantage, à l'horizon 2020. La production de gaz classique diminuera probablement d'ici là, surtout si les volumes supplémentaires de gaz de schistes et de GNL tempèrent les augmentations des cours à venir. Alors que ces changements risquent d'empêcher que les volumes de production nord-américaine dans leur ensemble n'augmentent de façon appréciable, les sources d'approvisionnement pourraient se déplacer et changer les sources d'approvisionnement en gaz pour certains marchés, comme celui de l'Ontario, ainsi que les axes d'écoulement des gazoducs.

La capacité d'importation de GNL en Amérique du Nord s'est accrue pour atteindre plus de 312 Mm³/j (11 Gpi³/j), si l'on inclut le nouveau terminal Canaport de Saint John au Nouveau-Brunswick, d'une capacité de 28 Mm³/j (1 Gpi³/j). Ces dernières années, les importations de GNL ont rarement dépassé les 85 Mm³/j (3 Gpi³/j), oscillant plutôt autour de 28 Mm³/j (1 Gpi³/j). L'utilisation des terminaux méthaniens dépendra des conditions du marché et des ententes contractuelles signées. Les importations de GNL au Canada s'élèvent en moyenne à 28 Mm³/j (1 Gpi³/j), estime-t-on. L'essentiel de ces importations a toutes les chances d'être réexporté vers les États-Unis.

L'Office a publié récemment une ÉMÉ sur la dynamique des marchés mondiaux du gaz naturel et du GNL, sur la probabilité et la disponibilité des futures importations de GNL en Amérique du Nord et sur leurs incidences possibles sur les marchés canadiens du gaz naturel et la mise en valeur du GNL⁹. Le rapport soutient que même si la capacité actuelle de regazéification en Amérique du Nord dépasse de beaucoup les niveaux d'importation historiques, la croissance des importations de GNL pourrait constituer une nouvelle source d'approvisionnement, en particulier dans les régions dotées d'une capacité pipelinère ou de production limitée. Les nouveaux projets liés au GNL pourraient nécessiter une infrastructure pour les raccorder au réseau pipelinier existant.

Préoccupations à l'égard des GES

La production et le traitement de gaz naturel ont compté pour près de 56 Mt de CO₂ en 2006, soit près de 8 % des émissions de GES au Canada. Le CO₂ est souvent présent naturellement dans le gaz produit à la tête de puits, même si la teneur en CO₂ varie selon la source d'approvisionnement. Actuellement, la majeure partie de ce CO₂ est relâchée dans l'atmosphère.

La Mise à jour du scénario de référence 2009 prévoit une hausse de la production de gaz de réservoirs étanches et de gaz de schistes durant la période envisagée. Certains dépôts de gaz de schistes, comme celui de Horn River, renferment des niveaux élevés de CO₂ (de 12 % en moyenne). En supposant une

8 Sous réserve des autorisations réglementaires et de la décision par la société d'aller de l'avant.

9 ONÉ, *Gaz naturel liquéfié : Perspective canadienne*, février 2009, disponible au site www.neb-one.gc.ca.

production d'environ 42 Mm³/j (1,5 Gpi³/j) au cours de la prochaine décennie, il émettra quelque 3,3 millions de mégatonnes de CO₂ annuellement. Toutefois, certains exploitants, tels Spectra et EnCana, prévoient ajouter des unités de séquestration de CO₂ aux installations existantes et à celles prévues de Fort Nelson et autour, ce qui aurait pour effet de diminuer l'impact des GES. En revanche, le gaz de réservoirs étanches de Montney et les schistes d'Utica au Québec et de Colorado en Alberta et en Saskatchewan recèlent de petites quantités de CO₂. Les schistes des Maritimes, du groupe de Horton Bluff, semblent être riches en CO₂ (5 % en moyenne). Il importe de noter que ces ressources font l'objet d'une première évaluation et qu'il est difficile de savoir quel en sera l'impact réel; il faudra d'abord démontrer que la production est économique avant que les émissions de GES ne puissent être considérées comme un problème potentiel.

Les pipelines de gaz naturel et l'infrastructure de production, y compris le combustible des stations de compression, sont également d'importantes sources d'émissions de GES. D'autres émissions proviennent du torchage du gaz naturel à la tête de puits, lorsque la quantité de gaz produite est trop faible pour être conservée, comme lorsque de petites quantités de gaz dissous sont récupérées lors de la production de pétrole brut et de bitume. Le gaz est parfois rejeté directement dans l'atmosphère. La réduction du torchage et des rejets de gaz dissous est une tâche considérable à laquelle s'attellent les provinces et l'industrie pétrolière. L'Energy and Resources Conservation Board de l'Alberta a révélé que les émissions émanant du torchage et du rejet de gaz dissous ont augmenté en 2008 par rapport à 2007, en raison de l'intensification des opérations de forage de bitume. Dans l'ensemble toutefois, les émissions de GES produites par le torchage et les rejets ont diminué respectivement de 77 % et 41 % depuis 2000. Les gouvernements de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan possèdent tous actuellement des programmes destinés à réduire le torchage et le rejet de gaz dissous.

Variations de la demande et du marché du gaz naturel

Outre les variations de l'offre, les besoins canadiens en infrastructure de gaz naturel sont également influencés par les variations escomptées de la demande de gaz naturel. Au Canada, les besoins grandissants en gaz naturel se manifestent surtout en Alberta et en Ontario. La croissance de la demande en Alberta sera conditionnée par les projets de mise en valeur des sables bitumineux, alors qu'en Ontario, la production d'électricité alimentée au gaz naturel devrait augmenter en réaction aux initiatives en cours pour éliminer graduellement la production d'électricité au charbon. La croissance dans les secteurs traditionnels (chauffage résidentiel et commercial et consommation industrielle, à l'exclusion des sables bitumineux) est freinée par les économies d'énergie, les tendances du réchauffement planétaire et la réduction de la demande dans d'autres secteurs industriels.

Dans la Mise à jour du scénario de référence 2009, la production extraite des sables bitumineux, tant le bitume valorisé que le bitume non valorisé, devrait augmenter, pour passer de 192 000 m³/j (1,2 Mb/j) en 2008 à 445 000 m³/j (2,8 Mb/j) en 2020, en hausse de 132 %. L'Office de l'efficacité énergétique du Canada signale que l'intensité globale de la production issue des sables bitumineux a diminué de 24,1 % entre 1995 et 2006¹⁰, soit une amélioration annuelle moyenne de 2 %. Alors que la tendance des gains d'efficience dans l'exploitation des sables bitumineux devrait se poursuivre au cours de la période envisagée, l'extraction demeure très énergivore, nécessitant d'importantes quantités de gaz naturel et d'autres combustibles. Les besoins d'achats de gaz naturel, mis à part les besoins de production d'électricité sur place, devraient au total augmenter pour passer de 17 Mm³/j (0,6 Gpi³/j) en 2007 à 40 Mm³/j (1,4 Gpi³/j) en 2020. La croissance de la demande qui en

10 Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne (PEEIC), Aperçu de la démarche de collecte de données du PEEIC : *On ne peut gérer ce que l'on ne peut mesurer*, 28 avril 2009, <http://oeo.nrcan.gc.ca/publications/infosource/pub/peeic/rapportannuel-2008/apercu.cfm?attr=24#sables>

résultera sera concentrée dans le centre-nord et le nord-est de l'Alberta, ce qui pourrait nécessiter une infrastructure supplémentaire pour transporter le gaz naturel jusqu'aux sables bitumineux. Un gazoduc est d'ailleurs en construction actuellement, soit celui du corridor centre-nord de TransCanada. Il transportera le gaz en provenance du nord-ouest de l'Alberta jusqu'aux sables bitumineux. Cela permettra aux utilisateurs de gaz dans les champs de sables bitumineux d'avoir accès aux bassins d'approvisionnement en gaz du nord-est de la Colombie-Britannique.

La réduction des émissions de GES est une tendance lourde, surtout dans le secteur de la production d'électricité. Cette réduction doit se réaliser, en partie, en mettant davantage l'accent sur les technologies de production d'électricité au gaz naturel. C'est l'Ontario qui serait le plus fortement touchée car la province s'est engagée à mettre au rancart la totalité de ses centrales au charbon. L'essentiel de la capacité ainsi sacrifiée serait remplacé par le gaz naturel. À ce jour, les projets d'infrastructure proposés ont misé sur l'augmentation de la capacité pipelière pour importer plus de gaz des États-Unis. Cette tendance devrait se poursuivre car on prévoit que la production d'électricité au gaz naturel au Canada augmentera sensiblement pour passer de 50 809 GWh en 2008 à 82 670 GWh en 2020, nécessitant un accès à d'autres sources d'approvisionnement en gaz et une plus grande souplesse pour répondre aux variations de la demande du marché de l'électricité par une amélioration de la capacité de stockage et du service.

Globalement, la demande de gaz devrait augmenter moins rapidement que la capacité installée de production. La directive du Gouvernement de l'Ontario à l'Ontario Power Authority visait à [TRADUCTION] « maintenir la possibilité d'utiliser la capacité du gaz naturel en périodes de pointe¹¹, et rechercher les applications qui permettent une haute efficacité et une consommation à valeur élevée du combustible »¹². Pour cela il faudra construire une infrastructure et des installations afin que tous les producteurs puissent mettre leurs installations en service en même temps.

D'autres facteurs pourraient influencer l'évolution de l'infrastructure de gaz naturel au Canada, notamment : la mise en œuvre de diverses politiques environnementales, le succès des programmes d'efficacité énergétique en milieu urbain et le rôle du gaz naturel comme combustible pour la CCS.

3.4 Exportations de gaz naturel

Le Canada a exporté 282 Mm³/j (10,0 Gpi³/j), ou 61 %, de sa production de gaz naturel aux États-Unis en 2008 (figure 3.2). Les importations de gaz naturel au Canada ont augmenté ces dernières années, principalement en Ontario : en 2008, elles atteignaient 43 Mm³/j (1,5 Gpi³/j). Cette même année, les exportations nettes – les exportations moins les importations – se sont chiffrées à 239 Mm³/j (8,4 Gpi³/j).

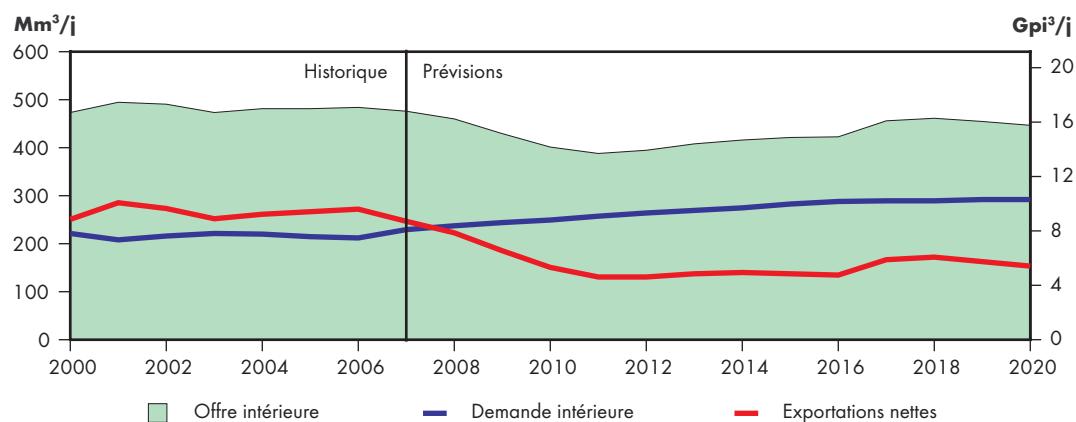
Selon la Mise à jour du scénario de référence 2009, les exportations nettes devraient chuter à 142 Mm³/j (5 Gpi³/j) en 2011, une baisse de 40 % par rapport à celles de 2008. La croissance prévue de la consommation de gaz naturel dans la mise en valeur des sables bitumineux, conjuguée avec la baisse de la production de gaz classique dans le BSOC, aurait probablement pour effet de diminuer le volume de gaz de l'Ouest canadien disponible pour l'exportation. Les hausses de l'offre dans le nord-est de la Colombie-Britannique pourraient aider à contrebalancer ce facteur au-delà de 2011, alors que l'addition éventuelle de gaz des régions pionnières autour de 2017 devrait permettre d'augmenter les exportations nettes pour atteindre 160 Mm³/j (5,7 Gpi³/j) à la fin de la période envisagée par la Mise à jour du scénario de référence 2009 (figure 3.2).

11 Soit 14 % des heures qui connaissent la plus forte demande.

12 Directive du ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure à l'OPA, 13 juin 2006, http://www.powerauthority.on.ca/Storage/23/1870_IPSP-June13%2C2006.pdf

FIGURE 3.2

Offre, utilisation et exportations nettes de gaz naturel au Canada – 2000-2020



La diminution des exportations nettes aura pour effet la poursuite de l'évolution de l'infrastructure de gaz naturel au Canada. La capacité dépasse l'utilisation actuelle qui est faite des gazoducs pour acheminer le gaz hors du BSOC¹³; si la baisse escomptée de la production se concrétisait, l'utilisation de la capacité à partir du BSOC pourrait diminuer encore davantage et les livraisons vers les marchés d'exportation diminuer d'autant. La chute des taux d'utilisation fait monter le coût du transport par unité. Cela incite les propriétaires de pipelines et les expéditeurs à poursuivre des projets capables de maintenir les mêmes taux d'utilisation et de diminuer les coûts de transport. C'est le cas du projet de gazoduc Keystone de TransCanada pour lequel le propriétaire du gazoduc a obtenu l'autorisation de convertir une de ses canalisations de gaz naturel au transport de pétrole brut. Cela a entraîné une réduction de la capacité de la canalisation principale de TransCanada PipeLines de l'ordre de 14 Mm³/j (0,5 Gpi³/j).

Tel qu'indiqué à la section 3.3, le besoin d'augmenter les importations de gaz naturel pour la production d'électricité pourrait avoir pour corollaire une hausse de la capacité de transport entre l'Ontario et les États-Unis, ce qui pourrait entraîner l'agrandissement des gazoducs d'importation ou l'inversion de l'écoulement des gazoducs actuels.

3.5 Aperçu des choix disponibles pour le développement de l'infrastructure

La figure 3.3 illustre les principaux changements susceptibles de survenir à l'infrastructure de gaz naturel selon la Mise à jour du scénario de référence 2009. L'annexe 4, Principaux* projets de pipelines de gaz naturel au Canada, énumère les principaux projets annoncés qui nécessiteraient l'approbation de l'ONÉ.

3.6 Distribution et stockage

Les réseaux de distribution et les installations de stockage de gaz ne sont pas réglementés par l'Office, mais par les provinces ou les territoires. Ces réseaux sont une composante importante de l'infrastructure de transport de gaz naturel jusqu'aux utilisateurs pour le chauffage des bâtiments, d'autres applications résidentielles et commerciales, l'utilisation dans le secteur industriel et la

13 Voir le rapport *Le réseau canadien de transport d'hydrocarbures - Évaluation du réseau de transport*, disponible au site www.neb-one.gc.ca.

FIGURE 3.3

Résumé des changements susceptibles d'être apportés à l'infrastructure de gaz naturel

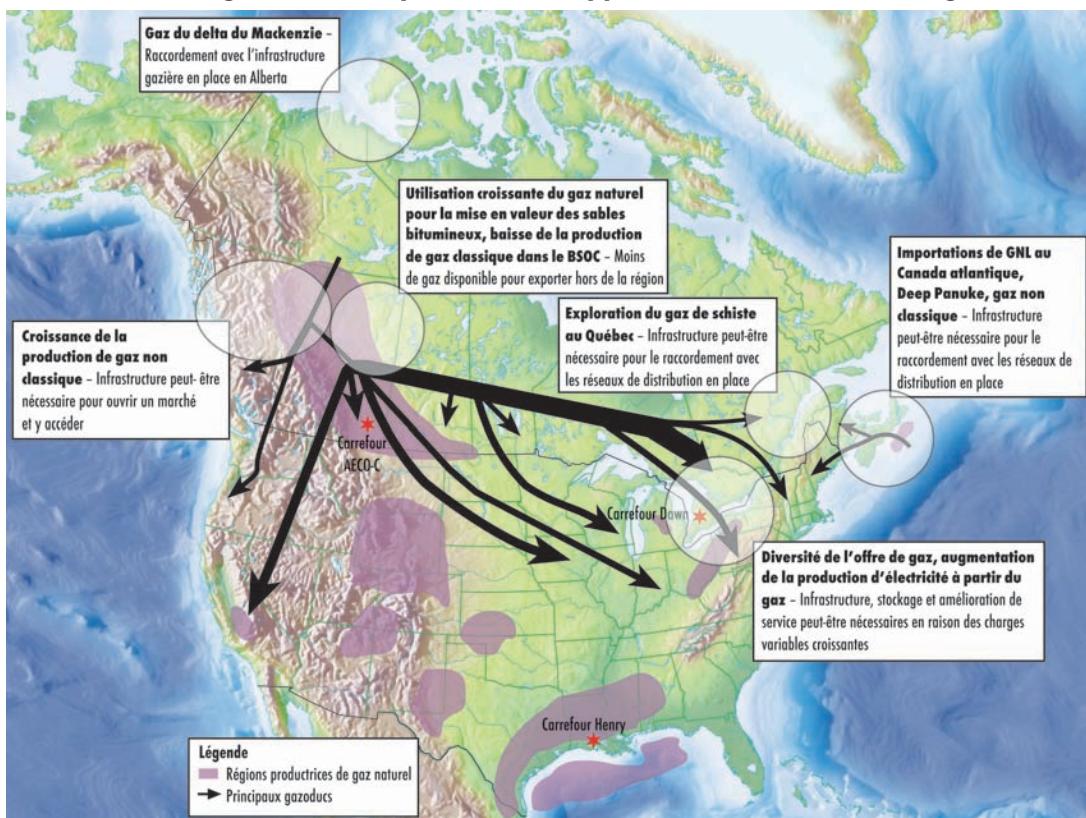


FIGURE 3.4

Distribution et stockage de gaz naturel en 2009



production d'électricité. Les sociétés de distribution locales reçoivent le gaz des pipelines et le livrent aux utilisateurs finals, notamment dans les foyers et établissements commerciaux qui se trouvent à l'intérieur d'une concession.

Le recours au stockage du gaz dans les régions de marché peut aider à réduire l'envergure de l'infrastructure de transport de gaz requise et permettre l'écoulement du gaz de manière variable en temps opportun vers les marchés fluctuants et sensibles aux conditions météorologiques.

Actuellement, la capacité de l'ensemble des installations de stockage au Canada est évaluée à plus de 18,5 milliards de mètres cubes (654 Gpi³). La majeure partie du stockage de gaz au pays se partage entre l'Ontario et l'Alberta. En Alberta, les installations de stockage appartiennent à des services publics, des sociétés exerçant des activités intermédiaires, des pipelines et des producteurs. Celles de l'Ontario ont été mises en place par les services publics qui en sont généralement les propriétaires (figure 3.4). Au cours des prochaines années, de nouvelles installations de stockage à forte productivité seront mises en place en Ontario pour répondre aux besoins en production d'électricité au gaz. L'Ontario s'approvisionne également en gaz stocké dans le Michigan, lequel est acheminé par plusieurs gazoducs reliant cet État à la province. Le Michigan a une capacité de stockage totale de 30 milliards de mètres cubes (1 060 Gpi³).

3.7 Conclusion

En raison de la forte progression de la production de gaz naturel classique dans l'Ouest canadien, l'infrastructure pipelière pour la soutenir s'est bien développée. Sa capacité est telle qu'elle traverse et dessert les principales régions consommatrices de l'Est du Canada. On s'attend à ce que la majeure partie des besoins en infrastructure jusqu'en 2020 soit de caractère régional et qu'elle sera intégrée à l'infrastructure existante. De plus, l'infrastructure pipelière qui achemine le gaz vers le carrefour de transport de l'Est du Canada près de Dawn, en Ontario, s'est de plus en plus diversifiée ces dernières années, ayant même accès au gaz de schistes des États-Unis qui est en constante progression. Par conséquent, l'offre de gaz dans le BSOC risque de devenir moins importante pour les marchés de l'Est du Canada.

L'accès aux approvisionnements en gaz de schistes des États-Unis, qui sont en progression, conjugué avec l'augmentation prévue de la demande de gaz provoquée par la hausse de la production d'électricité au gaz dans l'Est du Canada et aux États-Unis, pourrait nécessiter l'agrandissement de l'infrastructure, le transport à rebours à répétition ou encore le transport en sens inverse sur les gazoducs existants.

Malgré le potentiel d'augmentation de la production de gaz de réservoirs étanches et de gaz de schistes, la croissance escomptée de la demande de gaz pour la mise en valeur des sables bitumineux et la baisse de la production de gaz classique pourraient entraîner une diminution des livraisons par les gazoducs de l'Ouest canadien. D'autre part, l'augmentation possible de l'offre de gaz émanant des États-Unis et les importations de GNL risquent de faire concurrence au gaz canadien pour les marchés et le transport, et de réduire les livraisons de gaz canadien à certains marchés des États-Unis. C'est pourquoi il serait peut-être opportun d'adapter l'infrastructure en fonction des marchés en proposant notamment l'accès du gaz canadien aux nouveaux marchés, comme les projets d'exportation de GNL.

Le marché du gaz au Canada est en train de changer et il faudra sans doute agrandir l'infrastructure pour en faciliter le développement. Ce pourrait être des agrandissements plutôt modestes dans les régions productrices ou les régions de marché, contrairement aux années 1990 où il s'agissait de projets de grande envergure s'étalant sur de grandes distances. Le marché a proposé divers projets d'infrastructure et au fur et à mesure qu'il évoluera, les projets qui sont avantageux et pertinents pour les Canadiens iront de l'avant. Les projets qui ont été proposés offrent des choix aux producteurs et aux consommateurs, en termes d'accès à des marchés diversifiés et à des sources d'approvisionnement plus diversifiées.

LIQUIDES DE GAZ NATUREL

4.1 Introduction

Les LGN comptent pour une part importante de l'offre d'énergie au Canada. Les LGN, qui comprennent l'éthane, le propane, les butanes, les pentanes et les hydrocarbures plus lourds (communément appelés pentanes plus ou C5+), servent à de multiples applications. L'éthane est l'épine dorsale de l'industrie pétrochimique de l'Alberta, alors que le propane est largement utilisé au Canada pour le chauffage des bâtiments et les applications pétrochimiques. Le propane contribue également pour beaucoup aux exportations canadiennes de produits énergétiques. Le condensat (pentanes plus ou C5+) est devenu un diluant d'importance dans le transport des sables bitumineux et la production du pétrole lourd classique. Les butanes sont également importants pour les charges d'alimentation servant à la fabrication de l'essence et au secteur pétrochimique. En 2008, la production totale de LGN au Canada s'est élevée à environ 113 570 m³/j (714 kb/j), soit 22,1 % de la production totale d'hydrocarbures liquides du pays¹⁴.

4.2 Infrastructure actuelle de LGN

Au Canada, environ 90 % des LGN sont issus du traitement du gaz naturel dans les usines sur le terrain et les usines de chevauchement. Les usines sur le terrain sont des usines à gaz qui traitent le gaz brut aux champs de gaz, en retirant les impuretés et certains des hydrocarbures plus lourds comme le propane, les butanes et les pentanes plus afin que le gaz soit conforme aux spécifications des pipelines de gaz naturel en matière de qualité. On compte plus de 550 de ces usines dans l'Ouest canadien, lesquelles produisent la majeure partie du propane, des butanes et des pentanes plus. Parmi les autres sources de LGN, mentionnons les pentanes plus récupérés comme condensat aux champs et les approvisionnements en provenance des raffineries de pétrole brut, où de petites quantités de propane et de butanes sont récupérées. De plus, les dégagements gazeux produits comme dérivé de la valorisation du bitume renferment de l'éthane, du propane et des butanes, bien que l'essentiel du gaz dégagé soit actuellement consommé comme combustible dans la mise en valeur des sables bitumineux.

L'extraction de l'éthane est concentrée dans de grandes installations appelées usines de chevauchement, et aussi dans des usines sur le terrain capables d'extraire des coupes lourdes. Ces usines sont situées à proximité des grandes canalisations de gaz en divers points de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, qui leur permettent d'avoir accès aux importants flux gazeux riches en LGN et de réaliser des économies d'échelle dans l'extraction de LGN. L'annexe 5, Capacité des usines de chevauchement au Canada, renferme des détails sur ces installations, y compris sur la capacité de traitement du gaz brut. En 2007, les usines de chevauchement produisaient environ 76 % de l'éthane, 51 % du propane, 33 % des butanes et 9 % des pentanes plus de l'Alberta¹⁵.

14 Pétrole brut et LGN

15 *Inquiry into Natural Gas Liquids (NGL) Extraction Matters*, Alberta Energy and Utilities Board, 4 février 2009, page 5.

Un réseau d'infrastructure étendu a été mis en place en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan pour collecter, fractionner, stocker et distribuer les LGN, soit comme produit spécifique, soit comme mélange de NGL. Edmonton est un des deux principaux carrefours d'échange de LGN au Canada, à cause de son vaste réseau de pipelines de LGN et des installations de fractionnement, de stockage souterrain et de pétrochimie dans la région (figure 4.1). La présence d'une production gazière dans les provinces de l'Atlantique a également mené à la mise en place d'installations pour le traitement des LGN. La production de LGN par les raffineries est relativement faible en termes d'approvisionnements, contribuant pour 12 % de la production de propane et 32 % de la production de butanes au Canada en 2008.

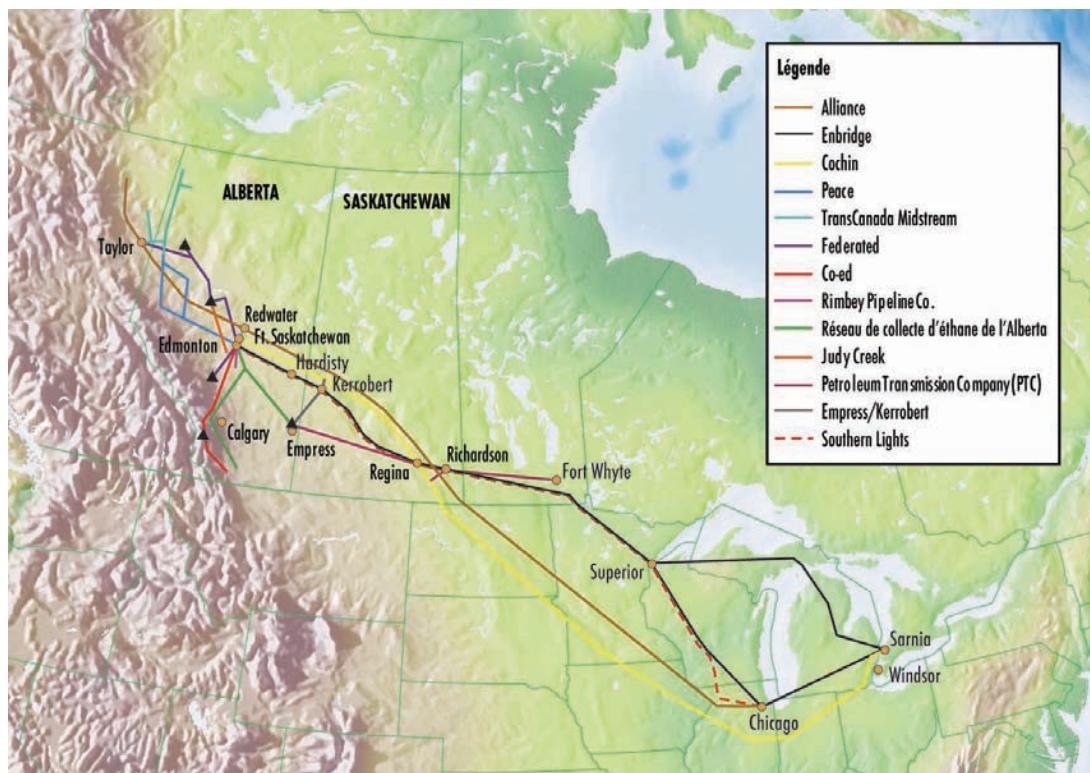
La production de LGN est concentrée dans l'Ouest canadien, loin des marchés d'utilisation finale de l'Est du Canada et des États-Unis. Cet éloignement a incité à mettre en place des pipelines d'exportation et des installations de transport ferroviaire. Les deux principaux pipelines de LGN, Enbridge et Cochin, transportent les LGN du carrefour d'Edmonton vers l'Est jusqu'en Ontario et vers le Midwest américain (figure 4.1). Le second carrefour canadien de LGN est celui de Sarnia, en Ontario, où des installations de stockage souterrain, de fractionnement et de distribution ont été construites pour prendre livraison des LGN acheminés par pipeline. À partir de Sarnia, le propane et le butane sont distribués vers les marchés de l'Est du Canada, du Haut-Midwest et du Nord-Est des États-Unis.

Les installations de stockage souterrain sont situées à :

- Edmonton, Redwater et Fort Saskatchewan, en Alberta;
- Kerrobert, Regina et Richardson, en Saskatchewan;
- Windsor et Sarnia, en Ontario.

FIGURE 4.1

Principaux pipelines de LGN au Canada réglementés par l'ONÉ



Ces installations servent à stocker surtout du propane et du butane pour répondre aux variations saisonnières de la demande. Le GNL est transporté par rail et par pipeline entre les principaux carrefours d'Edmonton et Sarnia et les destinations de marché du Midwest, de la côte Est, de la côte Ouest et de l'Alaska, aux États-Unis. Les importations de condensat proviennent des États américains du Bassin du Pacifique et transitent par Kitimat avant d'arriver aux installations de stockage de la région d'Edmonton pour servir de diluant dans la mise en valeur des sables bitumineux. En 2008, environ 47 % des exportations canadiennes de propane ont été transportées par pipeline, puis par rail dans une proportion de 43 % et par camion dans une proportion de 10 %. Le rail a été le principal moyen de transport des exportations de butane en 2008 dans une proportion de 86 %, suivi du pipeline et du camion dans une proportion de 13 % et 1 % respectivement.

4.3 Évolution du marché des LGN

Variations de l'offre de LGN

La production de LGN au Canada sera influencée dans le futur par la baisse prévue de la production de gaz classique dans l'Ouest canadien. Même si l'on s'attend à ce que de nouvelles sources de gaz non classiques, comme le gaz de schistes, le gaz de réservoirs étanches et le MH, accroissent l'offre de gaz, ces nouvelles sources ont généralement une concentration de liquides moins élevée et par conséquent elles contribuent pour beaucoup moins à la production de LGN. La production totale de LGN, selon la Mise à jour du scénario de référence 2009, devrait diminuer pour passer de 113 600 m³/j (716 kb/j) en 2008 à 84 300 m³/j (531 kb/j) en 2020. Les nouvelles sources d'approvisionnement potentielles de LGN proviennent de la récupération valorisée des coupes lourdes et des dégagements gazeux issus des sables bitumineux. Elles sont constituées principalement d'éthane, mais les dégagements gazeux contribuent aussi à l'offre de propane et de butanes. Ces projets, ajoutés au soutien de la Incremental Ethane Extraction Policy (IEEP) de l'Alberta, mise en place en 2007, pourraient dynamiser l'offre d'éthane et profiter par la même occasion à l'industrie pétrochimique de l'Alberta. L'avenir de ces projets a été mis à mal à court terme par la montée du coût en capital et par le resserrement du marché du crédit provoquée par le ralentissement économique actuel. Le gaz du delta du Mackenzie, s'il est exploité, pourrait constituer une nouvelle offre de LGN, mais même si ce gaz était mis en service en 2017, la production de LGN devrait reprendre sa chute par après.

Les dégagements gazeux issus de l'exploitation des sables bitumineux ont grandement attiré l'attention ces dernières années, compte tenu de leur potentiel à livrer d'importants volumes d'éthane issus des installations de valorisation du bitume. Le traitement des dégagements gazeux est toutefois coûteux et nécessite d'importants investissements de capitaux; de plus, ce ne sont pas tous les projets de valorisation qui conviennent à l'extraction de LGN des dégagements gazeux. Les usines de traitement des dégagements gazeux auraient éventuellement l'avantage d'aider à réduire les émissions de GES émanant des installations de valorisation du bitume en séparant les LGN des gaz de combustion qui, autrement, seraient brûlés comme combustible. Cette capacité offrirait un incitatif supplémentaire, en plus de la valeur des LGN et des oléfines récupérés, à développer davantage le traitement des dégagements gazeux issus des sables bitumineux.

Évolution de la demande de LGN

En général, la demande de LGN sera dictée par l'économie de l'Amérique du Nord et par la croissance de sa population. La demande potentielle d'éthane devrait progresser lentement car l'Amérique du Nord est considérée comme un marché pétrochimique mûr. Les usines pétrochimiques de l'Alberta n'ont toutefois pas obtenu suffisamment d'approvisionnements en éthane pour tirer pleinement parti de leur capacité, qui était évaluée en 2008 à environ 42 900 m³/j (270 kb/j). La

Incremental Ethane Extraction Policy (IEEP) **(Politique favorisant une extraction supplémentaire d'éthane)**

La politique favorisant une extraction supplémentaire d'éthane, de son acronyme IEEP en anglais, a été lancée par le gouvernement de l'Alberta en juillet 2007 dans le but d'inciter à un supplément de production d'éthane à partir du gaz naturel et des dégagements gazeux issus des sables bitumineux pour consommation dans la province. Le programme offre aux sociétés pétrochimiques un incitatif sous forme de crédits de redevances à la consommation d'éthane en fonction de leur consommation supplémentaire d'éthane par rapport à un niveau de référence établi par des données historiques. Le crédit maximal par installation est de 10,5 millions de dollars, afin d'en faire profiter de nombreux projets. Le montant total des crédits disponibles pour les projets est établi de manière à égaler la valeur maximale des redevances sur l'éthane perçues en Alberta, lesquelles sont évaluées à 35 millions de dollars par an. Les crédits peuvent être vendus à n'importe lequel des producteurs de gaz de l'Alberta et être utilisés pour annuler les obligations à l'égard des redevances. Les crédits sont octroyés pour une durée de cinq ans à compter de la date de démarrage de la nouvelle production d'éthane. Chaque année comprise entre 2007 et 2011, le ministère de l'Énergie de l'Alberta lance un appel de projets. Seuls les projets déjà choisis sont admissibles aux crédits, qui seront appliqués entre le 1er janvier 2012 et le 31 décembre 2016. On s'attend à ce que le programme permette de produire un supplément d'éthane oscillant entre 9 540 m³/j (60 kb/j) et 13 510 m³/j (85 kb/j) d'ici à 2012.

En date de juillet 2009, trois projets avaient été acceptés au titre du programme :

Propriétaire	Production d'éthane m³/j (kb/j)	Démarrage
Projet d'agrandissement de l'usine de Rimbeay (Keyera Facilities Income Fund)	790 (5,0)	T3 2009
Projet d'agrandissement d'Empress V (Inter Pipeline Fund)	1 100 (7,0)	T3 2009
Usine de dégagements gazeux Heartland (Aux Sable) Canada LP	350 (2,2)	Retardé

De ces projets, seuls Empress V et Rimbeay devraient entrer en service en septembre 2009. La construction de l'usine de dégagements gazeux Heartland a été suspendue tout juste avant d'être achevée, suite à la décision de BA Energy, prise en décembre 2008, de reporter sine die l'achèvement de son usine de valorisation du bitume, qui devait être la source de la charge d'alimentation en dégagements gazeux du projet.

Le gouvernement de l'Alberta s'attend à lancer un nouvel appel de projets en vertu de l'IEEP au printemps 2010.

demande de propane et de butanes augmente graduellement, au rythme de la croissance constante de la demande de combustible pour le chauffage des bâtiments, de la demande d'essence et des marchés pétrochimiques au Canada. La demande de condensat devrait par contre augmenter rapidement, à la faveur de l'expansion de la production extraite des sables bitumineux.

4.4 Exportations de LGN

Les exportations canadiennes de LGN sont composées principalement de propane et de butanes, et dans une moindre mesure de condensat exporté des provinces de l'Atlantique. L'éthane n'est pas exporté, la totalité de la production étant consommée en Alberta. En 2008, les exportations de propane représentaient 17 550 m³/j (110 kb/j), ou 58 % de la production totale, alors que les exportations de butanes s'élevaient à 4 190 m³/j (26 kb/j), ou 18 % de la production totale. Les exportations canadiennes de propane et de butanes sont en baisse depuis 2005 en raison de la baisse de la production de gaz naturel et de la progression de la demande intérieure. Dans la Mise à jour

L'enquête sur les LGN de l'Alberta

Sous la direction de l'Energy Utilities Board (EUB) de l'Alberta, l'enquête sur les LGN a débuté le 4 juin 2007. Elle portait essentiellement sur l'évaluation des prétendues inégalités des pratiques d'extraction des LGN (la convention actuelle) sur les gazoducs réglementés par l'Alberta. Elle concernait en particulier le réseau de l'Alberta de TransCanada, communément appelé Nova Gas Transmission system (NGTL), le principal réseau de transport de gaz de l'Alberta.

L'actuelle convention d'extraction des LGN attribue des droits d'extraction de LGN aux expéditeurs de gaz du réseau NGTL qui ont signé un contrat de service de livraison de gaz à des points d'exportation ou des points en aval d'une usine de chevauchement à l'intérieur des limites de l'Alberta. Cette situation a donné lieu à des plaintes de la part surtout des producteurs de gaz ayant signé un contrat de service de réception avec NGTL, qui détenaient le droit d'acheminer du gaz sur le réseau NGTL mais n'avaient pas de contrats pour assurer le service de livraison, de sorte qu'ils perdaient la valeur des LGN contenues dans leur gaz.

Cette situation révèle que la structure de l'industrie d'extraction du gaz et des LGN a changé par rapport au moment où la convention actuelle a été établie. Par le passé, les sociétés qui faisaient fonction de regroupateurs de gaz s'occupaient du gaz et des LGN et en conservaient la propriété de la tête de puits jusqu'au point de livraison, et elles détenaient le service de réception et de livraison sur les gazoducs de l'Alberta. Suite à la déréglementation de l'industrie du gaz et à la restructuration qui a eu cours dans les années 1980, de nombreux acteurs différents sont maintenant associés à chacune des étapes de la production, du transport et de la commercialisation du gaz, tout comme de l'extraction et de la commercialisation des liquides de gaz. Aujourd'hui, la propriété du gaz peut changer de mains plusieurs fois avant d'atteindre le point de livraison, ce qui rend plus difficile l'identification du propriétaire des LGN aux divers points du réseau NGTL.

Après près de vingt mois d'instances écrites et orales intensives, le comité de l'EUB a rendu sa décision le 4 février 2009, recommandant de :

- a) Remplacer l'actuelle convention par une nouvelle – sur la base du modèle NEXT (NGL Extraction) – proposé par NGTL qui attribuerait des droits d'extraction aux expéditeurs du service de réception sur le réseau NGTL commençant trois ans après la date de la décision 2009-009 de l'EUB. Tous les changements devraient se répercuter dans le Tarif de NGTL.
- b) Encourager les modifications aux droits et tarifs des pipelines d'AltaGas/ATCO au moyen d'un processus de consultation des parties prenantes pour refléter les modifications proposées pour la fixation des droits d'extraction de LGN.
- c) Faire évaluer la séparation du flux de gaz (c.-à-d. la séparation des LGN faibles en gaz, ou gaz pauvre, des centres de demande à l'intérieur des limites de l'Alberta alors que le gaz riche en LGN est envoyé aux usines de chevauchement pour l'extraction des LGN) par un collectif de représentants de l'ensemble de l'industrie et remettre les résultats de l'évaluation sous forme de rapport au plus tard le 1er avril 2012 aux fins d'approbation par les autorités réglementaires.
- d) Faire évaluer au cas par cas les projets qui proposent d'utiliser le gaz de NGTL en amont des usines de chevauchement plutôt que le gaz brut, ou en sus de celui-ci, pour extraire les LGN (séparation et retour en amont ou séparation et retour en aval) en fonction de plusieurs critères d'intérêt public dont il est fait mention dans la décision.
- e) NGTL devrait prendre des mesures immédiates pour encourager la mise en place d'un marché des droits d'extraction de LGN qui soit à la fois concurrentiel et transparent. Parmi ces mesures, il y aurait la consultation des parties prenantes dans le but de favoriser l'émergence d'un marché électronique des droits d'extraction et la mise en place de mécanismes commerciaux ou d'instruments d'échange qui pourraient en garantir le succès.

Le 26 février 2009, l'ONÉ approuvait la demande de TransCanada PipeLines et déclarait le réseau de l'Alberta de TransCanada NGTL (par la voie du certificat GC-113) de ressort fédéral, de sorte que c'est l'ONÉ qui assure la surveillance réglementaire de ce réseau.

du scénario de référence 2009, les exportations continuent de baisser, alors que les exportations nettes de propane diminuent encore davantage pour atteindre 1 510 m³/j (30 kb/j) en 2020. Après 2012, le Canada pourrait devenir un importateur net de butanes, les importations nettes augmentant graduellement pour atteindre environ 2 020 m³/j (13 kb/j) à l'horizon 2020. Les importations de condensat augmentent depuis 2005 pour répondre à la demande d'agents mélangeurs pour le transport du bitume par pipeline. On estime que les importations canadiennes de condensat pourraient progresser pour passer de 12 430 m³/j (78 kb/j) en 2008 à 55 000 m³/j (346 kb/j) en 2020.

Ces changements au sein des marchés de LGN au Canada ont des répercussions profondes sur les futurs besoins en infrastructure. Le repli de l'offre d'éthane crée des occasions d'optimiser l'extraction de l'éthane des approvisionnements en gaz existants et d'exploiter de nouvelles sources (dégagements gazeux issus des sables bitumineux et gazéification du charbon /bitume). La chute des exportations de propane et de butanes pourrait inciter les entreprises à rationaliser leur infrastructure d'exportation pipelière et ferroviaire, ainsi que leur capacité de stockage souterrain. La hausse des importations de condensat va vraisemblablement nécessiter non seulement de nouveaux pipelines d'importation mais aussi de nouvelles installations pour la réception, le stockage et la distribution de ces volumes aux producteurs de pétrole extrait des sables bitumineux. Certaines de ces installations sont déjà à l'état de projet ou en cours de construction.

4.5 Aperçu des choix disponibles pour le développement de l'infrastructure

La figure 4.2 donne un aperçu des principaux changements susceptibles de survenir dans l'infrastructure de LGN selon les prévisions de la Mise à jour du scénario de référence 2009. L'annexe 6, Projets d'infrastructure de LGN au Canada, fournit plus de détails sur les projets annoncés. La plupart des nouveaux projets d'infrastructure concernent les besoins futurs en éthane et en condensat dans l'Ouest canadien. Une partie de cette infrastructure, comme les installations de production d'éthane, les pipelines interprovinciaux de LGN et les installations de stockage et de distribution, est réglementée par les autorités provinciales, alors que les projets relatifs aux pipelines d'importation d'envergure, comme le pipeline Southern Lights d'Enbridge et le projet Northern Gateway d'Enbridge, relèvent de l'ONÉ.

4.6 Conclusion

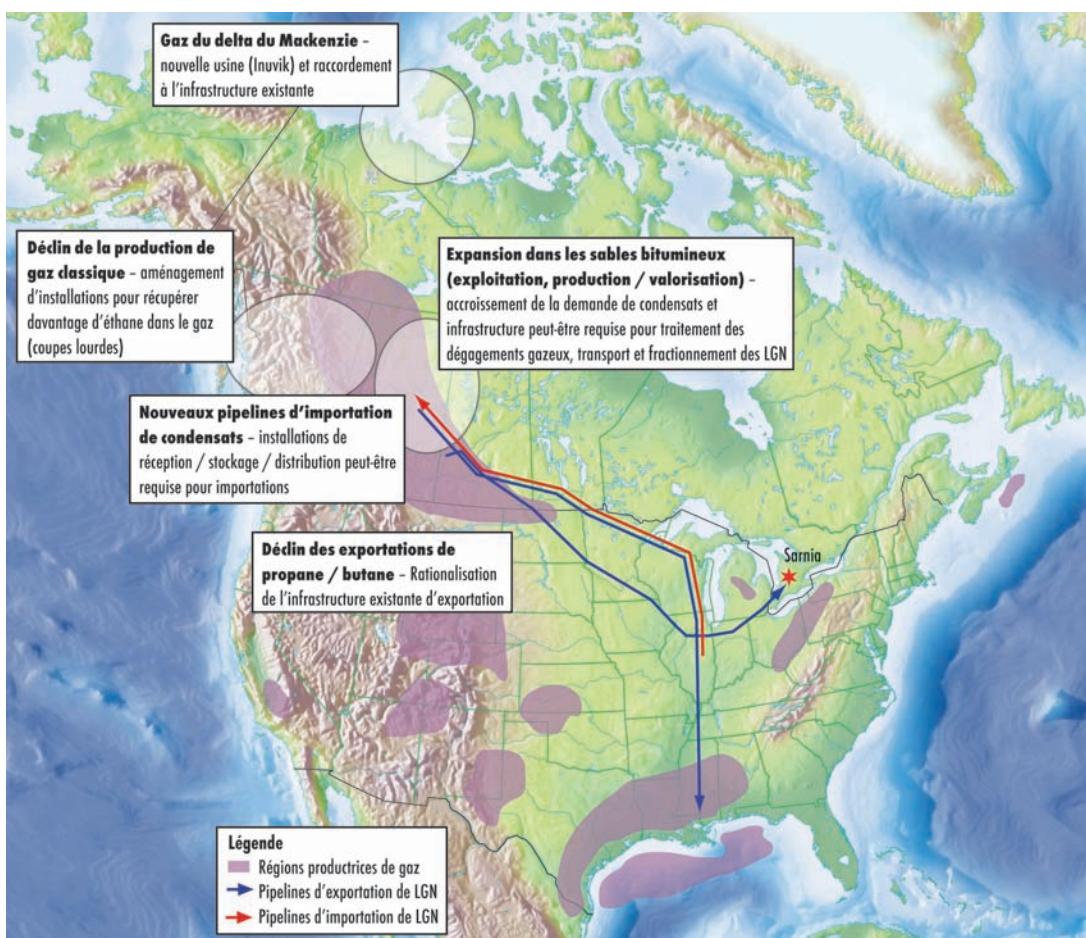
Depuis les années 1970 au Canada, l'infrastructure et les marchés de LGN ont évolué en parallèle avec le développement des marchés de gaz classique. Des usines pétrochimiques et des installations d'extraction ont été construites pour tirer parti des abondantes ressources d'éthane et d'autres LGN, et l'on a construit une vaste infrastructure de LGN pour collecter, stocker, fractionner et livrer les LGN de l'Ouest canadien vers les marchés de l'Est du Canada et des États-Unis.

Depuis le début de l'an 2000, la production de gaz classique dans le BSOC a atteint son plateau et commencé à ralentir, signe que le bassin est parvenu à maturité. On s'attend à ce que l'offre de gaz classique poursuive son déclin. La production d'éthane, de propane, de butanes et de pentanes plus devrait diminuer en conséquence, car il est peu probable que la nouvelle production de gaz de réservoirs étanches, de gaz de schistes et de MH remplace la production de liquides issus du gaz classique.

La dynamique de l'offre de LGN et la croissance de la production issue de l'exploitation des sables bitumineux sont les principaux facteurs qui détermineront les futurs besoins en infrastructure de LGN. La rareté de l'éthane est le principal déterminant des investissements dans les procédés de

FIGURE 4.2

Résumé des changements susceptibles d'être apportés à l'infrastructure de LGN



valorisation des dégagements gazeux et dans l'amélioration de l'infrastructure de coupes lourdes, avec pour cibles tant les flux de gaz classique que les dégagements gazeux issus des sables bitumineux. La faisabilité de ces projets dépendra toutefois du degré de compétitivité qu'aura cette production d'éthane sur le plan des coûts au sein du marché nord-américain de la pétrochimie.

La baisse des exportations de propane et de butanes pourrait inciter à modifier l'utilisation de l'infrastructure d'exportation, soit en recourant aux installations existantes – par exemple, en transformant les installations ferroviaires et les wagons citernes pour le service du condensat plutôt que pour le service du propane et des butanes –, soit en adaptant les pipelines pour le double service pétrole/LGN plutôt que pour le service exclusif de LNG. Les besoins grandissants en condensat pour les sables bitumineux incitent à la mise en place de pipelines et de services auxiliaires pour distribuer ces volumes aux utilisateurs finals des sables bitumineux.

Les récents changements recommandés pour le cadre de réglementation de l'extraction de LNG en Alberta – dans le cadre de l'enquête sur les LNG – et l'élaboration d'un cadre de réglementation pour la séparation des flux de gaz naturel dans le réseau de gazoducs de l'Alberta pourraient avoir des effets à long terme sur l'industrie de l'extraction de LNG en Alberta. Toutefois, les changements éventuels et leurs répercussions sont pour l'heure encore incertains.

ÉLECTRICITÉ

5.1 Introduction

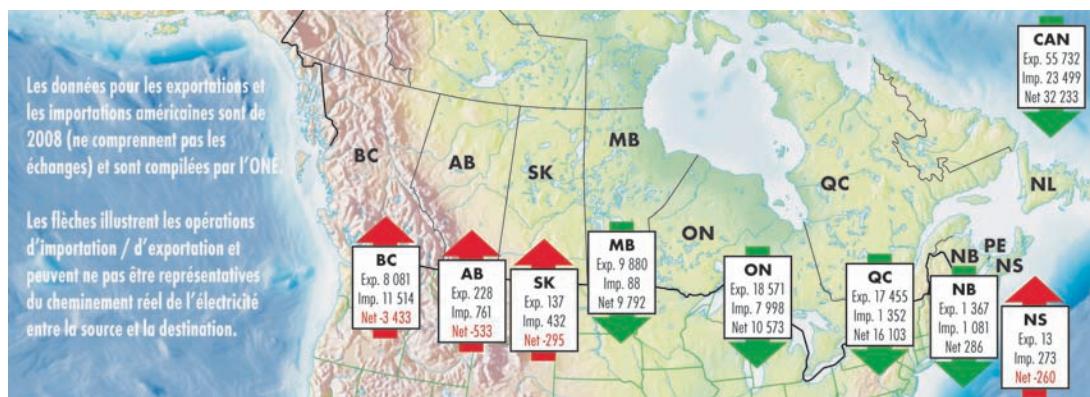
À part l'autorisation des exportations d'électricité et la construction et l'exploitation de LIT, la majeure partie de la surveillance réglementaire du secteur de l'électricité revient aux provinces, y compris l'exploitation des installations de production, de transport et de distribution. Même si les LIT ne constituent qu'une faible partie du réseau total de transport, elles lient les réseaux provinciaux aux marchés américains limitrophes et permettent d'importants échanges internationaux. Elles procurent également des avantages sur le plan de la fiabilité de part et d'autre de la frontière. L'ONÉ autorise la construction et l'exploitation des LIT et de certaines lignes interprovinciales désignées de ressort fédéral¹⁶.

Le commerce entre les provinces et avec les États-Unis s'est accru d'une année à l'autre. Le transport d'électricité par les LIT a presque doublé depuis que les marchés de l'électricité ont commencé à se restructurer au milieu des années 1990. Les importations en provenance des États-Unis ont progressé alors que la croissance de la demande a dépassé celle de l'offre dans des provinces comme l'Ontario, la Colombie-Britannique et l'Alberta. Le commerce nord-sud exploite les pointes saisonnières complémentaires entre la demande pour le chauffage l'hiver dans les provinces canadiennes et la demande pour la climatisation l'été dans les États américains. La figure 5.1 illustre l'activité commerciale internationale en 2008.

Au Canada, les provinces jouissent d'avantages semblables. Le Québec est la province disposant de la plus grande capacité installée, dont la majeure partie provient de l'hydroélectricité, ce qui lui permet de pouvoir varier la production en fonction de la demande et de stocker l'énergie en retenant l'eau en amont des barrages. Pour leur part, l'Ontario et le Nouveau-Brunswick ont des réseaux de

FIGURE 5.1

Transferts internationaux d'électricité en 2008



16 À ce jour, aucune ligne de transport d'électricité interprovinciale n'a été désignée.

charge nucléaire de base¹⁷, qui permettent une production constante sans émissions mais offrent moins de souplesse pour répondre aux grandes fluctuations de la demande quotidienne d'électricité. L'amalgame d'un réseau qui a une charge de base excédentaire – en périodes creuses – avec un réseau qui a une abondante capacité hydroélectrique grâce aux interconnexions accroît l'efficacité globale en permettant d'utiliser à plein régime la charge de base et de répartir l'hydroélectricité lorsque la demande est élevée. De semblables avantages commerciaux se constatent dans l'Ouest (p. ex., entre le réseau électrique de la Colombie-Britannique et la charge de base de charbon et de gaz de l'Alberta), mais dans une moindre mesure en raison des grandes distances qui séparent les réseaux et des limites de la capacité de transport interprovincial.

Ce commerce entre les diverses provinces assure des avantages sur le plan de la fiabilité et accroît l'efficacité globale des réseaux; par contre, le maintien des interconnexions signifie que des perturbations dans un réseau donné risquent d'en créer dans d'autres si ceux-ci ne sont pas adéquatement protégés.

5.2 Objectifs du commerce

En 2008, le Canada a exporté pour environ 3,8 milliards de dollars d'électricité contre 3,1 milliards en 2007, une hausse de 22 %. Les interconnexions interprovinciales et internationales offrent aux consommateurs canadiens et américains l'accès à une énergie plus fiable, viable et abordable.

Fiabilité

Les réseaux électriques sont presque toujours en cours de changement en raison des fluctuations de la demande, de la production, de l'acheminement d'électricité par les lignes de transport, des calendriers d'entretien, des pannes imprévues et des changements apportés aux interconnexions. Les caractéristiques de l'équipement du réseau installé et de ses commandes, et les actions des exploitants de réseau, jouent un rôle crucial dans le bon fonctionnement des réseaux de production-transport après des perturbations et leur remise en état en assurant un équilibre entre l'acheminement de l'électricité, la fréquence et la tension. Dans bien des régions du Canada, certaines interconnexions permettent d'améliorer la fiabilité. Les interconnexions transfrontalières sont utiles pour exporter et pour importer de l'électricité selon les besoins.

Viabilité

Des lignes de transport interprovinciales et internationales suffisantes et efficaces peuvent aider à optimiser et maintenir la consommation d'énergie électrique de manière responsable et viable. Ces lignes permettent de maximiser l'utilisation de la capacité de production tant du Canada que des États-Unis, permettent aux provinces et aux États de consommer une énergie plus propre qui, autrement, ne serait pas disponible chez eux et pourraient aider à retarder, diminuer, voire annuler, de nouveaux besoins de production d'électricité. Cela contribue pour beaucoup à réduire l'empreinte écologique et les émissions de GES du secteur énergétique du Canada.

Abordabilité

Les installations d'interconnexion permettent souvent aux services publics et leurs clients de profiter de la production d'électricité en région éloignée, moins coûteuse. Cet avantage peut

¹⁷ La fermeture pour remise à neuf de la centrale de Pointe Lepreau jusqu'au début de 2010 a obligé le Nouveau-Brunswick à compter davantage sur les importations d'électricité.

Fiabilité du réseau électrique

L'ONÉ a reconnu que la North American Electric Reliability Corporation (NERC) est l'organisation de fiabilité du service d'électricité en Amérique du Nord en ce qui concerne les LIT. En 2007, les normes de fiabilité de la NERC sont devenues obligatoires aux États-Unis. Les organismes canadiens de réglementation, dont l'ONÉ, travaillent à la mise en œuvre de normes obligatoires dans leurs champs de compétence respectifs. Reconnaissant l'interconnexion des installations canadiennes et d'exportation, l'ONÉ travaille avec les organismes de réglementation provinciaux, l'industrie et ses homologues aux États-Unis et au Mexique afin de trouver le meilleur moyen d'appliquer les règlements.

Par exemple, les normes de la NERC sont adoptées par le biais de lois en Colombie-Britannique et en Alberta et elles sont obligatoires en Ontario et au Nouveau-Brunswick par le biais des règles du marché régissant le transport de l'électricité dans ces provinces. Les normes de la NERC sont appliquées en Saskatchewan et au Manitoba par le biais d'ententes contractuelles signées avec la Midwest Reliability Organization (l'organisation de fiabilité régionale de la NERC). Au Québec, les normes de fiabilité sont élaborées par TransÉnergie et approuvées par la Régie de l'énergie, l'organisme de réglementation de l'énergie de la province.

En avril 2008, l'ONÉ a informé les propriétaires de LIT qu'il envisageait de faire modifier le Règlement de l'Office national de l'énergie concernant l'électricité afin de mettre en œuvre les normes de fiabilité obligatoires des LIT. L'Office étudie diverses options pour modifier le Règlement tout en tenant compte des intérêts régionaux.

s'observer pendant une période donnée, comme la nuit, les fins de semaine ou les périodes creuses du producteur.

5.3 Évolution du marché de l'électricité

La plupart des nouveaux projets d'interconnexion sont connus et déjà au stade des discussions. Leur nécessité et leur mise en œuvre éventuelle dépendront de facteurs clés qui influencent le réseau électrique de l'Amérique du Nord.

Amélioration de la fiabilité

L'infrastructure de transport vieillissante et la nécessité de garantir une offre d'électricité fiable à prix raisonnables sont un enjeu important pour les diverses instances concernées de l'Amérique du Nord. Six ans se sont écoulés depuis la panne du 14 août 2003 qui a touché une grande partie du Nord-Est des États-Unis et l'Ontario. Suite à cette panne, la NERC a mis en œuvre des normes de fiabilité obligatoires et exécutoires s'appliquant aux interconnexions nord-américaines. Ces normes constituent une réalisation de taille pour l'amélioration du service; toutefois, il n'y a pas de normes ni de processus d'application qui puissent prévenir toutes les perturbations aléatoires du réseau, comme celles causées par les conditions météorologiques, la défaillance d'équipement ou la simple erreur humaine.

C'est pour cette raison que l'interconnectivité accrue du réseau nord-américain pourrait être considérée comme une solution complémentaire. Les projets d'interconnectivité, s'ils obtenaient le feu vert, permettraient en quelque sorte de renforcer les interconnexions est-ouest et d'accroître la capacité et les flux nord-sud associés aux échanges internationaux et à l'offre de réserve d'électricité. Le concept de réseau intelligent est un progrès technique qui pourrait jouer un rôle important pour déterminer le nombre requis de nouvelles lignes de transport.

Concept de réseau d'électricité intelligent

Un réseau électrique est un ensemble de réseaux complémentaires composés de multiples sociétés productrices d'électricité dont les exploitants emploient divers niveaux de communication et de coordination. Une quantité de plus en plus grande d'électricité extraite de l'énergie éolienne et solaire est intégrée au réseau électrique et un certain nombre d'entreprises et de foyers commencent à produire de l'énergie de remplacement qui leur permet de vendre leurs surplus au réseau.

Il est nécessaire de moderniser le réseau pour rendre plus efficace la consommation d'énergie, tant pour gérer en temps réel les flux d'électricité que pour fournir le système de compteurs bidirectionnels nécessaire à l'indemnisation des producteurs locaux d'électricité. Le réseau intelligent devrait être considéré comme une solution technique et faisable.

Les réseaux intelligents ont le potentiel pour révolutionner les réseaux de transport et les réseaux de distribution. Ils rehaussent la connectivité, l'automatisation et la coordination entre les fournisseurs, les consommateurs et les réseaux qui acheminent leur électricité sur de longues distances ou qui la distribuent localement. Le réseau intelligent est un réseau électrique en temps réel qui profite des progrès technologiques des communications, de la télédétection, de la surveillance et de l'automatisation pour améliorer la flexibilité, la fiabilité et l'efficacité du réseau.

En 2009, les fournisseurs de service sur réseau intelligent représentent potentiellement un des secteurs d'énergie les plus imposants et à la croissance la plus rapide de toute l'industrie. Pour en marquer l'importance, le président des États-Unis, M. Obama, a demandé au Congrès d'adopter « sans délai » le projet de loi qui prévoit notamment de doubler la production d'énergie de remplacement d'ici à trois ans et de commencer à construire un réseau intelligent.

Suffisance de la production et du transport

Au cours des dernières décennies, on a peu investi dans le transport de l'électricité en Amérique du Nord. Selon la récente évaluation de la NERC portant sur la fiabilité à long terme¹⁸, les prolongements de lignes de transport devraient continuer d'accuser un retard par rapport à la croissance de la demande et aux ajouts de nouvelles sources d'énergie électrique. Une étude effectuée récemment par l'Association canadienne de l'électricité révélait que le développement de l'infrastructure est le principal problème auquel fait face l'industrie canadienne de l'électricité¹⁹. Selon l'Agence internationale de l'énergie, il faudra investir environ 7,6 milliards de dollars US par an dans l'infrastructure électrique du Canada entre 2005 et 2030, soit un total de 190 milliards de dollars US²⁰. Plus de 60 % des investissements requis serviront à financer l'infrastructure de production et de transport, soit environ 4,9 milliards de dollars US par an.

Comme de nouveaux projets de production de moindre envergure sont en cours de construction, et que d'autres sont prévus pour plus tard, on se demande avec inquiétude si la capacité de transport sera suffisante pour répondre aux besoins d'un réseau d'approvisionnement à la configuration différente. Il faudra installer de plus en plus de connexions de transport pour atteindre les chantiers de production situés très loin des centres de consommation, car la plupart des ressources de production accessibles ont déjà été exploitées. Les investissements tant dans la production que dans le transport seront donc motivés par la recherche de solutions de rechange au charbon, par le remplacement des sites de production rendus à la fin de leur durée de vie utile et par l'intensification de la mise en valeur des ressources renouvelables, l'éolien en particulier.

18 NERC, *2008 Long-Term Reliability Assessment (2008-2017)*, octobre 2008.

19 Association canadienne de l'électricité, *Relever les défis de l'expansion des infrastructures électriques*, septembre 2007.

20 Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook 2006*, 2007.

Variations de la demande d'électricité

L'endroit où la demande d'électricité est en croissance est un facteur de décision clé pour les nouvelles lignes de transport. Les changements démographiques et l'évolution des secteurs industriel et commercial sont les principaux déterminants de la demande d'électricité. On s'attend à ce que le Canada et les États-Unis connaissent tous deux une croissance positive, mais plus lente, de la demande d'électricité au cours de la prochaine décennie, en raison du ralentissement de la croissance économique et démographique, de l'augmentation des prix réels de l'électricité de détail, de l'évolution des « normes sociales », des politiques de gestion de la consommation pour réduire les émissions de GES, et de l'introduction d'une nouvelle vague de normes pour les appareils électroménagers.

Préoccupations à l'égard des GES

La Western Climate Initiative (WCI) et la Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI) sont toutes deux destinées à contrer les changements climatiques et les émissions de GES. Quatre provinces canadiennes et sept États américains sont devenus partenaires de la WCI²¹, alors que d'autres ont le statut d'observateur. La WCI a publié une ébauche de projet qui préconise un programme de plafonnement et d'échange qui serait mis en œuvre d'ici à 2015. Le programme d'échange comprendra la grande industrie, sachant par ailleurs que le secteur de l'électricité a des considérations particulières. La RGGI, qui a l'adhésion de dix États de l'Est²², s'intéresse aux émissions du secteur de l'électricité, lesquelles seront plafonnées et réduites de 10 % à l'horizon 2018. Des enchères seront tenues pour l'obtention de crédits d'émissions et le produit de ces enchères servira à promouvoir des solutions de rechange, comme l'efficacité énergétique et l'énergie renouvelable.

Aux États-Unis, l'émergence des normes relatives au portefeuille d'énergie renouvelable (NPER) crée une nécessité plus grande d'accès à la production d'énergie renouvelable du Canada. Ces normes obligent les fournisseurs d'électricité à tirer un pourcentage minimal de leur électricité de sources d'énergie renouvelables avant une date donnée. En date de juillet 2009, quelque 30 États avaient des NPER et le Congrès américain envisage deux projets de loi différents portant sur une NPER fédérale²³. La mesure dans laquelle les normes NPER émanant des États ou de l'administration fédérale feront croître la demande pour une production canadienne extraite de sources renouvelables dépendra des critères d'énergie et de livraison établis par chacune des normes. Pour l'heure, c'est la Californie qui possède la NPER la plus rigoureuse, laquelle, estime-t-on, devrait faire augmenter la demande d'énergie renouvelable – par exemple, celle des petites centrales hydroélectriques et des éoliennes – produite dans l'Ouest canadien. La plupart des États excluent de leurs NPER les grandes sociétés hydroélectriques, ce qui demeure une question litigieuse pour bien des exportateurs d'électricité canadiens.

L'importance accordée à l'énergie renouvelable est un déterminant important pour la mise en place d'une infrastructure de transport supplémentaire, comme les LIT. Des lignes de transport additionnelles donneront aux régions actuellement dépendantes de la production de combustibles fossiles l'accès à des sources de production émettant moins de GES, comme le nucléaire, l'hydroélectricité et l'éolien. L'énergie éolienne en particulier tire profit de l'infrastructure de transport. Les régions dotées de bonnes ressources éoliennes sont parfois éloignées des centres de

21 Colombie-Britannique, Manitoba, Ontario, Québec, Arizona, Californie, Montana, Nouveau-Mexique, Oregon, Utah et Washington.

22 Maine, New Hampshire, Vermont, Connecticut, New York, New Jersey, Delaware, Massachusetts, Maryland et Rhode Island. États et provinces ayant titre d'observateur : Pennsylvanie, District de Columbia, Québec, Nouveau-Brunswick et Ontario.

23 Le sénat a adopté le projet de loi Bingaman et la chambre des représentants le projet de loi Waxman-Markey.

consommation, de sorte qu'elles auraient besoin de lignes de transport pour acheminer leur énergie vers le marché. Implanter des parcs d'éoliennes dans différentes régions permet de contrebalancer la nature intermittente de l'énergie éolienne. Les connexions avec les régions riches en hydroélectricité permettent également la mise en réserve de l'énergie. À cet égard, le développement de l'infrastructure de transport de l'électricité en Amérique du Nord pourrait être considéré comme un moyen permettant à certaines provinces et certains États d'atteindre leur objectif de lutte contre les émissions de GES.

5.4 Aperçu des choix disponibles pour le développement de l'infrastructure

Tout indique actuellement que les livraisons d'électricité seront fiables et sûres. Pour que cela se concrétise, il faudra cependant mettre en place une nouvelle infrastructure de transport. Presque toutes les provinces limitrophes des États-Unis ont des interconnexions électriques avec les services publics américains. On s'attend toutefois qu'il faudra prochainement construire de nouvelles installations de transport et certaines provinces sont bien placées pour accroître leurs exportations d'électricité. Un grand nombre de projets sont au stade de la planification et la Mise à jour du scénario de référence 2009 prévoit certaines réalisations en particulier pour l'infrastructure canadienne.

La figure 5.2 illustre plusieurs projets de développement d'infrastructure de transport qui sont en cours dans l'Ouest canadien, l'Ontario, le Québec et le Canada atlantique. (Pour plus de détails, voir l'annexe 7, Principaux* projets de LIT proposés au Canada.) Les réseaux électriques des diverses régions du Canada ont tellement leurs particularités propres qu'il convient de se pencher un peu sur les objectifs et les motifs qui sous-tendent les options poursuivies.

FIGURE 5.2



Ouest canadien

Le plan de la Colombie-Britannique intitulé *British Columbia Green Energy Plan: A Vision for Clean Energy Leadership*, qui vient d'être lancé, encourage les parties prenantes du secteur de l'énergie à travailler à atteindre des objectifs d'économie bien définis, d'efficacité énergétique et d'énergie propre. Un des traits saillants du plan est l'objectif que s'est donné la Colombie-Britannique de devenir autosuffisante en matière d'électricité d'ici à 2016, et de disposer éventuellement d'un coussin de sécurité de 3 000 GWh de capacité supplémentaire. Ainsi, la Colombie-Britannique se trouvera en situation excédentaire les années de pluviosité normale. La province sera alors en mesure d'exporter plus d'électricité qu'à l'heure actuelle à ses voisins que sont l'Alberta ou les États de l'Ouest américain.

En Alberta, des projets visant à améliorer les interconnexions de la province avec les provinces et les États voisins se font jour. Ils prévoient l'importation d'électricité au besoin et l'exportation des surplus. Cette souplesse soutient et favorise le développement des marchés, car elle permet de créer les conditions nécessaires pour offrir aux Albertains des prix concurrentiels et un réseau plus fiable. Deux interconnexions commerciales, Montana Alberta Tie Line et Northern Lights, à l'état de projet, relieraient l'Alberta directement aux États-Unis.

Au Manitoba, l'infrastructure vieillissante est un enjeu qui prend de plus en plus d'ampleur car plus de 15 % des lignes de transport d'Hydro Manitoba existent depuis au moins 50 ans. Cela signifie que d'importants pans de lignes de transport devront être remis à neuf au cours de la prochaine décennie; on relève par ailleurs plusieurs projets visant l'amélioration de la fiabilité. Hydro Manitoba évalue également la possibilité d'accroître régulièrement sa capacité d'interconnexions avec les provinces et les États limitrophes. Il existe un potentiel pour l'intensification des transferts d'électricité avec le Midwest américain et/ou l'Ontario.

Ontario et Québec

En Ontario, les investissements portent notamment sur le remplacement de l'infrastructure vieillissante, la préparation en vue de nouvelles installations de production ou la mise au rancart d'anciennes, la remise à neuf des centrales nucléaires de Bruce, l'approvisionnement accru des localités en croissance et la modernisation du réseau pour l'adapter aux technologies de réseau intelligent. L'Ontario possède un des plus vieux réseaux électriques au monde et c'est pourquoi le coût de maintien de la fiabilité du réseau augmente à mesure qu'il vieillit. Les investissements de Hydro One dans le transport d'électricité en 2010 dépasseront le milliard de dollars, soit deux fois et demie ses investissements de 2005²⁴.

L'Ontario a des interconnexions avec le Québec, le Manitoba, le Michigan et l'État de New York, qui permettent des échanges importants pour rehausser la fiabilité et l'efficacité du réseau dans la région. Le gouvernement de l'Ontario s'est montré intéressé à s'approvisionner davantage auprès de ses provinces voisines productrices d'hydroélectricité. Des projets d'envergure sont en cours de planification au Québec; toutefois, les grandes distances et la diminution des charges dans le nord-ouest de la province pourraient constituer des obstacles à l'augmentation de la capacité d'importations en provenance du Manitoba.

Le Québec est un acteur de premier plan sur le marché canadien de l'électricité et il en est le plus gros exportateur au pays. En 2009, Hydro-Québec a commencé la construction de quatre barrages sur la rivière Romaine, située sur la Côte-Nord de la province. Ce projet permettra au Québec d'accroître ses exportations d'électricité et de contribuer à offrir au marché américain une énergie stable et

24 2008 Hydro One Networks Inc. – Dépôt des tarifs de transport auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario.

propre. Hydro-Québec a entrepris des discussions avec deux clients de la Nouvelle-Angleterre, Northeast Utilities Inc. et NSTAR Inc., qui cherchent à obtenir de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) l'autorisation de construire une nouvelle LIT.

Une ligne de transport pourrait également être construite au Québec pour permettre à Terre-Neuve-et-Labrador d'exporter sa future production hydroélectrique extraite du cours inférieur du fleuve Churchill vers ses provinces voisines (Québec, Ontario et/ou Maritimes) et le Nord-Est des États-Unis (figure 5.3).

Canada atlantique

La province de Terre-Neuve-et-Labrador a deux réseaux électriques distincts : le réseau du Labrador connecté au reste de l'Amérique du Nord en transitant par le Québec, et celui de Terre-Neuve qui n'a actuellement pas d'infrastructure d'accès aux marchés d'exportation. C'est pourquoi la province étudie la possibilité d'une ligne de transport sous-marine reliant le cours inférieur du fleuve Churchill, au centre du Labrador, à un carrefour d'énergie sur l'île, assurant ainsi la connexion avec le réseau isolé, qui dépend de plus en plus de l'énergie thermique alimentée au pétrole et est soumis à la volatilité des tarifs.

Un tel lien permettrait de transporter de l'hydroélectricité propre et renouvelable du Labrador vers l'île de Terre-Neuve. Ce lien constitue un défi technique de taille, mais ce défi a été relevé ailleurs²⁵.

FIGURE 5.3

Tracés potentiels d'exportation d'électricité – Projet de développement du cours inférieur du fleuve Churchill



Source : Adapté du plan énergétique de Terre-Neuve-et-Labrador, *Focusing our Energy*, 2005

25 Le lien sous-marin NorNed entre la Norvège et les Pays-Bas est une ligne d'une capacité de 700 MW et longue de 580 km.

Il pourrait aussi faciliter la mise en valeur des importantes ressources éoliennes de Terre-Neuve pour l'exportation, soit en passant par le Labrador et le Québec, soit en reliant les Maritimes par d'autres câbles sous-marins. La Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard pourraient tirer profit de cette électricité car elles pourraient ainsi remplacer la majeure partie de leur production thermique. Une autre option, comme on l'a dit plus haut, consiste à acheminer l'électricité à partir de la centrale du cours inférieur du fleuve Churchill vers les marchés du Sud, l'Ontario et les États du Nord-Est américain, en transitant par le Québec (figure 5.3)

Le Nouveau-Brunswick étudie la possibilité de produire une nouvelle capacité de production d'envergure dans la province et les autres provinces de l'Atlantique qui serait extraite de diverses sources, comme le gaz naturel, l'hydroélectricité, le nucléaire et l'éolien. En prévision de ce développement, on envisage pour 2017 une nouvelle LIT en courant continu à haute tension (CCHT) entre les Maritimes et le Nord-Est américain, laquelle contournerait les contraintes actuelles du réseau en courant alternatif (CA) causées par la congestion du réseau dans le Maine et le New Hampshire.

5.5 Conclusion

Plusieurs provinces canadiennes ont déjà des interconnexions électriques avec les États américains voisins. Néanmoins, ainsi que le souligne la Mise à jour du scénario de référence 2009, il existe actuellement un besoin pour de nouvelles installations de transport car l'infrastructure se fait vieillissante et il faut assurer des approvisionnements fiables et abordables, deux sources de préoccupation pour un bon nombre de provinces.

Les craintes à l'égard de l'environnement et les initiatives pour contrer les changements climatiques vont également inciter le réseau électrique d'Amérique du Nord à accroître le transport d'énergie propre. Des projets d'envergure nécessitant une infrastructure internationale pourraient être utiles aux provinces et aux États qui veulent atteindre leur objectif de développement durable et de lutte contre les émissions de GES.

Certaines provinces ont plusieurs options pour accroître leurs exportations d'électricité vers les États-Unis. Plusieurs projets de transport nord-sud sont aux stades de la planification et des discussions, et leur réalisation pourrait atténuer la pression sur les projets est-ouest. Si ces projets allaient de l'avant, ils augmenteraient la capacité et les flux d'électricité destinés au commerce international, ainsi que l'offre d'électricité de réserve. En même temps, ils pourraient également renforcer indirectement les interconnexions canadiennes est-ouest.

ENJEUX ET DÉFIS

Les chapitres précédents portaient sur les projets d'infrastructure au Canada à l'horizon 2020. Le développement de l'infrastructure énergétique pose toutefois plusieurs enjeux et défis communs à tous les acteurs du secteur de l'énergie.

Considérations environnementales

Les promoteurs d'infrastructure énergétique reconnaissent que le développement énergétique doit se faire de manière à réduire au minimum l'empreinte écologique. La promotion des économies d'énergie, le progrès technologique et la compréhension de l'énergie sont essentiels si l'on veut protéger l'environnement et permettre à l'industrie énergétique canadienne d'offrir une énergie sûre et viable.

Les décisions prises par les gouvernements canadien et américain pourraient avoir une incidence importante sur le développement du secteur canadien de l'énergie. Les politiques relatives aux changements climatiques qui ne sont pas pleinement mises en oeuvre risquent de faire hésiter les promoteurs à investir dans l'infrastructure. Par contre, des plans intégrés et des initiatives harmonisées en matière d'environnement et d'énergie auront raison de leurs hésitations, à condition qu'ils soient clairement communiqués.

Certaines contraintes régionales imprévisibles pourraient influer sur l'implantation de nouvelles LIT. Par exemple, la décision de la Massachusetts Division of Energy Resources de poser de nouvelles restrictions sur l'énergie renouvelable importée en Nouvelle-Angleterre en est un bon exemple. Cette décision, vivement contestée par des entreprises de l'État de New York et du Canada, pourrait empêcher un producteur de participer au marché des certificats d'énergie renouvelable du

Intégrer efficacité énergétique et économies d'énergie

L'énergie, l'environnement et l'économie sont de plus en plus interreliés. Les Canadiens sont également devenus plus sensibilisés au rôle qu'ils doivent jouer face aux enjeux que sont devenus l'efficacité énergétique, les économies d'énergie et les changements climatiques. L'infrastructure énergétique du Canada devra tenir compte de l'évolution des objectifs et des attitudes. « Integrated Urban Energy Systems » illustre bien cette évolution. Imaginée par Quality Urban Energy Systems of Tomorrow (QUEST) – systèmes d'énergie de qualité pour les villes de demain –, un collectif d'acteurs clés provenant de l'industrie, d'organismes de défense de l'environnement, de gouvernements, d'universités et du milieu de la consultation, il s'agit d'un mode de développement urbain à usage mixte et à forte densité. Les systèmes QUEST comprennent notamment le captage efficace de la chaleur résiduaire, une meilleure adaptation des caractéristiques uniques de chaque forme d'énergie à son utilisation finale et la maximisation de l'énergie renouvelable locale. Même si une bonne part des développements de l'infrastructure évoqués ici est d'envergure locale, ce qui va au-delà de la portée de la présente ÉMÉ, l'adoption de ces principes à une échelle plus large pourrait avoir des répercussions d'une grande portée.

Massachusetts s'il vendait de l'électricité ailleurs qu'en Nouvelle-Angleterre. La nouvelle règle vise à faire en sorte que la Nouvelle-Angleterre puisse compter l'énergie renouvelable lorsqu'elle définit ses besoins en production d'électricité, réduire par le fait même le besoin de centrales alimentées aux combustibles fossiles et inciter plus d'entreprises de production d'énergie renouvelable à s'établir en Nouvelle-Angleterre.

La conformité environnementale pourrait entraîner des coûts supplémentaires importants pour les producteurs de pétrole extrait des sables bitumineux et freiner la croissance de la production. Le gouvernement de l'Alberta a clarifié ses règlements sur les bassins de résidus et leur remise en état, de même que certains aspects de la consommation d'eau et des émissions dans l'atmosphère. Bien que le gouvernement fédéral ait clarifié certains aspects de sa réglementation sur la mise en valeur des sables bitumineux, on ne connaît toujours pas le coût total de la conformité environnementale.

Respect des droits et des intérêts

Pour assurer le succès de l'industrie de l'énergie, il faudra que les citoyens en général acceptent davantage le principe selon lequel l'infrastructure énergétique est à la base d'une économie durable et prospère. Souvent, tel projet nouveau est généralement considéré comme un avantage par bien des gens, alors que les résidents qui vivent à proximité du futur emplacement le trouvent indésirable, préférant qu'il soit implanté ailleurs. Concilier les intérêts des uns et des autres n'est pas simple : il faut pour cela une planification et un engagement proactifs. Les sociétés énergétiques peuvent assurer les parties prenantes qu'elles fournissent une énergie fiable en usant du dialogue et de la transparence, et en expliquant par le menu les exigences et les impacts de leur projet. Elles doivent également incorporer de nouveaux concepts et de nouvelles idées en ce qui concerne l'esthétique et l'utilisation des terres, et respecter avec rigueur les principes environnementaux. Le régime de réglementation doit en outre permettre de continuer d'améliorer les moyens par lesquels les personnes touchées par les grands projets d'infrastructure énergétique peuvent se faire entendre.

À l'automne 2007, l'ONÉ a annoncé, dans le cadre de son analyse des principaux enjeux fonciers, qu'il lancerait l'Initiative de consultation relative aux questions foncières. L'Office a ainsi organisé des ateliers et des rencontres au cours desquels les propriétaires fonciers, les représentants des sociétés pipelinaires et d'autres parties prenantes ont été consultés pour connaître leur avis sur diverses questions foncières. Plusieurs points clés ont été soulevés par les propriétaires fonciers, notamment :

- l'amélioration des canaux de communication entre les propriétaires fonciers, les sociétés pipelinaires et l'Office;
- une plus grande clarté vis-à-vis des règles régissant les emprises et les conditions d'accès, et un processus de notification amélioré;
- les questions relatives à la cessation d'exploitation des pipelines.

Comme l'infrastructure énergétique et la population du Canada sont toutes deux en croissance constante, les interactions entre propriétaires fonciers et représentants de l'industrie énergétique vont elles aussi s'amplifier. Toutes les parties, l'ONÉ y compris, doivent continuer de miser sur une meilleure communication et de favoriser les bonnes relations entre les propriétaires fonciers et les responsables des infrastructures.

Processus de réglementation

L'examen réglementaire des projets d'infrastructure énergétique est important pour que ceux qui sont approuvés soient réalisés en toute sécurité dans le respect non seulement de l'environnement mais

aussi des droits et des intérêts des parties prenantes. Les processus de réglementation doivent être menés d'une manière cohérente et efficace afin que l'infrastructure réputée être dans l'intérêt public soit construite dans les délais prévus et en fonction des besoins du marché.

Le processus de réglementation est reconnu pour être parfois complexe : de nombreux sujets préoccupants découlent de questions incorporées dans divers textes législatifs; les projets d'infrastructure chevauchent de nombreux territoires de compétence et mettent à contribution divers ministères et organismes fédéraux, provinciaux ou territoriaux; sans compter le besoin d'associer au processus toutes les parties prenantes. Quelques préoccupations exprimées : le double emploi des processus, l'absence de certitude quant aux calendriers prévus et le manque de clarté quant aux responsabilités des diverses autorités.

On constate, dans la réglementation de l'énergie, une tendance grandissante vers la collaboration et la coordination entre les organismes réglementaires et gouvernementaux, au Canada comme ailleurs en Amérique du Nord. Le gouvernement du Canada voit dans cette collaboration entre les organismes de réglementation une étape cruciale pour l'amélioration du régime réglementaire afin d'assurer la compétitivité à long terme des entreprises du secteur énergétique du Canada, et le succès du pays tout entier. Pour sa part, l'ONÉ revoit constamment l'efficience et l'efficacité de ses processus et travaille de concert avec d'autres instances pour améliorer le processus de réglementation dans son ensemble. À titre d'exemple de coordination entre les organismes de réglementation, citons le travail du Bureau de gestion de grands projets du Canada mis sur pied en 2007 pour améliorer la coordination au sein du régime canadien de réglementation. L'objectif du Bureau est d'offrir à l'industrie un point d'entrée unique efficace dans le processus fédéral de réglementation tout en veillant à ce que les projets approuvés soient réalisés en sécurité et dans le respect de l'environnement.

Sécurité

On estime généralement que le transport par pipeline est le moyen le plus sûr de transporter de gros volumes de gaz naturel et de pétrole brut sur de longues distances. La sécurité est une question primordiale d'intérêt public qui fait partie des responsabilités de l'Office depuis 1959. Ce dernier veille à ce que les sociétés se conforment aux règlements régissant la sécurité de leurs employés et du public, et la protection des biens et de l'environnement, à l'étape de la conception, de la construction, de l'exploitation et de la cessation d'exploitation des pipelines. L'ONÉ a conçu et mis en œuvre des programmes permettant d'évaluer la suffisance, de vérifier la mise en œuvre et de mesurer l'efficacité des programmes et projets dans ces domaines.

Le réseau grandissant de pipelines et des autres composantes de l'infrastructure énergétique, et le rythme de développement du secteur risquent de poser des difficultés à tous les participants (industrie, organismes de réglementation, citoyens) pour ce qui est du maintien ou de l'amélioration de la sécurité de l'infrastructure.

Sûreté

Les actes malveillants se produisent généralement hors du cadre normal d'exploitation de l'infrastructure énergétique. L'industrie et les gouvernements ont toutefois des plans pour en diminuer l'impact. L'attaque du 11 septembre 2001, les activités terroristes partout dans le monde et les attentats à la bombe sur des pipelines dans le nord-est de la Colombie-Britannique en 2008 et 2009 nous rappellent que la menace existe et qu'il faut un plan pour intervenir et en diminuer l'impact.

En 2005, la Loi sur l'ONÉ a été modifiée pour ajouter la sécurité au mandat de l'Office : l'Office dispose dorénavant des pouvoirs nécessaires pour réglementer la sûreté de l'infrastructure énergétique qui relève de lui. Un des objectifs de l'ONÉ est de faire en sorte que les installations et les activités qu'il réglemente soient sûres et sécuritaires et qu'elles soient perçues comme telles. La responsabilité de la gestion sûre et sécuritaire de la conception, de la construction, de l'exploitation et de la cessation d'exploitation des installations énergétiques appartient à la société réglementée. Le programme de gestion de la sûreté et des urgences de l'ONÉ vise à promouvoir la surveillance de la sûreté pendant toute la durée de vie utile d'un pipeline, de sorte que les sociétés réglementées mettent en œuvre les mesures nécessaires pour prévenir les actes malveillants et pour intervenir lorsque survient un événement qui pourrait entraîner des incidents liés à la sécurité, perturber l'approvisionnement en énergie ou causer des dommages aux biens ou à l'environnement. De plus, en vertu du Projet de modification réglementaire 2006-01 (PMR 2006-01), l'Office s'attend à ce que les sociétés possèdent un programme de gestion de la sûreté des pipelines qui soit systématique, exhaustif et proactif à gérer les risques liés à la sûreté. On s'attend également à ce que le programme soit judicieusement intégré au système global de gestion de l'entreprise, prévoyant des pratiques sûres dans la conception, la construction, l'exploitation et l'entretien d'un réseau pipelinier.

Des efforts sont en cours depuis 2006 avec l'Association canadienne de normalisation et des spécialistes de la sûreté en vue de mettre au point une norme de sûreté, la Z246.1-09, qui s'appliquerait à l'industrie canadienne du pétrole et du gaz naturel. Cette norme portera sur la prévention et la gestion des risques liés à la sûreté qui pourraient porter préjudice aux personnes, aux biens, à l'environnement ou à la stabilité économique. La norme devrait être publiée à l'automne 2009.

En collaboration avec la Gendarmerie royale du Canada, Sécurité publique Canada, Ressources naturelles Canada, l'Association canadienne de pipelines d'énergie et l'Association canadienne des producteurs pétroliers, l'ONÉ a produit une brochure sur la sûreté qui incite à signaler les activités suspectes autour des installations pipelinaires. L'Office a de plus élaboré une liste de contacts à l'intention de toutes les sociétés réglementées par lui afin de permettre la communication d'information lors d'un incident important lié à la sûreté.

Le mandat de sûreté confié à l'Office concerne également les LIT et les lignes de transport d'électricité interprovinciales désignées relevant de sa compétence. L'Office a appuyé l'initiative favorisant des normes de fiabilité obligatoires lorsque le statut de la NERC à titre d'unique organisation de fiabilité du service d'électricité a été reconnu. En 2006, la NERC mis en vigueur ses normes de sûreté informatique pour la protection des infrastructures essentielles en vue de [TRADUCTION] « veiller à ce que toutes les entités responsables au chapitre de la fiabilité du réseau nord-américain de production-transport d'électricité recensent et protègent les biens informatiques critiques qui contrôlent la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité ou qui pourraient l'affecter. » La sûreté de l'infrastructure énergétique essentielle est une question qui est étudiée par le réseau du secteur des services publics de l'énergie, un forum réunissant les principaux acteurs du secteur énergétique, dont les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux, les organismes de réglementation et les associations industrielles. Les questions liées à la sûreté de l'infrastructure de transport d'électricité sont régulièrement débattues lors de rencontres trilatérales réunissant la FERC et les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux du Canada et le Mexique.

Pénurie de main-d'œuvre et de compétences

Au cours de la dernière décennie, les investissements considérables dans le secteur des sables bitumineux ont provoqué une hausse de la demande de main-d'œuvre qualifiée, propulsé les salaires et alimenté l'inflation. Entre 2005 et 2008, les salaires en Alberta ont augmenté en moyenne de

5,7 % par an, 2,3 % de plus que la moyenne nationale. La forte demande mondiale de ressources, en particulier dans les pays en développement comme la Chine et l'Inde, a eu pour effet d'accroître le prix des matériaux de construction, comme l'acier et le béton. L'indice des prix à la construction de bâtiments non résidentiels a augmenté à un taux moyen annuel de plus de 8 % entre 2005 et 2008. Il en est résulté des retards et des dépassements de coûts pour un certain nombre de projets en Alberta, tant dans le secteur énergétique que dans les autres secteurs. Au cours de cette période, la hausse des coûts a eu une incidence sur les décisions des sociétés, en particulier dans le secteur des sables bitumineux. De nombreuses sociétés ont subi des dépassements de coûts énormes et des retards dans leurs projets, alors que d'autres ont retardé la construction ou annulé des projets.

La chute des prix de l'énergie, la baisse des investissements mondiaux et la mise en veilleuse de certains projets de mise en valeur des sables bitumineux ont renversé cette tendance à la fin de 2008, de sorte que le coût des intrants devrait demeurer plus maîtrisable à court terme. Par suite du léger ralentissement de la croissance économique, les hausses de coûts comme celles que l'on a connues récemment ne devraient pas persister pour la durée de la période envisagée dans la Mise à jour du scénario de référence 2009. La hausse des coûts de main-d'œuvre et d'autres intrants crée toutefois une certaine incertitude à l'égard des perspectives. Une nouvelle montée des prix du pétrole, une reprise plus forte de l'économie mondiale ou la persistance des pénuries de main-d'œuvre qualifiée pourraient provoquer une remontée des prix. Cela pourrait freiner la mise en œuvre de projets d'infrastructure énergétique, surtout dans l'Ouest canadien. De plus, l'incidence des départs à la retraite à court et moyen termes, la nécessité de construire de nouvelles infrastructures et l'avènement de nouvelles technologies pourraient avoir d'importantes conséquences sur la main-d'œuvre du secteur énergétique canadien. Le fardeau que ces facteurs constituent pour les entreprises et pour les réseaux de transport d'énergie dans leur ensemble pourrait mettre à mal la capacité de l'industrie de livrer une énergie fiable, viable et concurrentielle dans les délais impartis.

Volatilité des prix de l'énergie

Ces dernières années, les marchés du gaz et du pétrole ont connu de fortes fluctuations de prix. Les courts du pétrole en particulier sont rapidement passés de 90 \$US/b environ au début de 2008 au chiffre record de 147 \$US/b en juillet. À l'éclatement de la crise financière mondiale, les cours ont vite chuté pour clore l'année à environ 30 \$US/b en décembre, avant de remonter à 70 \$US/b en juin 2009. Il en a été de même du gaz naturel, qui a culminé à plus de 13 \$US/MBTU en juillet 2008, avant de tomber à moins de 6 \$US/MBTU à la fin de 2008 puis à 3 à 4 \$US/MBTU en 2009.

Bien que la Mise à jour du scénario de référence 2009 escompte un rapport plus équilibré entre l'offre et la demande, la persistance ou la hausse de la volatilité des prix du gaz et du pétrole pose un risque de taille pour les perspectives. L'incertitude créée par les fortes fluctuations des prix de l'énergie peut rendre plus difficiles les décisions d'investissements dans de nouveaux projets, telle l'augmentation de la production ou la construction de nouvelles infrastructures énergétiques. Les projets énergétiques de grande envergure sont sensibles à la stabilité des prix de l'énergie, sans compter le coût absolu des projets au départ et leur longue durée dans le temps.

Financement

La pression des coûts ces dernières années est attribuable à la hausse des prix des produits de base, comme l'acier dans le cas des pipelines, et au resserrement du marché du travail. Cette situation a rendu la planification des grands projets d'infrastructure plus difficile compte tenu des longs délais en cause, d'où une augmentation importante des coûts entre l'étape de la conception du projet et celle de la construction.

L'incertitude des marchés financiers et le resserrement du crédit en 2008 et 2009 risquent de compliquer la mise en place de nouvelles infrastructures et limiter la participation de nouveaux venus. Il se pourrait donc que certains nouveaux projets requièrent de leurs promoteurs des garanties financières et des arrangements commerciaux plus solides que par le passé. En général toutefois, les grandes sociétés canadiennes du secteur de l'énergie jouissant de solides cotes de solvabilité ont pu obtenir du financement pour des projets actuellement en cours de réalisation. Leur difficulté par contre pourrait être d'obtenir des engagements de la part des expéditeurs si ceux-ci avaient du mal à obtenir du financement.

Qui paie pour les nouvelles lignes de transport?

Qui doit porter le fardeau du coût des nouvelles lignes de transport d'électricité et comment répartir ce coût équitablement? Voilà une question que se posent bien des gouvernements. Au Canada, la formule de répartition des coûts des LIT varie selon les provinces et elle fait intervenir plusieurs acteurs, comme les exploitants de réseaux indépendants, les services publics et les organismes de réglementation. Les principaux critères de répartition des coûts des LIT sont la structure de propriété et les bénéficiaires de la LIT. Il devient de plus en plus complexe d'établir une formule de partage des coûts entre l'industrie et les payeurs de droits lorsqu'on dessert une multiplicité de provinces ou d'États, de marchés et de clients. Il n'existe pas de solution unique à cette question aux facettes multiples, et diverses stratégies peuvent être mise en œuvre selon le contexte. Les contrats d'exportation à long terme et l'accès garanti au transport sont des options qui pourraient être envisagées pour atténuer le risque financier.

Éloignement des nouvelles sources d'énergie

À mesure que le secteur énergétique évolue, la recherche de nouvelles sources d'énergie pour répondre à la demande s'effectue de plus en plus loin des régions consommatrices et se fait de plus en plus dispersée. Dans le cas de l'électricité par exemple, la longueur des nouvelles lignes entraîne des coûts supplémentaires pour transporter de grandes quantités d'électricité de façon fiable sur de longues distances, sans compter les pertes d'énergie plus élevées qui en découlent et les risques plus élevés de perturbations et de défaillances de l'équipement.

Dans le cas du forage de puits de pétrole et de gaz, l'éloignement et les difficultés du terrain (en zone de fondrière, par exemple) sont parfois des déterminants clés du coût lorsqu'il s'agit de travaux liés aux ressources. Dans les régions où dominent les fondrières, le climat capricieux fait que la saison de forage – habituellement l'hiver lorsque la surface est gelée – est plus courte que dans le Sud des États-Unis, où le forage se poursuit toute l'année. Sans compter qu'il en coûte plus cher d'y transporter l'équipement, d'y construire les routes et les emplacements de puits et d'y transporter les matériaux de construction.

Les régions éloignées connaissent d'autres difficultés, comme les ressources limitées en eau, en sable pour la fracturation hydraulique et en électricité pour alimenter notamment les pipelines et les installations. La pression exercée sur les ressources des petites localités éloignées peut être très grande car elles n'ont pas nécessairement la capacité d'offrir les services nécessaires en cas de hausse soudaine de leur population (services sociaux, hôpital, logement, etc.).

CONCLUSIONS

Selon l'analyse de l'Office réalisée en marge de la Mise à jour du scénario de base 2009, le marché va demander l'approbation de nouveaux projets d'infrastructure énergétique en certains endroits ou encore pour certains secteurs d'énergie afin de répondre à la demande en Amérique du Nord.

Il ne faudra pas tarder à prendre les décisions d'aller de l'avant avec des projets d'infrastructure, afin de permettre au processus de réglementation de suivre son cours. L'Office constate une tendance grandissante vers la collaboration et la coordination entre les divers organismes de réglementation de l'énergie et les gouvernements. L'ONÉ travaille sans cesse avec ses partenaires de la réglementation pour simplifier le processus réglementaire afin que les décisions puissent être prises sans délai indu et pour permettre la mise en place efficiente de l'infrastructure approuvée de manière à ce qu'elle soit viable, mais aussi dans le respect des droits et des intérêts des personnes en cause.

Malgré les difficultés inhérentes à la réalisation des grands projets d'infrastructure énergétique, l'Office estime que le Canada est bien outillé pour répondre aux demandes d'énergie des Canadiens jusqu'à l'horizon 2020 en mettant à leur disposition une infrastructure énergétique sûre, sécuritaire et fiable.

L'Office a la conviction qu'un secteur énergétique fort et un réseau de transport efficace établis dans le respect de la viabilité de l'environnement contribuent au bien-être économique du Canada.

Actifs patrimoniaux	Quantité d'énergie et capacité établies pour les actifs de production existants à la suite de décisions prises dans le cadre d'un mode précédent de fonctionnement des marchés. Cette électricité est généralement vendue sur le marché à un prix reflétant les coûts historiques.
Activités en amont	Activités liées à la mise en valeur, à la production, à l'extraction et à la récupération de gaz naturel, de liquides de gaz naturel et de pétrole brut.
Activités en aval	Activités liées à l'expédition, à la distribution et à la mise en marché du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et du pétrole brut.
Activités intermédiaires	Activités liées au traitement et au stockage du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et du pétrole brut. D'autres activités liées à l'expédition et à la mise en marché sont souvent incluses dans le secteur intermédiaire, mais peuvent également être assimilées à des activités en aval.
Baril	Un baril équivaut approximativement à 0,159 mètre cube ou 158,99 litres ou encore 35 gallons impériaux.
Bassin de résidus	Structure de terre artificielle servant à stocker les boues des eaux usées, ou les résidus, provenant des procédés d'extraction et d'exploitation minière et permettant la décantation des solides de l'eau. Les procédés d'exploitation des sables bitumineux et d'extraction à l'eau chaude produisent des résidus, qui sont un mélange d'eau, d'argile, de sable et de bitume résiduel.
Bitume fluidifié	Bitume composé avec des fractions pétrolières légères en vue d'abaisser sa viscosité et sa densité pour respecter les exigences techniques du transport par pipeline.
Bitume ou bitume naturel	Mélange très visqueux constitué principalement d'hydrocarbures plus lourds que les pentanes. À l'état naturel, le bitume n'est pas habituellement récupérable à une échelle commerciale à partir d'un puits parce que trop visqueux pour s'écouler.
Bitume valorisé	Procédé de transformation du bitume ou du pétrole brut lourd en un brut de meilleure qualité, par extraction de carbone (cokéfaction) ou par ajout d'hydrogène (hydrotraitement).
Capture de carbone et stockage (CCS)	Processus visant à capturer et à stocker le dioxyde de carbone (CO ₂) de manière à éviter qu'il ne soit rejeté

	dans l'atmosphère, ce qui permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES). Le dioxyde de carbone est comprimé de façon à pouvoir être transporté par pipeline ou citerne en vue de son stockage dans des milieux comme des formations géologiques.
Carrefour	Lieu où un grand nombre d'acheteurs et de vendeurs négocient un produit de base et où celui-ci est physiquement reçu et livré.
Charge d'alimentation	Gaz naturel ou autres hydrocarbures employés comme élément essentiel d'un procédé utilisé à des fins de production.
Condensat	Mélange liquide, constitué surtout de pentanes et d'hydrocarbures lourds, récupéré dans des séparateurs, des laveurs ou d'autres installations de collecte ou encore à l'entrée d'une usine de traitement de gaz naturel avant le traitement du gaz.
Dégagements gazeux	Flux de gaz dérivé obtenu par la valorisation du bitume extrait des sables bitumineux et riche en liquides de gaz naturel et en oléfines.
Demande d'utilisation finale	Énergie utilisée par les consommateurs à des fins résidentielles, commerciales ou industrielles et pour le transport.
Diluant	Hydrocarbure léger, habituellement du condensat, mélangé au pétrole brut lourd ou au bitume pour faciliter son transport par pipeline.
Distillats moyens	Catégorie générale de combustibles comprenant le mazout de chauffage, le diesel et le kerosène.
Distribution (d'électricité)	Dernière étape de la livraison d'électricité aux utilisateurs finals (avant la livraison au détail). Un réseau de distribution transporte l'électricité fournie par le réseau de transport et le livre aux consommateurs.
Écart léger/lourd	Écart de prix entre le pétrole brut lourd et le pétrole brut léger.
Efficacité énergétique	Technologies et mesures qui réduisent la quantité requise d'énergie ou de carburant en vue d'accomplir une tâche précise.
Énergie solaire	Énergie produite par des capteurs (actifs et passifs) de chaleur solaire et par des systèmes photovoltaïques.
Fiabilité	Niveau de rendement des divers éléments d'un réseau de production fournissant l'électricité aux clients selon les normes acceptées et dans les quantités désirées. On peut mesurer la fiabilité par la fréquence, la durée et l'ampleur des effets négatifs sur l'offre d'électricité.
Fractionnement	Procédé de séparation des différents LGN (éthane, propane, butanes et pentanes plus) d'un mélange de LGN au moyen de la température et de la pression.

Gaz à effet de serre (GES)	Gaz (p. ex., le dioxyde de carbone, le méthane ou l'oxyde nitreux) qui contribuent à l'effet de serre de la planète, c'est-à-dire à l'échauffement des couches inférieures de l'atmosphère. Font également partie de ce groupe des gaz produits par procédés industriels comme les hydrofluorocarbones, les perfluorocarbones et les hexafluorures de soufre.
Gaz de combustion	Gaz envoyé dans l'atmosphère ou à une usine de traitement de gaz au moyen d'un tuyau d'échappement ou d'une conduite reliée à un four, une chaudière ou une installation de valorisation.
Gaz de réservoirs étanches	Gaz naturel se trouvant dans des réservoirs de très faible perméabilité qui nécessite des techniques de stimulation intensive pour pouvoir obtenir des taux de production économiques.
Gaz de schistes	Accumulation continue de gaz naturel de faible qualité dans des roches comme les schistes, silteux ou non.
Gaz naturel classique	Gaz se trouvant dans des formations géologiques et récupéré par voie d'expansion moléculaire dans le puits de forage. Dans le présent rapport, il renferme une sous-catégorie, le gaz de réservoirs étanches, que certains considèrent parfois comme un gaz naturel non classique. Cependant, il n'existe pas pour le moment de définition réglementaire communément acceptée au Canada, de sorte qu'il est considéré comme une sous-catégorie du gaz classique.
Gaz naturel liquéfié (GNL)	Gaz naturel se trouvant dans sa forme liquide. Le gaz naturel est liquéfié par refroidissement, un processus qui en comprime le volume par un facteur supérieur à 600 et qui permet de le transporter efficacement par citerne.
Gaz naturel non classique	Gaz naturel qui n'est pas considéré comme du gaz naturel classique. Il peut notamment s'agir de méthane de houille, de gaz de schistes ou d'hydrates de gaz. Certains incluent le gaz de réservoirs étanches, mais le présent rapport ne l'inclut pas.
Gazéification	Groupe de procédés permettant de transformer des charges d'alimentation de carbone en gaz combustibles au moyen de la chaleur, de la pression et/ou de la vapeur.
Gestion de la consommation	Mesures prises par un service public qui se traduisent par un changement et/ou une réduction soutenue de la demande d'électricité. Ces mesures peuvent éliminer ou retarder les nouveaux investissements de capitaux à l'égard de la production ou de l'infrastructure d'approvisionnement et améliorer l'efficience globale du réseau.
Interconnexions	Lignes de transport reliant et soutenant les réseaux d'électricité limitrophes.

Liquides de gaz naturel (LGN)	Hydrocarbures extraits du gaz naturel sous forme liquide. Ceux-ci incluent notamment l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus.
Mazout lourd	Mazout no 6 (mazout résiduel)
Méthane de houille (MH)	Forme de gaz naturel extrait des gisements houillers. Le méthane de houille (MH) est différent du gaz des gisements classiques habituels, notamment de celui des formations de grès, puisque c'est par un processus dit d'adsorption que le charbon en renferme.
Oléfines	Toute chaîne ouverte d'hydrocarbures insaturés possédant une ou plusieurs doubles liaisons. Les oléfines simples (éthylène, propylène et butylène) sont essentiellement utilisées comme charges d'alimentation en pétrochimie.
Pentanes plus (C5+)	Mélange composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds, issu du traitement du gaz naturel, des condensats ou du pétrole brut.
Pétrole brut	Mélange, constitué principalement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds, qui se trouve sous forme liquide dans les gisements et qui conserve cette forme aux pressions atmosphériques et aux températures ambiantes. Le pétrole brut peut renfermer de faibles quantités de soufre et de produits autres que des hydrocarbures, mais en sont absents les liquides obtenus par traitement du gaz naturel.
Pétrole brut classique	Pétrole brut techniquement et économiquement récupérable dans un puits avec des moyens de production courants, sans qu'il soit nécessaire de modifier sa viscosité naturelle.
Pétrole brut léger	Terme désignant généralement le pétrole brut de masse volumique inférieure à 900 kg/m ³ . Également, un terme collectif pour le pétrole brut léger classique, le pétrole valorisé et les pentanes plus.
Pétrole brut lourd	Terme désignant généralement un pétrole brut de masse volumique supérieure à 900 kg/m ³ .
Pétrole brut synthétique	Mélange d'hydrocarbures semblable au pétrole brut léger non corrosif, obtenu par valorisation du bitume naturel ou du mazout lourd.
Production (d'électricité)	Action de créer de l'énergie électrique par la transformation d'une autre source d'énergie; quantité d'énergie produite.
Production thermique	Transformation de l'énergie au cours de laquelle du combustible est consommé pour produire de l'énergie thermique, laquelle est convertie en énergie mécanique puis en électricité.
Récupération améliorée des coupes lourdes	Projets visant à améliorer les procédés actuels de récupération pour extraire les LGN du gaz naturel, en

	plus du volume requis pour répondre aux spécifications techniques du gazoduc. Il s'agit principalement de projets visant à améliorer le procédé de récupération de l'éthane du gaz naturel.
Regazéification	Procédé consistant à réchauffer le GNL pour le ramener à un état gazeux ou à l'état de gaz naturel.
Régions pionnières	En général, le Nord et les zones extracôtières du Canada.
Sables bitumineux	Gisements de sable ou d'autres roches renfermant du bitume. Chaque particule de sable bitumineux est recouverte d'une couche d'eau et d'une fine pellicule de bitume.
Séparation du flux de gaz	Séparation d'un gaz riche en LGN dans les gazoducs de l'Alberta qui mènent aux principales installations de traitement du gaz situées à proximité des points d'exportation de la province; le gaz pauvre en LGN, lui, est acheminé vers les centres de consommation interne de la province.
Séparation et retour en amont	Procédé de traitement de gaz par lequel une usine de champ gazier sous-utilisée pourrait obtenir du gaz d'un gazoduc réglementé par l'Alberta et retourner le gaz ainsi traité en amont d'une usine de chevauchement existante.
Séparation et retour en aval	Procédé de traitement de gaz par lequel une usine de champ gazier sous-utilisée pourrait obtenir du gaz d'un gazoduc réglementé par l'Alberta et retourner le gaz ainsi traité en aval d'une usine de chevauchement existante.
Technologies émergentes ou de remplacement	Technologies nouvelles et émergentes moins dommageables pour l'environnement qui servent à remplacer des méthodes existantes de production d'énergie exigeant une utilisation intensive de ressources. Elles comprennent notamment les piles à combustible et les technologies d'épuration du charbon.
Transport (d'électricité)	Groupe interconnecté de lignes de transport et d'équipement connexe servant à transporter ou transférer l'énergie électrique entre des points d'approvisionnement et des points où elle est transformée pour être ensuite livrée aux clients ou à d'autres réseaux d'électricité.
Usine de chevauchement	Usine d'extraction de liquides de gaz naturel de grande dimension attenante à un gazoduc qui retourne le gaz résiduel dans le gazoduc.
Usine de coupes lourdes	Usine à gaz située à proximité ou à l'intérieur d'une usine de champ gazier et capable d'extraire l'éthane et d'autres liquides de gaz naturel au moyen d'un turbodétendeur.

OLÉODUCS RÉGLEMENTÉS PAR L'ONÉ

Nom du pipeline	Propriétaire	Type de pétrole brut	Marchés desservis
Enbridge - Canalisation 1 D'Edmonton à Superior, Wisconsin	Pipelines Enbridge Inc.	LGN Produits pétroliers raffinés Pétrole brut synthétique	Ontario PADD II
Enbridge - Canalisations 2a et 2b D'Edmonton à Superior, Wisconsin	Pipelines Enbridge Inc.	Condensats Pétroles synthétiques Bruts légers	Ontario PADD I PADD II
Enbridge - Canalisation 3 D'Edmonton à Superior, Wisconsin	Pipelines Enbridge Inc.	Bruts légers Bruts lourds Bruts moyens (à partir de Clearbrook)	Ontario PADD I PADD II
Enbridge - Canalisation 4 D'Edmonton à Superior, Wisconsin	Pipelines Enbridge Inc.	Bruts légers Bruts lourds (à partir de Clearbrook) Bruts moyens (à partir de Clearbrook)	
Enbridge - Canalisations 13a et 13b D'Edmonton à Clearbrook, Minnesota	Pipelines Enbridge Inc.	Pétroles synthétiques Bruts légers Bruts moyens	Ontario PADD I PADD II
Enbridge - Canalisation 65 De Cromer à Clearbrook, Minnesota	Pipelines Enbridge Inc.	Bruts légers	Ontario PADD I PADD II
Enbridge - Canalisation 5 De Superior à Sarnia, Ontario	Pipelines Enbridge Inc.	LGN Condensats Pétroles synthétiques Bruts légers	Ontario
Enbridge - Canalisations 6a et 6b De Superior à Sarnia, Ontario	Pipelines Enbridge Inc.	Bruts légers Pétroles synthétiques Bruts moyens Bruts lourds	Ontario
Enbridge - Canalisation 14/64 De Superior à Griffith/Hartsdale, Illinois	Pipelines Enbridge Inc.	Condensats Pétroles synthétiques Bruts légers Bruts moyens Bruts lourds	Ontario PADD II
Enbridge - Canalisation 61 De Superior à Flanagan, Illinois	Pipelines Enbridge Inc.	Pétroles synthétiques Bruts légers Bruts moyens Bruts lourds	Ontario PADD II
Enbridge - Canalisation 62 De Griffith/Hartsdale, Illinois à Flanagan, Illinois	Pipelines Enbridge Inc.	Bruts lourds	PADD II
Enbridge - Canalisation 55 (Spearhead) De Flanagan à Cushing, Oklahoma	Pipelines Enbridge Inc.	Pétroles synthétiques Bruts légers Bruts moyens Bruts lourds	PADD II

Nom du pipeline	Propriétaire	Type de pétrole brut	Marchés desservis
Enbridge – Canalisation 17 De Stockbridge à Toledo, Ohio	Pipelines Enbridge Inc.	Bruts lourds	PADD II
Enbridge – Canalisation 7 De Sarnia à Westover, Ontario	Pipelines Enbridge Inc.	Condensats Pétroles synthétiques Bruts légers Bruts moyens Bruts lourds	Ontario
Enbridge – Canalisation 10 De Westover à Kiantone, Ontario	Pipelines Enbridge Inc.	Condensats Pétroles synthétiques Bruts légers Bruts moyens Bruts lourds	Ontario
Enbridge – Canalisation 11 De Westover à Nanticoke, Ontario	Pipelines Enbridge Inc.	Condensats Pétroles synthétiques Bruts légers Bruts moyens Bruts lourds	Ontario
Enbridge – Canalisation 9 De Montréal à Sarnia	Pipelines Enbridge Inc.	Condensats Bruts légers	De Montréal à l'Ontario
Trans Mountain Pipeline D'Edmonton à Kamloops et Burnaby, C.-B., puis à Sumas, Washington	Kinder Morgan Canada Inc.	Pétroles synthétiques Bruts légers Bruts moyens Bruts lourds Produits pétroliers raffinés	C.-B. État de Washington Outre-mer/ Asie
Express Pipeline/Platte Pipeline De Hardisty à Casper, Wyoming De Casper, Wyoming à Wood River, Illinois	Kinder Morgan Canada Inc.	Pétroles synthétiques Bruts légers Bruts moyens Bruts lourds	PADD IV PADD II
Pipeline Trans-Nord	Pipelines Trans-Nord Inc. – appartenant à parts égales à Petro Canada, Compagnie pétrolière impériale et Shell	Produits pétroliers raffinés	Ontario Québec
Pipeline Portland-Montréal De Portland, Maine à Montréal	Pipeline Portland-Montréal Inc.	Condensats Bruts légers	Québec Ontario
Rangeland Pipeline D'Edmonton à Cutbank, Montana		Pétrole brut Condensats Butane	PADD IV
Milk River Pipeline De Milk River, Alberta à la frontière canado-américaine	Plains Midstream Canada	Pétrole brut	PADD IV
Wascana Pipeline De Regina à la frontière canado-américaine	Plains Midstream Canada	Pétrole brut	PADD IV
Bow River Pipeline De Hardisty jusqu'au Montana	Inter Pipeline Fund	Pétrole brut	PADD IV

PRINCIPAUX PROJETS D'OLÉODUCS PROPOSÉS AU CANADA *

Société/Projet	Capacité	Mise en service	Marché
Enbridge			
Pipeline Alberta Clipper ¹	71 400 m ³ /j (450 kb/j)	T4 2010	PADD II
Pipeline Southern Lights (diluant) ²	28 600 m ³ /j (180 kb/j)	Milieu 2010	Edmonton Côte américaine du golfe du Mexique
Projet Northern Gateway Projet Northern Gateway (diluant)	83 300 m ³ /j (525 kb/j) 30 600 m ³ /j (193 kb/j)	2015-2016 2015-2016	Asie/Outre-mer Edmonton
Trans Canada Pipelines			
Pipeline Keystone ³	69 000 m ³ /j (435 kb/j)	T4 2009	PADD II
Agrandissement Keystone/ Prolongement Cushing ⁴	24 800 m ³ /j (156 kb/j)	T4 2010	PADD II
Pipeline Keystone XL	111 100 m ³ /j (700 kb/j)	2012	PADD III
Pipeline Bow River	Pas d'augmentation de capacité Permettre des flux de pétrole brut séparés	2010	
Kinder Morgan			
Trans Mountain Pipeline TMPL TMX2 TMPL TMX3	12 700 m ³ /j (80 kb/j) 47 600 m ³ /j (320 kb/j)	2012 2013	PADD V/Outre-mer/ Extrême-Orient
Options au nord	63 500 m ³ /j (400 kb/j)	2014	
Altex	40 000 m ³ /j (250 kb/j)	2013-2014	Côte américaine du golfe du Mexique

* Projets qui seraient réglementés par l'ONÉ

1 Approuvé en février 2008

2 Approuvé en février 2008

3 Approuvé en septembre 2007

4 Approuvé en juillet 2008

PRINCIPAUX GAZODUCS RÉGLEMENTÉS PAR L'ONÉ

Pipeline	Exploitant	Propriétaire (%)	Source(s) d'approvisionnement	Marchés desservis
Réseau de l'Alberta de TransCanada	TransCanada	TransCanada PipeLines Ltd.	Ouest canadien	Alberta et les pipelines d'interconnexion vers les marchés hors de l'Alberta
Réseau principal de TransCanada	TransCanada	TransCanada PipeLines Ltd.	Ouest canadien, États-Unis	Prairies, Canada central et divers marchés américains via des pipelines d'exportation
Réseau Foothills de TransCanada, Saskatchewan	TransCanada	TransCanada PipeLines Ltd.	Ouest canadien	Midwest américain via un pipeline d'exportation
Réseau Foothills de TransCanada, C.-B.	TransCanada	TransCanada PipeLines Ltd.	Ouest canadien	Sud de la C.-B., le Nord-Ouest Pacifique des États-Unis et la Californie via un pipeline d'exportation
Pipeline Spectra BC	Spectra Energy	Spectra Energy	C.-B., Alberta, Yukon, Territoires du Nord-Ouest	Marchés internes de la C.-B. et autres marchés canadiens via l'Alberta. Le Nord-Ouest Pacifique des États-Unis via un pipeline d'exportation.
Gazoduc Trans Québec & Maritimes	TransCanada	TransCanada PipeLines Ltd. (50 %) et S.E.C. Gaz Métro (50 %)	Raccordement au réseau principal de TransCanada	Québec et Nord-Est des États-Unis via un pipeline d'exportation
Maritimes and Northeast Pipeline	Spectra Energy	Spectra Energy, (77,5 %), Emera Inc. (12,9 %) et ExxonMobil Canada (9,6 %)	Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse, Nouveau-Brunswick et Nord-Est des États-Unis
Gazoduc Alliance	Alliance	Enbridge Income Fund (50 %) et Fort Chicago Energy Partners LP (50 %)	C.-B., Alberta	Canada central via le raccordement avec le pipeline Vector et Midwest américain via les raccordements avec divers pipelines aux États-Unis

Pipeline	Exploitant	Propriétaire (%)	Source(s) d'approvisionnement	Marchés desservis
Gazoduc Brunswick d'Emera	Spectra Energy	Emera Inc.	GNL via le terminal méthanier Canaport	Atlantique Canada et le Nord-Est des É.-U. via le raccordement avec Maritimes and Northeast Pipeline
Sable Gas Pipeline	Sable Offshore Energy	ExxonMobil Canada, Shell Canada, Imperial Oil Resources, Pengrowth Energy Trust, Mosbacher Operating Ltd.	Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	Nouvelle-Écosse, Nouveau-Brunswick et Nord-Est des États-Unis

PRINCIPAUX PROJETS DE GAZODUCS PROPOSÉS AU CANADA *

Pipeline	Endroit	Augmentation de capacité en millions de m ³ /j (Gpi ³ /j)	Date d'achèvement prévue par les promoteurs	Marchés cibles
TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) et TransCanada Keystone GP Ltd. (Keystone)	Saskatchewan, Manitoba	-15 (-0,5)	2009-2010	Transformation des actifs pipeliniers actuels servant au transport du gaz pour qu'ils servent au transport du pétrole
Projet gazier Mackenzie	Delta du Mackenzie, des Territoires du Nord-Ouest à l'Alberta	34 (1,2)	2017	Amérique du Nord
EnCana - Pipeline Deep Panuke	Nouvelle-Écosse	8,5 (0,3)	2010	Canada atlantique, Nord-Est des États-Unis
SemCAMS Redwillow ULC - Pipeline Redwillow	C.-B., Alberta	2 (0,07)	Fin 2009	Ouest canadien
Spectra Energy Transmission (Westcoast) - Projet pipelinier South Peace	C.-B.	6,2 (0,22)	2009	Ouest canadien
TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) - Pipeline Groundbirch	C.-B.	28,3 (1)	Fin 2010	Ouest canadien
TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) - Canalisation principale Cabin **	C.-B.	S/O	2011	Ouest canadien
Dawn Gateway LP - Pipeline Dawn Gateway	Ontario	11,3 (0,4)	Late 2010	central Canada
Corridor du Centre-Nord	Alberta	S/O	Début 2010	Alberta

* Projets qui seraient réglementés par l'ONÉ

** Non déposé; processus d'appel de soumissions seulement

CAPACITÉ DES USINES DE CHEVAUCHEMENT AU CANADA

Usine de chevauchement	Exploitant	Capacité de gaz brut en millions de Mm ³ /j (Gpi ³ /j)
Empress 1	BP Canada Energy Co.	70,8 (2,5)
Empress 2	BP Canada Energy Co	73,6 (2,6)
Empress 5	BP Canada Energy Co	31,2 (1,1)
Empress Gas Liquids JV	ATCO Midstream	31,2 (1,1)
Duke Empress	Spectra Energy	68,0 (2,4)
EnCana Empress	Provident	34,0 (1,2)
Cochrane	Inter Pipeline Fund	70,8 (2,5)
Usine d' extraction d'éthane d'Edmonton	ATCO Midstream et ATCO Gas	10,2 (0,4)
Usine d' extraction de LGN de Younger	Taylor Management	9,91 (0,35)

PROJETS D'INFRASTRUCTURE DE LGN PROPOSÉS AU CANADA

Pipeline	Endroit	Utilisation des LGN	Capacité m ³ /j (Mb/j)	Date d'achèvement prévue par les promoteurs
Williams	Alberta	LGN/oléfines	6 800 (43)	2012 ¹
Inter Pipeline Fund - Pipeline de condensat Kearn	Alberta	Condensat	9 500 (60)	2012
Pembina - Pipeline Nipisi	Alberta	Condensat	3 500 (22)	2011
Enbridge - Southern Lights	Ouest canadien - Partie septentrionale du Midwest américain	Condensat	28 600 (180)	2010
Enbridge - Northern Gateway	C.-B., Alberta	Condensat	30 700 (193)	2015
Installation de stockage/ distribution	Endroit	Utilisation des LGN	Capacité m ³ /j (Mb/j)	Date d'achèvement prévue par les promoteurs
Keyera - Terminal de diluants de l'Alberta	Ft. Saskatchewan AB	Condensat	9 500 m ³ /j (60 kb/j)	2009
Provident - Agrandissement des installations de stockage de Redwater	Redwater AB	Condensat	159 000 m ³ (1,0 Mb)	T3 2009
			79 500 m ³ (0,5 Mb)	2011
Installation de production de LGN	Endroit	Utilisation des LGN	Capacité m ³ /j (Mb/j)	Proponents Estimated Completion Date
Agrandissement de l'usine de dégagements gazeux Williams	Ft. Mc Murray AB	Éthane, propane, butanes et oléfines	4 600 (29) ¹	
Inter Pipeline Fund - Agrandissement de l'usine Empress V	Empress AB	Éthane	1 100 (7)	T2 2009
Inter Pipeline Fund - Agrandissement de l'usine de Cochrane	Cochrane AB	Éthane	2 400 (15)	Reporté
Keyera - Projet d'extraction d'éthane de Rimbey	Rimbey AB	Éthane	800 (5)	T1 2009
Aux Sable - Usine de dégagements gazeux Heartland	Ft. Saskatchewan AB	Éthane, propane, butanes et oléfines	6 700 (4,2)	Reporté ²
Aux Sable - Usine d'extraction North Sable	Ft. Saskatchewan AB	Éthane	6 400 (40)	Reporté

1. Ajout à la production existante de 2 200 m³/j (14 kb/j)

2. Projet reporté par suite de la suspension du projet d'usine de valorisation de BA Energy

PRINCIPAUX PROJETS DE LIT PROPOSÉS AU CANADA *

Province	Projet	Promoteur	Échéancier	Renseignements sur la LIT
C.-B.	Projet Câble Juan de Fuca	Sea Breeze Power Corp.	En service en 2011	Ligne de transport sous-marine de 550 MW CCHT entre l'île de Vancouver près de Victoria et l'État de Washington près de Port Angeles
C.-B.	Projet Nord-Ouest Pacifique du Canada - Nord de la Californie	PG & E	Le WECC a accepté le rapport détaillé sur l'évolution du projet - Phase 1 et autorisé en mars 2009 le passage à la Phase 2 du projet pour l'évaluation nord-sud.	Connexion de 1 500 MW CA entre la C.-B et l'Orégon, pour passer à 3 000 MW entre l'Orégon et le nord de la Californie.
Saskatchewan et Alberta	Projet Wind Spirit	Rocky Mountain Power et Grasslands Renewable Energy	Achevé en 2018.	Énergie éolienne d'une capacité nominale de 3 000 MW émanant de quatre quadrants: Alberta, Montana, Saskatchewan et Dakota du Nord. L'énergie éolienne sera collectée en rassemblant des lignes de transport de 230 kV CA puis elle sera mise en forme et consolidée pour fournir de l'énergie renouvelable en charge de base pouvant être transportée par une ligne CCHT jusqu'aux marchés du Nevada, de la Californie et de l'Est.
Alberta	Ligne d'interconnexion Montana Alberta	Tonbridge Power Inc.	Construction devant débuter avant fin 2009	Ligne de transport de 230 kV et 300 MW, de 345 km de longueur reliant le sud de l'Alberta et le nord du Montana
Alberta	Northern Lights/ Plan décennal d'Alberta Electric System Operator	TransCanada Alberta Electric System Operator	Étapes préliminaires d'élaboration et de planification	Ligne de 500 kV et 3 000 MW CCHT entre le nord de l'Orégon et Edmonton, avec un éventuel prolongement jusqu'à Fort McMurray
Manitoba	Station Riel	Hydro Manitoba	En service en 2014	Modification de l'actuelle ligne de 500 kV qui va de la station de conversion Dorsey jusqu'au Minnesota. Le projet suppose le sectionnement et l'interruption de la ligne puis l'établissement d'une nouvelle ligne de 500 230 kV au site de la station Riel. Cette modification, autrement dit le sectionnement, permettra un nouvel apport d'énergie au réseau de transport de 230 kV dans le sud du Manitoba.

Province	Projet	Promoteur	Échéancier	Renseignements sur la LIT
Québec	Sous-station des Cantons en direction du sud du New Hampshire	HQ Energy Services	En mai 2009, la FERC a approuvé la structure de la transaction. Premières livraisons escomptées en 2014.	Une ligne de 250, longue de 350 km, transportera au moins 1 200 MW d'énergie du Québec en Nouvelle-Angleterre.
Terre-Neuve-et-Labrador et Québec	Agrandissement du complexe du cours inférieur du fleuve Churchill	Newfoundland and Labrador Hydro	En service en 2015	Ligne d'environ 1 400 MW en direction du Québec, de l'Ontario et/ou des Maritimes, et du Nord-Est des États-Unis.
Terre-Neuve-et-Labrador	Labrador-Island Transmission Link	Nalcor Energy	Inconnu.	Une ligne d'une capacité de 800 MW sur une distance de 1 200 km relierait l'île à la terre ferme. Elle pourrait être prolongée vers les Maritimes.
Nouveau-Brunswick	Des Maritimes au Nord-Est des États-Unis	New Brunswick System Operator	En service en 2017	LIT d'une capacité de 1 200 à 1 500 MW CCHT

* La totalité ou une partie des projets énumérés pourraient relever de l'ONÉ.

