



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Scénario de référence 2009

OFFRE ET DEMANDE ÉNERGÉTIQUES AU CANADA JUSQU'EN 2020



ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE JUILLET 2009

Canada



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Scénario de référence 2009

OFFRE ET DEMANDE ÉNERGÉTIQUES AU CANADA JUSQU'EN 2020

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE JUILLET 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 978-1-100-92890-6

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

Demandes d'exemplaires :

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

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 978-1-100-14027-8

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

Printed in Canada

Figures et tableaux	iii
Sigles et abréviations	v
Unités	vi
Avant-propos	vii
Résumé	ix
Chapitre 1 : Introduction	1
Chapitre 2 : Contexte énergétique	2
Marchés du gaz et du pétrole – Tendances mondiales et régionales	2
Politiques et programmes gouvernementaux	4
Chapitre 3 : Déterminants clés	6
Prix de l'énergie	6
Croissance économique	8
Principales incertitudes liées aux perspectives	9
Chapitre 4 : Perspectives en matière de demande d'énergie	11
Consommation d'énergie selon le secteur	13
Principales incertitudes liées aux perspectives	19
Chapitre 5 : Perspectives de l'offre de pétrole brut	21
Ressources	21
Perspectives de l'offre de pétrole brut	21
Bilans de l'offre et de la demande	25
Principales incertitudes liées aux perspectives	26
Chapitre 6 : Perspectives de l'offre de gaz naturel	28
Ressources	28
Perspectives de la production de gaz naturel au Canada	28
Gaz naturel liquéfié	33
Équilibre entre l'offre et la demande	33
Principales incertitudes liées aux perspectives	34
Chapitre 7 : Perspectives de l'offre de liquides de gaz naturel	36
Offre et consommation de liquides de gaz naturel	36
Principales incertitudes liées aux perspectives	38

Chapitre 8 : Perspectives de l'offre d'électricité	39
Capacité et production	39
Exportations, importations et transferts interprovinciaux	43
Principales incertitudes liées aux perspectives	44
Chapitre 9 : Perspectives de l'offre de charbon	45
Principales incertitudes liées aux perspectives	46
Conclusions	47
Glossaire	49
Tableaux de conversion	56
Guide des annexes	58

FIGURES

R.1	Comparaison des taux de croissance historiques et projetés – Population, produit intérieur brut et demande pour utilisation finale	ix
3.1	Prix du pétrole brut WTI à Cushing, en Oklahoma – Scénario de référence et scénarios de prix	6
3.2	Prix du gaz naturel au carrefour Henry, en Louisiane – Scénario de référence et scénarios de prix	7
4.1	Demande canadienne totale d'énergie secondaire – Scénario de référence et scénarios de prix	11
4.2	Demande pour utilisation finale – Comparaison des scénarios de référence 2009 et 2007	12
4.3	Demande résidentielle d'énergie selon le combustible – Scénario de référence	14
4.4	Demande commerciale d'énergie selon le combustible – Scénario de référence	15
4.5	Demande industrielle d'énergie selon le combustible – Scénario de référence	16
4.6	Demande d'énergie dans le secteur des transports selon le mode – Scénario de référence	18
4.7	Demande d'énergie dans le secteur des transports selon le combustible – Scénario de référence	18
5.1	Production totale de pétrole au Canada – Scénario de référence	21
5.2	Perspectives de l'offre de pétrole brut – Comparaison des scénarios de référence 2009 et 2007	22
5.3	Production tirée des sables bitumineux – Scénario de référence	23
5.4	Production de pétrole – Scénario de référence et scénarios de prix	24
5.5	Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut léger – Scénario de référence	25
5.6	Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut lourd – Scénario de référence	26
6.1	Prévisions du nombre de puits de gaz naturel forés – Scénario de référence et scénarios de prix	29
6.2	Production de gaz naturel au Canada – Scénario de référence	30
6.3	Perspectives de l'offre de gaz naturel – Comparaison des scénarios de référence 2009 et 2007	30
6.4	Production de gaz naturel au Canada – Scénario de référence et scénarios de prix	32
6.5	Exportations nettes de gaz naturel du Canada – Scénario de référence	34
7.1	Bilan de l'offre et de la demande d'éthane – Scénario de référence	37

8.1	Capacité de production d'électricité au Canada – Scénario de référence	39
8.2	Production par type de combustible – Comparaison des scénarios de référence 2009 et 2007	40
8.3	Production d'électricité au Canada par type de combustible – Scénario de référence	41
8.4	Transferts d'électricité interprovinciaux et exportations nettes – Scénario de référence	43
9.1	Production et consommation de charbon au Canada, 2005 et 2020 – Scénario de référence	46

TABLEAUX

5.1	Coûts d'immobilisation initiaux estimatifs et prix seuils des nouveaux projets de mise en valeur des sables bitumineux	24
-----	---	----

BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CCS	Capture de carbone et stockage
CO ₂	Dioxyde de carbone
DGV	Drainage par gravité au moyen de la vapeur
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
LGN	Liquides de gaz naturel
MH	Méthane de houille
ONÉ	Office national de l'énergie
PIB	Produit intérieur brut
RAP	Récupération assistée des hydrocarbures
SCV	Stimulation cyclique par la vapeur
WTI	West Texas Intermediate

Unités

\$ ou \$CAN	dollars canadiens
\$US	dollars américains
b	baril
b/j	barils par jour
Gb	milliard de barils
GJ	gigajoule
Gm ³	milliard de mètres cubes
Gpi ³	milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	milliards de pieds cubes par jour
GW	gigawatt
GWh	gigawattheure
kb/j	milliers de barils par jour
kpi ³	millier de pieds cubes
m ³	mètre cube
m ³ /j	mètres cubes par jour
Mb/j	millions de barils par jour
MBTU	million de BTU
Mm ³	million de mètres cubes
Mt	mégatonne
MW	mégawatt
PJ	pétajoule
Tpi ³	billion de pieds cubes
TWh	térawattheure

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie est un organisme fédéral indépendant qui a pour raison d'être de promouvoir, dans l'intérêt public canadien¹, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité de l'infrastructure et des marchés énergétiques, en s'en tenant au 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'Office s'occupe principalement de réglementer la construction et l'exploitation des oléoducs, gazoducs et productoducs interprovinciaux et internationaux, ainsi que des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées. En outre, l'Office réglemente les droits et tarifs des pipelines de son ressort.

En ce qui touche les divers produits énergétiques, l'Office réglemente les importations et les exportations de gaz naturel, les exportations de pétrole, de liquides de gaz naturel et d'électricité, de même que la prospection et la mise en valeur des ressources gazières et pétrolières dans les régions pionnières et zones extracôtières non assujetties à des accords de gestion fédéraux ou provinciaux.

En vertu de la fonction de conseil dont il est investi, l'Office surveille et analyse toutes les questions qui relèvent de sa compétence et fournit des renseignements et des avis dans les domaines de l'offre, du transport et de l'utilisation d'énergie à l'intérieur et à l'extérieur du Canada. À l'appui de ce rôle, l'Office publie des évaluations périodiques qui renseignent la population canadienne sur les tendances, faits et enjeux qui peuvent influencer sur les marchés canadiens de l'énergie.

L'Office produit depuis longtemps des projections de l'offre et de la demande d'énergie à l'intention des Canadiens. En 1967, il publiait sa première évaluation à long terme de l'offre et de la demande d'énergie. Son rapport le plus récent, intitulé *L'avenir énergétique du Canada – Scénario de référence et scénarios prospectifs jusqu'à 2030*, a paru en novembre 2007. Comme le titre le laisse deviner, cette évaluation examinait différents futurs énergétiques possibles pour les Canadiens jusqu'en 2030, en s'appuyant sur un scénario de référence à l'horizon 2015. Dans le présent rapport, l'ONÉ actualise et prolonge l'analyse du scénario de référence présenté dans le rapport de 2007.

Comme pour le rapport précédent, l'Office a sollicité les points de vue de spécialistes du domaine de l'énergie au Canada et d'autres parties prenantes intéressées à l'occasion d'une série de consultations tenues au printemps 2009. Il saisit cette occasion pour remercier ceux et celles qui ont pris part à ce processus de consultation. Les points de vue ainsi recueillis ont contribué à façonner les hypothèses et analyses qui sous-tendent le rapport.

1 L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens; il s'agit d'un équilibre entre les intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société. À titre d'organisme de réglementation, l'Office doit évaluer la contribution d'un projet au bien public général, et ses inconvénients éventuels, en peser les diverses conséquences et rendre une décision.

S'adresser à la personne suivante pour tout commentaire ou question au sujet du rapport :

Ingrid Ektvedt – ingrid.ektvedt@neb-one.gc.ca

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

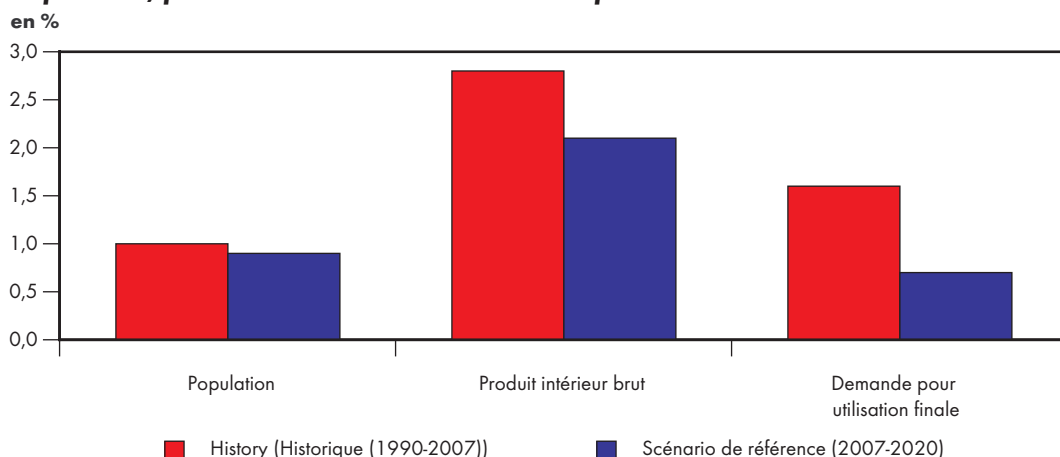
Pour obtenir de plus amples renseignements sur l'Office, y compris ses publications, prière de consulter son site Web au www.neb-one.gc.ca.

RÉSUMÉ

- Le présent rapport constitue une mise à jour et un prolongement du scénario de référence présenté dans le rapport de 2007 de l'Office intitulé *L'avenir énergétique du Canada – Scénario de référence et scénarios prospectifs jusqu'à 2030*. Le scénario de référence 2009 s'appuie sur les meilleures estimations courantes des futurs prix de l'énergie, tenant compte des perspectives économiques et des programmes gouvernementaux en place actuellement. Les projections touchant l'offre et la demande d'énergie portent jusqu'en 2020. Pour tempérer l'incertitude entourant les prix du gaz et du pétrole, le rapport examine également deux scénarios de prix, bas et élevé.
- Comme dans ses évaluations antérieures de l'offre et de la demande d'énergie à long terme, l'Office a profité de la préparation de cette analyse pour dialoguer avec les Canadiens au sujet des tendances qui se dessinent dans le secteur de l'énergie et de leurs retentissements sur les marchés et les infrastructures énergétiques du Canada. En effet, pour élaborer cette perspective énergétique, l'Office, au début de 2009, a rencontré des spécialistes du domaine de l'énergie ainsi que des représentants de parties prenantes intéressées, dont l'industrie, les gouvernements, les milieux universitaires et les organismes non gouvernementaux voués à l'environnement, afin qu'ils aident à façonner les hypothèses fondamentales du rapport et donnent leurs avis sur les résultats projetés.
- Suivent les principales conclusions qui se dégagent du scénario de référence 2009.
 - **Fort ralentissement de la croissance de la demande d'énergie**
Plusieurs facteurs sont à l'origine de ce résultat, notamment : un ralentissement de la croissance de la population et de la main d'œuvre, la progression des prix du pétrole,

FIGURE R.1

Comparaison des taux de croissance historiques et projetés – Population, produit intérieur brut et demande pour utilisation finale



une plus faible croissance économique, l'instauration d'autres programmes de gestion de la demande et une plus grande sensibilisation à l'impact environnemental de la consommation d'énergie. Entre 2007 et 2020, on prévoit que la demande d'énergie pour utilisation finale au Canada croîtra en moyenne de 0,7 % par année, ce qui est bien en deçà du taux de croissance historique de 1,6 % observé depuis 1990 (figure R.1). Par ailleurs, l'intensité énergétique, définie comme la consommation d'énergie en regard de la production économique canadienne, fléchit au rythme de 1,3 % par année. Cette baisse est attribuable principalement à l'accroissement de l'efficacité énergétique des appareils consommant de l'électricité ou du gaz naturel, ainsi qu'au déclin de certains secteurs de l'industrie lourde. Si les projections de ralentissement de la demande d'énergie se concrétisent, le taux de croissance des émissions de gaz à effet de serre sera inférieur au taux historique et à celui avancé dans le scénario de référence 2007.

- **Plus grande place des ressources non classiques dans l'offre de gaz et de pétrole**

Dans le cas du gaz comme dans celui du pétrole, on s'attend à un déclin continu de la production à partir de sources classiques. Cette baisse est toutefois largement compensée par l'augmentation des ressources non classiques. D'ici la fin de la période à l'étude, les sables bitumineux compteront pour environ les trois quarts de l'offre canadienne de pétrole, alors qu'ils en représentent moins de la moitié à l'heure actuelle. De plus, il est prévu que le gaz de schistes et le gaz de réservoir étanche connaîtront un essor considérable, au point de constituer les deux tiers de la production totale de gaz naturel à la fin de la période visée, comparativement à seulement un tiers actuellement. Selon les attentes, le rôle grandissant de ces ressources non classiques en Amérique du Nord brisera la relation qui existe depuis toujours entre les prix du pétrole et du gaz naturel. En outre, les exportations canadiennes de gaz naturel, dont on prévoyait la forte baisse dans les projections antérieures, pourraient se stabiliser dans un horizon de moyen à long terme d'après les prévisions actuelles.

En raison des prix du pétrole peu attrayants et du resserrement des capitaux, plusieurs projets de mise en valeur des sables bitumineux ont été retardés par rapport à l'échéancier prévu dans les projections antérieures. Les immenses ressources du Canada en sables bitumineux prennent de plus en plus d'importance comme source d'approvisionnement en pétrole ne provenant pas des pays membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole. En outre, la commercialisation de ces ressources dépendra dans une large mesure du rythme de la reprise économique mondiale, des prix du pétrole ainsi que des coûts inhérents à l'amélioration des procédés et à la conformité environnementale.

- **Production d'électricité moins polluante**

Avec la mise au rancart des centrales au charbon en Ontario et la forte croissance escomptée des autres technologies de production, le réseau d'électricité canadien s'engage dans la voie de la production à faible intensité d'émissions. Le ralentissement de la croissance de la demande d'électricité à la faveur des mesures d'efficacité énergétique influe également sur la demande de nouvelle production.

La capacité des centrales hydroélectriques, nucléaires et au gaz naturel devrait augmenter. Même si la part des technologies émergentes non classiques devrait rester modeste, à moins de 15 % à l'horizon 2020, des changements majeurs s'annoncent en ce qui concerne l'ampleur de ces technologies de production. À commencer par

la capacité d'énergie éolienne, qui devrait représenter 10 % de la capacité totale installée en 2020. D'autres technologies de production, comme la biomasse, les gaz d'enfouissement, la chaleur résiduelle, l'énergie solaire et l'énergie marémotrice, sont en nette progression également. En 2020, les technologies comme la capture de carbone et son stockage devraient être utilisées plus abondamment afin de restreindre les émissions issues de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles.

Mis à part les aspects mentionnés plus haut, les conclusions globales du scénario de référence 2007 restent intactes. Les Canadiens peuvent s'attendre à des marchés de l'énergie qui fonctionnent bien, avec des prix qui favorisent un équilibre entre l'offre et la demande. L'énergie issue des combustibles fossiles classiques devrait être la source d'approvisionnement dominante, mais les sources non classiques continueront d'accroître leur part de marché. L'intégration de l'énergie, de l'environnement et de l'économie continuera de cheminer et les Canadiens tiendront de plus en plus compte des enjeux environnementaux dans leurs décisions.

INTRODUCTION

- Le rapport intitulé *L'avenir énergétique du Canada – Scénario de référence et scénarios prospectifs jusqu'à 2030* a paru en novembre 2007. Il se penchait sur les futurs énergétiques possibles pour le Canada jusqu'en 2030. Cette analyse s'appuyait sur des projections de base, appelées le scénario de référence, qui traçaient les tendances de l'offre et de la demande d'énergie jusqu'en 2015, compte tenu des perspectives macroéconomiques, des prix de l'énergie ainsi que des politiques et programmes gouvernementaux en place. De plus, trois scénarios prospectifs, chacun fondé sur un ensemble d'hypothèses cohérentes distinct, ont été examinés.
- Le présent rapport actualise et prolonge l'analyse du scénario de référence 2007 de l'Office national de l'énergie (ONÉ). Des changements majeurs se sont produits depuis la parution du dernier rapport, dont la flambée, puis la chute, des prix mondiaux du pétrole, une crise financière internationale et la récession économique, non moins mondiale, qui en a découlé, ainsi que l'adoption de nouvelles politiques énergétiques et environnementales. Dans ce contexte de prix de l'énergie instables², nous avons défini deux scénarios de prix (bas et élevé) afin de présenter une perspective plus large sur la situation énergétique. Le présent rapport étend à l'horizon 2020³ la portée de notre analyse du scénario de référence.
- Les chapitres subséquents traitent des changements clés qui influencent l'analyse du scénario de référence et relèvent les faits saillants de l'évolution de l'offre et de la demande d'énergie au Canada. Des tableaux de données se trouvent dans les annexes et peuvent aussi être consultés sur le site Web de l'ONÉ⁴.

2 Il est à noter que les scénarios de prix bas et élevé élaborés dans cette mise à jour consistent en des analyses de sensibilité, à la différence des analyses de scénarios présentées dans le rapport de 2007. La principale différence entre les deux méthodes est que l'analyse de sensibilité cherche à établir la mesure où le changement d'une variable influe sur les résultats d'ensemble, tandis que l'analyse de scénarios tient compte de l'interaction de plusieurs variables à la fois (p. ex., évolution des prix, croissance économique, progrès techniques, politiques gouvernementales, géopolitique, comportement du consommateur et ainsi de suite). Cependant, les deux méthodes se prêtent à une analyse des incertitudes.

3 Dans le présent rapport, la dernière année de données historiques varie selon la disponibilité d'informations statistiques; par exemple, la dernière année pour laquelle on dispose de données historiques sur l'offre d'électricité est 2006, celle des données sur la demande pour utilisation finale et les émissions de gaz à effet de serre est 2007, et celle pour l'offre de gaz et de pétrole est 2008.

4 www.neb-one.gc.ca.

CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE

- Le marché canadien de l'énergie ne fonctionne pas en vase clos. Les tendances des prix mondiaux et régionaux de l'énergie, les courants macroéconomiques, les progrès de la technologie et l'évolution des politiques et programmes gouvernementaux sont autant de facteurs qui l'influencent profondément. Ce chapitre fournit des renseignements fondamentaux qui aideront à comprendre les résultats du scénario de référence 2009. Le lecteur trouvera d'autres renseignements de base utiles dans *l'Aperçu de la situation énergétique au Canada 2008*, accessible sur le site Web de l'ONÉ.

Marchés du gaz et du pétrole – Tendances mondiales et régionales

Pétrole brut

- Au cours de la dernière décennie, les prix du pétrole ont connu des hauts et des bas spectaculaires, variant au gré de la conjoncture économique mondiale. Entre 2000 et 2007, les prix mondiaux du pétrole brut ont fortement augmenté, progression qui était soutenue par un accroissement de la demande mondiale d'énergie et la rareté des approvisionnements énergétiques. Pendant cette période, nombre d'économies émergentes et en voie de développement, telles que celles de l'Inde et de la Chine, ont affiché des taux de croissance soutenus de plus de 7 % par année, ce qui a alimenté l'augmentation rapide de la demande mondiale de combustibles. Au même moment, l'offre mondiale de pétrole brut parvenait à peine à suivre le rythme de croissance de la demande, pâtissant de l'épuisement des sources classiques de pétrole et des tensions géopolitiques qui limitaient l'accès aux approvisionnements de certaines régions du globe (p. ex., nationalisme économique et politique ou opposition locale au développement).
- Au début de 2008, les prix du pétrole ont dépassé la barre des 100 \$US/b pour la toute première fois. Continuant à monter tout au long du premier semestre de l'année, ils ont atteint en juillet le niveau record de 147 \$US/b. Ces prix élevés ont entraîné une contraction de la demande dans les pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques, mais la croissance de la demande s'est maintenue dans bon nombre d'économies émergentes, en partie à cause de subventions au combustible qui protégeaient le consommateur du plein effet de la hausse des prix. Dans ce contexte de demande croissante, les approvisionnements mondiaux demeuraient rares et cette situation a nourri le mouvement à la hausse des prix du pétrole brut. Ces aspects fondamentaux de l'offre et de la demande ont été exacerbés par la montée des bénéfices réalisés sur les produits de base, laquelle a déclenché une vague de placements sur le marché du pétrole et a accru d'autant plus l'instabilité des prix de ce combustible. Du reste, la dévaluation de la devise américaine a aussi contribué à la hausse des prix du pétrole.
- Au second semestre de 2008, les prix du pétrole ont suivi une tendance inverse alors que les répercussions de l'effondrement du marché immobilier et de la crise financière

aux États-Unis se sont fait sentir partout dans le monde. Les entreprises avaient du mal à obtenir du crédit et la prospérité des consommateurs s'est effritée sous l'effet de la chute des prix des maisons, de la débandade des marchés des actions et du bilan croissant des pertes d'emploi. Ces facteurs ont ébranlé la confiance et provoqué une baisse de la consommation et des investissements.

- Plus que jamais auparavant, les pays sont liés les uns aux autres par les flux commerciaux et financiers. Les facteurs qui ont acculé les États-Unis – la plus grande puissance économique au monde – à la récession ont eu un effet domino dans le monde entier. Bien qu'on ait pensé, au début du ralentissement économique mondial, que les économies émergentes et en développement pourraient échapper aux effets de la récession américaine (du fait de l'ampleur relative et de la vigueur de leur demande interne ainsi que de l'importance croissante du commerce interrégional en Asie), le monde entier est plongé aujourd'hui dans la récession économique la plus synchrone qu'on ait vue en 50 ans⁵.
- Le déclin de l'activité économique à l'échelle internationale a freiné la croissance de la demande d'énergie. À la fin de septembre 2008, les stocks mondiaux de pétrole brut continuaient à s'accumuler et les prix du pétrole étaient en baisse. À l'issue de trois rencontres survenues vers la fin de 2008, les pays membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole ont convenu de retrancher 670 milliers m³/j (4,2 Mb/j) de la production de pétrole dans l'espoir de stopper la dégringolade des prix. Or, la détérioration de la conjoncture économique couplée à l'accumulation continue des stocks a fait en sorte que les contrats visant le pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) à échéance rapprochée ont terminé l'année à 45 \$US/b. Au Canada, la chute des prix de l'énergie s'est répercutée sur les budgets des sociétés, entraînant une baisse des activités de forage et le report, sinon carrément l'annulation, de projets énergétiques canadiens. Au premier trimestre de 2009, les cours mondiaux du pétrole brut se sont stabilisés autour de 40 \$US/b. En mai 2009, les prix moyens avaient remonté pour atteindre 60 \$US/b.
- L'avenir des prix du pétrole, à court et à long terme, dépendra de la reprise économique mondiale. Les gouvernements et les banques centrales de tous les pays du monde adoptent des politiques monétaires et fiscales pour lutter contre la crise financière et le ralentissement économique international. Toutefois, la durée et la sévérité de la récession, tout comme le rythme de la reprise économique, demeurent du règne des incertitudes. Certaines projections⁶ laissent entendre que la croissance économique mondiale, dans son ensemble, régressera de 1,7 % en 2009. Les deux premiers trimestres de 2009 accusent une croissance négative, tandis que les deux derniers laissent espérer un début de reprise. En 2010, l'économie mondiale poursuivra lentement sa reprise et, selon les projections, pourrait atteindre un taux de croissance de 2,3 %. Il convient de comparer ce taux à la croissance annuelle moyenne de plus de 3 % enregistrée depuis l'an 2000.

Gaz naturel

- Sur les marchés du gaz naturel, le ralentissement économique a fortement réduit la demande du secteur industriel, alors même que l'offre de gaz naturel augmentait aux États-Unis. Depuis l'élaboration du scénario de référence précédent, le changement le plus important à survenir sur les marchés nord-américains du gaz naturel réside dans la possibilité d'un accroissement substantiel de la production de gaz de réservoir étanche et

5 Fonds monétaire international, *World Economic Outlook*, avril 2009. Accessible à l'adresse : www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2009/01/index.htm.

6 Banque mondiale, *Global Economic Prospects 2009*, 30 mars 2009. Accessible à l'adresse : <http://siteresources.worldbank.org/INTGEP2009/Resources/5530448-1238466339289/GEP-Update-March30.pdf>.

de gaz de schistes. Les progrès dans ce sens se répandent rapidement aux États-Unis et commencent à se manifester au Canada. La commercialisation de ces ressources gazières a été rendue possible par les avancées technologiques dans le domaine de la fracturation des roches, qui ont amélioré la récupération du gaz et créé ainsi le potentiel de mettre en valeur de vastes quantités de gaz naturel dans plusieurs nouvelles régions.

- Le déséquilibre commercial engendré par un surplus d'approvisionnements en présence d'une demande languissante a fait chuter les prix du gaz naturel de près de 75 % par rapport au sommet de 13,32 \$US/MBTU enregistré en juillet 2008 et causé une baisse de 50 % en 2009 des activités de forage liées au gaz naturel. À terme, cette réduction de l'effort de forage entraînera une baisse de la production et, couplée à une reprise de la demande, contribuera à rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande de sorte que les prix pourraient commencer à remonter en 2010. Ce serait le signal de départ du prochain cycle économique du gaz naturel, lequel serait marqué par une intensification des travaux de forage et un renforcement de l'offre et de la demande en 2011 et 2012.

Politiques et programmes gouvernementaux

- L'énergie et l'environnement sont de plus en plus interreliés. Selon certains indices, nous serions à l'aube de profonds changements dans la politique environnementale nord-américaine, changements qui pourraient fortement influencer la production et la consommation d'énergie au Canada.
- Nombreuses ont été les annonces de mesures environnementales depuis la parution du rapport de 2007, tant au palier national qu'international. La nouvelle administration américaine est en faveur de la création de lois fédérales prévoyant un système de plafonnement et d'échange d'émissions. Au Canada, le gouvernement fédéral a dévoilé d'autres précisions au sujet de la réduction de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre (GES) dans le secteur industriel, avec la publication du *Cadre réglementaire sur les émissions industrielles de gaz à effet de serre*. Quatre provinces canadiennes et sept États américains se sont associés sous l'égide de la Western Climate Initiative, qui élabore un programme de plafonnement et d'échange pour le marché du carbone régional⁷. N'oublions pas non plus les mouvements qui s'amorcent pour améliorer les normes d'économie de carburant des véhicules en Amérique du Nord, ainsi que pour arrêter une norme de carburant à basse teneur en carbone.
- À l'échelon provincial, plusieurs directives cadres sont en place, dont le BC Energy Plan de la Colombie-Britannique, la *Climate Change and Emissions Management Amendment Act* (loi modificatrice sur le changement climatique et la gestion des émissions) de l'Alberta et le plan *Beyond Kyoto* du Manitoba. Les administrations provinciales ont aussi fourni plus de précisions sur des politiques et des programmes existants. Du reste, la plupart des provinces canadiennes se sont maintenant donné un mandat en matière d'efficacité énergétique.
- Ces directives cadres méritent d'être signalées et fournissent une perspective des orientations futures possibles. Cependant, nombre d'entre elles n'en sont pas encore rendues au stade de programmes. Le scénario de référence 2009 ne tient compte que des programmes gouvernementaux en vigueur, si bien que les effets éventuels de politiques en instance d'évolution, comme celles qui sont mentionnées ci-dessus, n'ont pas été analysés quantitativement. Par ailleurs, des initiatives comme les programmes de plafonnement et d'échange et les normes de carburant à basse teneur en carbone sont relevées dans le

⁷ Les régions participantes sont la Colombie-Britannique, le Manitoba, l'Ontario, le Québec, l'Arizona, la Californie, le Montana, le Nouveau-Mexique, l'Oregon, l'Utah et l'État de Washington.

rapport lorsqu'il s'agit d'examiner les tendances qui se dessinent. Ceci, du reste, cadre bien avec la méthodologie couramment adoptée par d'autres groupes œuvrant dans le dossier de l'énergie, comme l'Energy Information Agency des États-Unis.

- Le lecteur trouvera au chapitre 4 des exemples de politiques et de programmes qui sont pris en compte dans cette analyse. Ceux-ci consistent notamment en des codes du bâtiment plus stricts, de nouvelles normes d'efficacité énergétique pour l'équipement consommateur d'énergie ainsi que des règlements qui favorisent l'utilisation des énergies renouvelables et l'application de taxes sur le carbone (Québec et Colombie-Britannique). De ce fait, le scénario de référence 2009 présente certains des traits du scénario Triple-E examiné dans le rapport de 2007⁸.

8 Le scénario Triple-E était l'un des résultats énergétiques possibles envisagés dans ce rapport. Selon ce scénario, la société recherchait de plus en plus l'équilibre entre les objectifs économiques, environnementaux et énergétiques.

DÉTERMINANTS CLÉS

- Nous examinons dans ce rapport trois scénarios de prix différents. Le scénario de référence reflète un point de vue modéré sur les prix futurs de l'énergie, qui ressort des consultations menées auprès des parties prenantes au début de 2009. L'ONÉ examine aussi d'autres scénarios qui prennent pour hypothèses des prix du pétrole brut et du gaz naturel plus bas ou plus élevés. Ces analyses sont désignées le scénario de prix bas et le scénario de prix élevé.

Prix de l'énergie

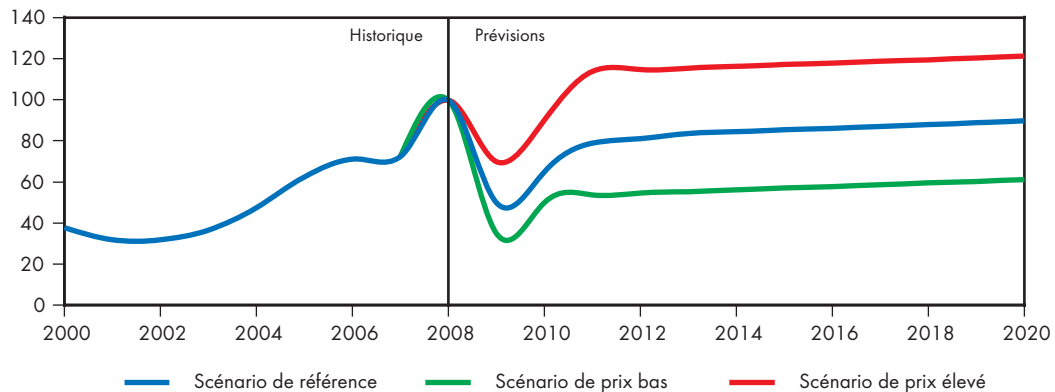
Prix du pétrole brut

- Dans le scénario de référence, le prix du pétrole brut WTI en 2009 est réputé se tenir en moyenne autour de 50 \$US/b. On présume qu'il augmente à mesure que l'économie mondiale se rétablit, pour atteindre 90 \$US/b d'ici 2020 (en \$US de 2008/b). Par comparaison, le scénario de référence 2007 tenait pour acquis que les prix du pétrole brut seraient constants, autour de 50 \$US/b en moyenne⁹. Les perspectives de prix de 2009 sont influencées par les paramètres fondamentaux de l'offre et de la demande mondiales d'énergie, lesquels laissent entrevoir un resserrement à long terme du marché du pétrole brut qui favorisera une croissance réelle du prix du pétrole. À cet égard, la croissance des revenus et de la demande dans les économies émergentes après 2009, de même que les difficultés et les coûts croissants de la mise en valeur de nouveaux gisements de pétrole brut, représentent des facteurs de première importance.

FIGURE 3.1

Prix du pétrole brut WTI à Cushing, en Oklahoma – Scénario de référence et scénarios de prix

en \$US de 2008/b



9 À moins d'indication contraire, les prix sont exprimés en \$US de 2008.

- Dans le scénario de prix bas, le prix du pétrole brut WTI dépasse tout juste 60 \$US/b en 2020; dans le scénario de prix élevé, il grimpe à un peu plus de 120 \$US/b.

Prix du gaz naturel

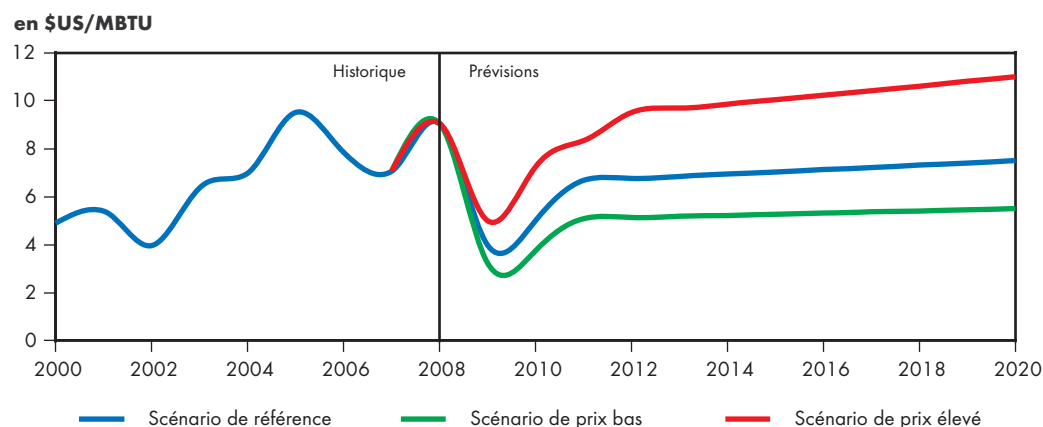
- Dans le scénario de référence, le prix du gaz naturel au carrefour Henry, après avoir chuté considérablement en 2009, remonte graduellement et passe de 6,70 \$US/MBTU en 2011 à 7,50 \$US/MBTU en 2020. Ces prix sont légèrement inférieurs au cours de 7,50 \$US/MBTU que supposait le scénario de référence 200710 et reflètent une plus grande disponibilité d'approvisionnement en gaz de réservoir étanche et en gaz de schistes.
- Les prix du gaz naturel sont déterminés en grande partie à l'échelle continentale; ceci tient à la nature intégrée du marché de l'offre et de la demande gazières en Amérique du Nord ainsi qu'à la capacité d'importation et à la fluidité du marché mondial du gaz naturel liquéfié (GNL). Traditionnellement, les prix du gaz naturel ont suivi l'évolution des cours du pétrole brut, bien qu'ils soient restés habituellement un peu en deçà de ceux-ci sur la base de l'équivalence énergétique 6 : 1, ce qui a donné un rapport d'environ 10 : 1 entre le prix du gaz naturel et celui du pétrole (le second étant coté en \$/b et le premier en \$/MBTU). Ce rapport de prix ne s'est pas maintenu ces dernières années et son avenir est incertain.
- Dans le scénario de prix bas, le prix du gaz naturel au carrefour Henry passe de 5,10 \$US/MBTU en 2011 à 5,50 \$US/MBTU en 2020. Selon le scénario de prix élevé, il passe de 8,30 \$US/MBTU en 2011 à 11,00 \$US/MBTU en 2020.

Prix de l'électricité

- Les prix de l'électricité sont établis sur les marchés régionaux. Les prix à la consommation tiennent compte des coûts de production, de transport et de distribution. Ces prix sont les plus bas dans les provinces qui produisent principalement de l'hydroélectricité (comme la Colombie-Britannique, le Manitoba et le Québec), lesquelles bénéficient d'une grande proportion d'actifs patrimoniaux à faible coût, notamment constitués de centrales hydroélectriques qui, souvent, ont plusieurs dizaines d'années et dont les coûts d'immobilisation sont amortis dans une large mesure.

FIGURE 3.2

Prix du gaz naturel au carrefour Henry, en Louisiane – Scénario de référence et scénarios de prix



10 En fait, le prix indiqué dans le rapport de 2007 était de 7,00 \$US, mais celui-ci étant exprimé en dollars de 2005.

-
- Dans la plupart des provinces et territoires, les prix sont fondés sur le coût de la prestation des services aux consommateurs et tiennent compte d'un taux de rendement réglementé pour les actifs de production, de transport et de distribution. Les coûts sont approuvés par des organismes de réglementation provinciaux, parfois municipaux. Au besoin, le coût des nouveaux équipements de production, généralement plus élevé que celui des actifs patrimoniaux, doit aussi être approuvé et intégré à l'ensemble, ce qui entraîne une hausse des coûts moyens.
 - Ce modèle vaut pour l'ensemble des provinces et territoires, sauf l'Alberta et l'Ontario. En Alberta, les coûts de production varient en fonction des conditions qui prévalent sur des marchés de gros concurrentiels. L'Ontario marie les deux méthodes avec un mélange de prix patrimoniaux pour les centrales hydroélectriques, nucléaires et alimentées au charbon, et de prix en fonction du marché pour les nouvelles installations de production.
 - Généralement, les prix ont tendance à être plus élevés pour les clients du secteur résidentiel, et moindres pour les clients à fort volume des secteurs commercial et industriel, ce qui reflète le coût des prestations à l'endroit de ces marchés. En outre, les gros clients peuvent avoir accès à de l'électricité à des coûts moindres que ceux proposés par les services publics d'électricité, provinciaux ou municipaux. Cette possibilité exige un libre accès aux réseaux de transport (ou un accès aux marchés de gros). Un accès aux marchés de gros existe sous une forme ou une autre dans toutes les provinces.
 - Comme dans le scénario de référence 2007, les tarifs d'électricité continuent à subir des pressions à la hausse dans le scénario de référence 2009. Ceci tient en grande partie à la mise en place de moyens de production plus coûteux et à l'amélioration prévue des réseaux de transport d'électricité.

Prix du charbon

- Au Canada, les prix du charbon destiné à la production d'électricité varient grandement selon la région et sont généralement plus bas dans l'Ouest canadien, reflétant les coûts propres à l'intégration de l'extraction minière et de la production d'électricité (centrales à proximité de la mine). Les prix du charbon importé en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick et en Ontario reflètent le degré de concurrence qui existe sur les marchés internationaux. Le charbon de l'Ouest canadien n'est habituellement pas concurrentiel en Ontario lorsque les écarts de qualité et les coûts de transport sont pris en compte.
- Jusqu'en 2020, on suppose que les prix du charbon demeurent à peu près constants aux niveaux enregistrés en 2007. Dans le scénario de référence, les pressions concurrentielles et l'accroissement de la productivité dans les secteurs de l'exploitation minière et du transport ferroviaire empêchent que les prix du charbon suivent la poussée graduelle des prix du pétrole et du gaz. Aucune hypothèse n'est posée dans le scénario de référence au sujet d'un prix différentiel pour le carbone.

Croissance économique

- Les projections économiques constituent un déterminant clé des projections du scénario de référence. Les variables macroéconomiques, notamment la croissance de l'économie, la production brute, l'inflation et les taux de change, servent à produire les perspectives sur l'offre et la demande d'énergie.
- Dans le présent scénario de référence, la croissance du produit intérieur brut (PIB) réel est en moyenne de 2,1 % par année tout au long de la période visée. La croissance

économique à long terme varie selon les hypothèses posées en ce qui touche la population, la main-d'œuvre et la productivité. Le taux de croissance économique est plus faible que celui qui était avancé dans le scénario de référence précédent, traduisant des hypothèses plus prudentes concernant le taux de croissance de la productivité (1,1 % plutôt que 1,6 %).

- L'analyse reflète la récession économique qui sévit actuellement. La croissance économique a été estimée à -2,6 % pour 2009 et on suppose que, à la faveur de la reprise, elle atteindra +2,6 % en 2010. Comme cela s'est produit dans de nombreux cycles économiques antérieurs, on présume que la récession sera suivie d'un stade de reprise marqué par une croissance rapide, auquel succédera, en 2013, le retour à une croissance à long terme en ligne avec les hypothèses démographiques et de productivité posées dans cette analyse.
- On s'attend à ce que l'évolution des prix des produits de base influe sur la conjoncture économique canadienne ainsi que sur le taux de change. Ces dernières années, la valeur du dollar canadien a fluctué par rapport à la devise américaine en fonction des prix mondiaux du pétrole brut, s'appréciant quand les prix montaient et se dépréciant lorsqu'ils reculaient.
- Dans le scénario de prix bas, les coûts à la consommation pour l'énergie, à la fois directs (carburants de transport, par exemple) et indirects, sont moins élevés dans le cas des produits où l'énergie constitue un intrant (comme pour le transport des biens jusqu'au marché). Ces coûts moins élevés stimulent la consommation. De plus, le secteur manufacturier, étant concentré dans la région centrale du Canada, bénéficie de coûts moindres au niveau des intrants et de conditions d'échanges plus avantageuses, vu que le taux de change est présumé se déprécier avec la baisse des prix mondiaux du pétrole brut. Cette conjoncture contribue à stimuler la croissance économique dans ce secteur. Même si les consommateurs et les industries dans les provinces productrices de gaz et de pétrole profitent d'une énergie meilleur marché, la croissance économique globale pâtit des faibles prix de l'énergie car ils entraînent un recul de la production gazière et pétrolière. L'effet opposé tend à se produire dans le scénario de prix élevé.
- Le résultat net est un écart relativement modeste entre les taux de croissance économique à l'échelle nationale. Selon les projections, la croissance économique canadienne atteint 2 % dans le scénario de prix bas, et 2,3 % dans le scénario de prix élevé.

Principales incertitudes liées aux perspectives

- Les prix mondiaux futurs du pétrole brut demeurent une incertitude clé. L'examen des deux scénarios de prix, bas et élevé, a permis de tempérer certains des risques associés à ce facteur.
- La relation entre les prix du gaz naturel et ceux du pétrole brut a évolué au fil des ans. Jusque vers le milieu de 2007, les prix du gaz naturel en Amérique du Nord ont souvent fluctué à l'intérieur d'une fourchette délimitée, dans le haut, par le prix du distillat (le mazout de chauffage, par exemple) et, dans le bas, par le prix du mazout résiduel, brûlé dans les chaudières pour certaines applications industrielles et pour la production d'électricité.
- Une des raisons principales invoquée pour expliquer la relation observée était la capacité des installations industrielles et de production d'électricité à fonctionner bicombustible de passer aisément du gaz naturel au mazout résiduel, et inversement, selon ce qui coûtait le moins cher. Or, en raison de facteurs tels que les coûts d'entretien élevés, les contraintes environnementales et les difficultés de localisation, le nombre d'installations capables d'utiliser plus d'un combustible s'est érodé avec le temps au point de devenir négligeable. Ceci donne à croire que la relation observée serait davantage un artefact comportemental qu'une réalité matérielle.

- Depuis le milieu de 2007, les prix du gaz naturel ont souvent suivi les prix du mazout résiduel avec un écart en moins de 3,00 \$US à 4,00 \$US, se rapprochant plutôt du prix du charbon livré aux services publics d'électricité de l'Est, droits d'émission compris. Cette situation a conduit à l'hypothèse que le prix du charbon est peut-être devenu la nouvelle limite de prix inférieure du gaz naturel, un prix plancher charbon. Ce point de vue s'appuie sur l'envergure du parc américain de centrales alimentées au charbon, lequel est assez vaste¹¹ pour qu'une substitution même mineure d'unités au charbon au profit de centrales alimentées au gaz naturel créerait une demande supplémentaire de gaz naturel suffisante pour empêcher que les prix du gaz naturel ne reculent davantage.
- La contribution croissante du gaz de réservoir étanche et du gaz de schistes aux approvisionnements en gaz naturel aide à atténuer les craintes d'une offre future insuffisante et pourrait creuser l'écart traditionnel entre les prix nord-américains du gaz naturel et les prix mondiaux du pétrole. Vu leur abondance relative, ces ressources pourraient influencer sur les importations de GNL, les projets des régions pionnières et les exportations canadiennes aux États-Unis.

D'aucuns disent que le gaz de schistes peut être produit rentablement aux États-Unis à des prix de marché situés dans la plage de 3,50 \$US/MBTU à 4,00 \$US/MBTU. À mesure qu'augmente l'apport du gaz de schistes dans la production globale, on pourrait assister à une défaveur encore plus grande à l'endroit du gaz classique à coût élevé, ce qui ferait baisser les coûts du gaz naturel.

L'ampleur relative du potentiel de gaz de schistes en Amérique du Nord pourrait empêcher les prix du gaz naturel de progresser. Par contre, l'opinion que les coûts et les prix du pétrole brut pourraient augmenter est assez répandue. Au nombre des pressions haussières susceptibles de s'exercer sur les coûts du pétrole brut figurent la montée du nationalisme à l'égard des ressources, les plus grands défis techniques associés à la mise en valeur de gisements extracôtiers profonds ou sous-sel, les coûts environnementaux et d'exploitation plus élevés inhérents à l'exploitation des sables bitumineux, sans oublier la croissance de la demande de pétrole dans les pays en développement.

- L'influence de ces facteurs sur les prix du gaz naturel n'étant pas claire à ce stade-ci, la démarche retenue dans la présente analyse a consisté à tracer une trajectoire indépendante pour les prix du gaz naturel compte tenu des grands paramètres du marché nord-américain, notamment les coûts, l'offre et la demande. Si les rapports de prix avec d'autres combustibles deviennent plus évidents à l'avenir, on pourra en faire état dans des versions futures de cette analyse.
- L'incertitude économique actuelle pose également un risque dans le contexte de la mise à jour du scénario de référence. En effet, la durée et la gravité de la récession économique qui sévit au Canada et dans tous les pays du monde sont des inconnues, tout comme l'est le rythme de la reprise économique. Si ces facteurs devaient évoluer d'une façon autre que celle présumée dans cette analyse, cela se répercutera sur les marchés de l'énergie et sur les projections du scénario de référence.
- Au cours de la période visée, il se produira sans doute des événements imprévisibles marquants au-delà des attentes normales, comme la perspective de percées technologiques. Il n'en est pas tenu compte dans cette analyse.

¹¹ Les centrales américaines consomment approximativement un milliard de tonnes courtes de charbon annuellement (Energy Information Administration, www.eia.doe.gov/cneaf/coal/quarterly/html/t27p01p1.html), ce qui équivaut au contenu en énergie d'au moins 31 Tpi³ ou 85 Gpi³/j de gaz naturel, soit plus que la production canadienne et américaine combinée de gaz naturel, chiffrée à environ 70 Gpi³/j.

PERSPECTIVES EN MATIÈRE DE DEMANDE D'ÉNERGIE

- La demande canadienne totale d'énergie secondaire (pour utilisation finale) augmentera tout probablement, de pair avec la croissance démographique et économique (figure 4.1). Cependant, on prévoit un recul des taux de croissance de la demande d'énergie comparativement aux taux historiques et aux projections de 2007 de l'ONÉ (figure 4.2). Le scénario de référence 2009 estime que la demande d'énergie pour utilisation finale croîtra de seulement 0,7 % par année; ceci découle en grande partie de l'hypothèse d'une croissance économique ralentie adoptée dans le scénario.
- La prise en compte de programmes fédéraux et provinciaux touchant l'environnement et la gestion de la demande d'énergie, dont il n'avait pas été tenu compte auparavant, est un autre facteur important qui a réduit les attentes au sujet de la demande d'énergie. Ces initiatives comprennent notamment l'adoption de codes du bâtiment plus stricts dans certaines provinces, l'application de nouvelles normes minimales d'efficacité énergétique pour les équipements consommateurs d'énergie, l'imposition de limites sur la puissance en mode veille d'articles de maison courants et l'élimination graduelle de l'éclairage inefficace partout au Canada.
- Les émissions de GES attribuables au secteur énergétique sont fonction des décisions ayant une incidence sur l'offre et la demande d'énergie. Il est prévu que ces émissions continueront de croître sous la poussée d'une demande qui, elle aussi, continuera de grimper. Cependant, un ralentissement de la croissance de la demande entraînera à sa suite un ralentissement de la croissance des émissions de GES. Qui plus est, au fil de la

FIGURE 4.1

Demande canadienne totale d'énergie secondaire – Scénario de référence et scénarios de prix

en PJ

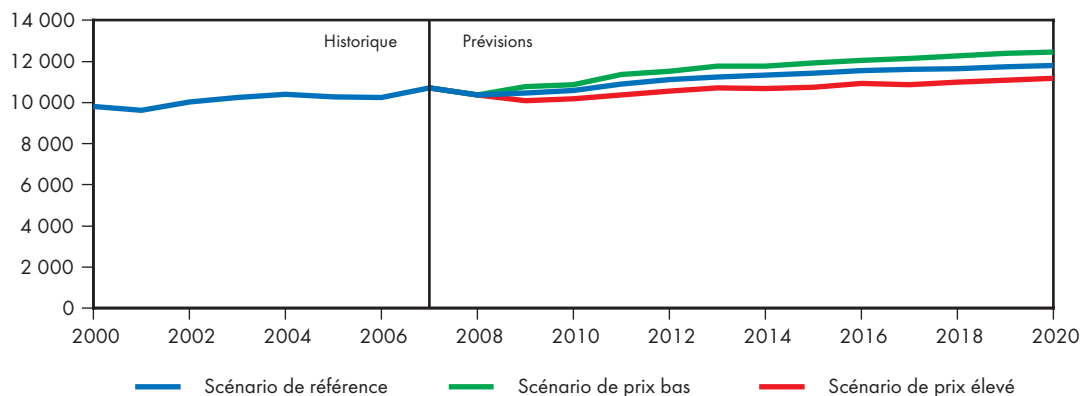
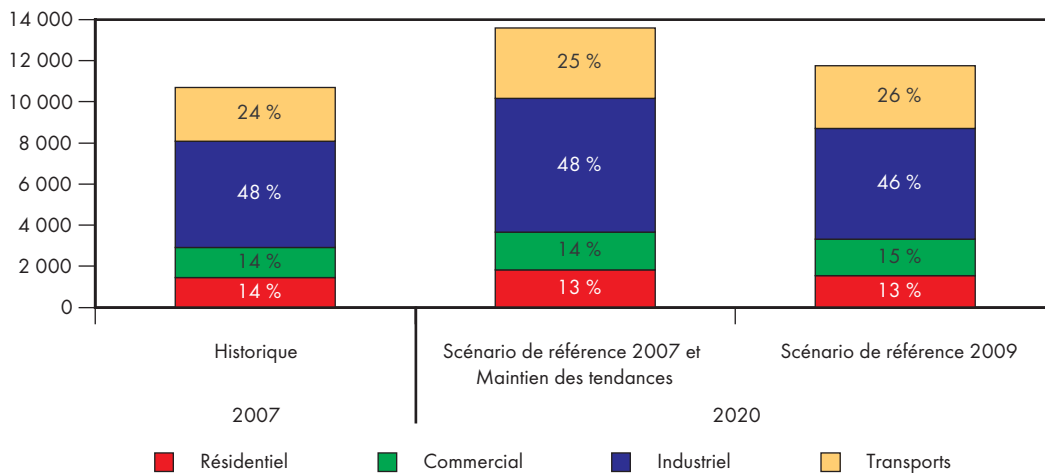


FIGURE 4.2

**Demande pour utilisation finale –
Comparaison des scénarios de référence 2009 et 2007**

en PJ



transformation en programmes des politiques environnementales dont il a été question plus haut, le rythme de croissance des émissions ralentira encore plus. Les tendances observées au chapitre de l'offre énergétique, notamment le recours à des combustibles plus verts en matière de production d'électricité, freineront elles aussi ce rythme de croissance. Tous ces facteurs regroupés, et décrits dans le scénario de référence 2009, devraient modérer la croissance des GES comparativement à ce qu'elle a été historiquement et aux projections de 2007 de l'ONÉ.

- Historiquement, l'intensité énergétique canadienne, définie comme la consommation d'énergie pour chaque dollar du PIB, est en baisse. Cela indique que le Canada, au fil des ans, utilise l'énergie de manière plus efficace. Le taux d'intensité énergétique continue à fléchir au cours de la période à l'étude, au rythme moyen de 1,3 % par année.
- La demande d'énergie pour utilisation finale est sensible aux changements dans les prix de l'énergie et au rythme de croissance de l'économie. Dans le scénario de prix bas, la demande pour utilisation finale au Canada croît en moyenne de 1,2 % par année (figure 4.1). Par contre, ce même taux baisse à 0,3 % par année dans le scénario de prix élevé. Des prix de l'énergie plus élevés incitent les consommateurs à réduire leur consommation d'énergie. Le phénomène inverse se produit dans le scénario de prix bas.
- Comme nous l'avons vu au chapitre précédent portant sur les déterminants clés, des prix de l'énergie plus élevés influencent également la conjoncture économique canadienne, ce qui, à son tour, infléchit les tendances de la demande énergétique. Suivant le scénario de prix bas, la région centrale du Canada connaît une croissance économique plus vigoureuse comparativement aux provinces productrices de gaz et de pétrole parce qu'elle bénéficie de coûts plus avantageux pour les intrants énergétiques et de meilleures conditions d'échanges. Il s'ensuit que la demande d'énergie dans le Centre du Canada affiche une croissance plus forte dans le scénario de prix bas que dans les autres scénarios examinés. Dans le scénario de prix élevé, on observe généralement le phénomène inverse : des prix de l'énergie plus élevés stimulent l'expansion économique, et partant la demande d'énergie, dans les provinces productrices de gaz et de pétrole.

Consommation d'énergie selon le secteur¹²

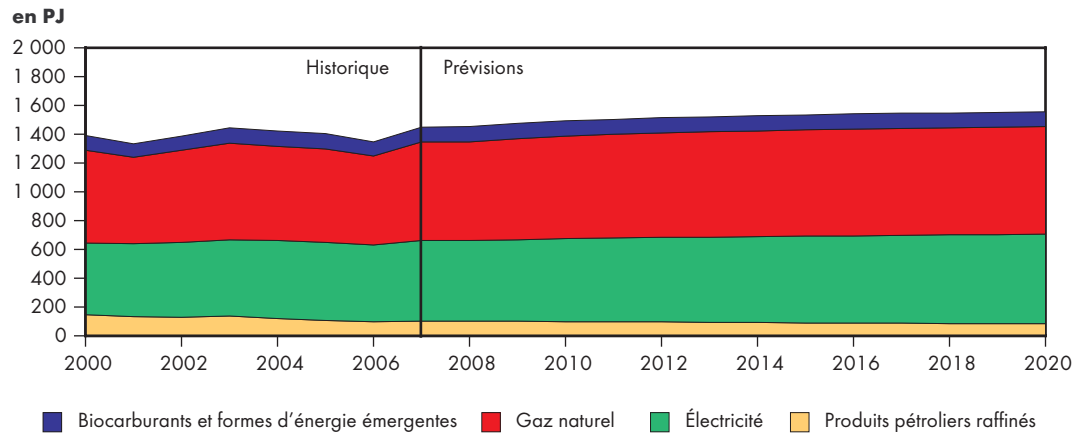
Secteur résidentiel

- La demande du secteur résidentiel englobe l'énergie consommée par les ménages canadiens, notamment pour le chauffage des bâtiments et de l'eau, la climatisation, le fonctionnement des appareils ménagers et d'autres appareils de consommation finale (téléviseurs, ordinateurs, etc.)
- En 2007, la demande résidentielle d'énergie au Canada s'est chiffrée à 1 448 PJ et a compté pour environ 14 % de la demande totale d'énergie pour utilisation finale. Au cours de la période à l'étude, la demande du secteur résidentiel s'accroît à un rythme moyen de 0,5 % par année, atteignant 1 552 PJ en 2020. La composition des combustibles servant à répondre à la demande résidentielle varie peu au cours de la période visée.
- Dans le scénario de référence 2009, le taux de croissance de la demande résidentielle d'énergie est inférieur à celui que prévoit le scénario de référence 2007 et aux données historiques en raison du ralentissement de l'économie. La croissance de la demande du secteur résidentiel est aussi freinée par les politiques gouvernementales et l'évolution des valeurs des consommateurs.
- Des programmes sont pris en compte dans le scénario de référence 2009 alors qu'ils ne l'étaient pas dans celui de 2007. Entre autres initiatives, il y a le resserrement des normes des codes du bâtiment en Colombie-Britannique, en Ontario et au Québec; l'adoption de nouvelles normes d'efficacité pour les fournaies et les chaudières en vue d'améliorer les taux d'intensité énergétique des nouvelles habitations à l'échelle nationale; la mise en application d'une nouvelle norme pancanadienne pour éliminer graduellement l'éclairage inefficace à compter de 2012. Un plus grand nombre de produits électroniques domestiques non réglementés antérieurement sont maintenant soumis à des lignes de conduite exigeant un rendement énergétique minimum. De plus, beaucoup des produits électroniques qui arrivent sur le marché incorporent de nouvelles limites sur la puissance en mode veille, qui peuvent réduire considérablement la demande d'énergie de l'appareil. L'analyse tient également compte de l'effet de programmes complémentaires, comme les programmes de rénovation éconergétique, les initiatives de cotation énergétique et d'étiquetage, les programmes d'encouragement à l'achat, la promotion des mesures d'économie de l'énergie et la production d'énergie renouvelable sur place. L'initiative ÉcoÉNERGIE pour l'énergie thermique solaire et géothermique compte des partenaires dans plusieurs provinces. De plus, des dispositions ont été prises dans de nombreuses régions du Canada pour permettre à de petits réseaux d'énergie renouvelable de se raccorder au réseau provincial.
- Le gaz naturel et l'électricité comptent pour la majeure partie de la demande dans le secteur résidentiel (figure 4.3). Les gains impressionnants réalisés au chapitre de l'efficacité énergétique, notamment en ce qui concerne le chauffage des bâtiments et la consommation des gros appareils ménagers, sont neutralisés par l'augmentation de la demande d'énergie attribuable à la construction de plus grosses maisons, à une préférence plus marquée pour les systèmes de climatisation et à la prolifération des biens électroniques. Ces facteurs se voient dans la tendance historique qui reflète une augmentation constante de

12 Il est à noter que les perspectives 2009 concernant la croissance de la demande d'énergie par secteur ne sont pas directement comparables à celles qui sont présentées dans le scénario de référence du rapport de 2007 sur l'avenir énergétique du Canada en raison de changements apportés à la définition des secteurs. Ces changements étaient motivés par le désir d'harmoniser divers ensembles de données relatives à la demande énergétique au Canada. Il en résulte une différence de moins de 1 %, dans une année donnée, en ce qui touche la demande pour utilisation finale historique totale, les différences étant plus marquées dans les données sectorielles.

FIGURE 4.3

Demande résidentielle d'énergie selon le combustible – Scénario de référence



la consommation par ménage, et plus particulièrement de la demande d'électricité. Au cours de la période à l'étude, on prévoit un recul de la demande d'électricité par rapport aux tendances historiques, bien que l'électricité demeure toujours la source d'énergie qui connaît la croissance la plus rapide dans le secteur résidentiel à cause, surtout, de la prolifération continue des biens électroniques. Des politiques ciblant quelques catégories de biens qui connaissent un essor débridé (notamment l'imposition de limites sur la puissance des appareils en mode veille), de même que les décisions d'achat des consommateurs, viennent infléchir la tendance historique.

- La composition des combustibles utilisés à l'échelle du Canada dépend de ceux qui sont disponibles au niveau régional, des prix de l'énergie et de la demande pour utilisation finale. Dans le Canada atlantique, compte tenu d'une absence de gaz naturel par le passé, ce sont l'électricité, le pétrole et la biomasse qui ont servi à répondre à la demande. Les provinces riches en ressources hydrauliques, comme le Québec, le Manitoba et la Colombie-Britannique, comptent d'avantage qu'ailleurs sur l'électricité pour répondre à leur demande d'énergie étant donné que son prix a tendance à être concurrentiel par rapport à ceux des combustibles fossiles. De la même manière, l'Alberta et la Saskatchewan font une utilisation plus grande du gaz naturel que les autres régions puisqu'elles disposent d'une abondance de ce combustible.
- Ces dernières années, le développement des infrastructures gazières en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick a permis au gaz naturel de pénétrer les secteurs résidentiel, commercial et industriel. On s'attend à ce que cette tendance se maintienne dans le futur. D'ici 2020, le gaz naturel représentera 2 % de la demande d'énergie dans le secteur résidentiel en Nouvelle-Écosse et 3 % au Nouveau-Brunswick.
- Dans le scénario de prix bas, la croissance de la demande résidentielle s'accélère, atteignant en moyenne 0,7 % par année. Dans le scénario de prix élevé, elle ralentit pour chuter à 0,3 % par année.

Secteur commercial

- Le secteur commercial est une vaste catégorie qui englobe les bureaux, les commerces de détail, les entrepôts, les immeubles gouvernementaux et institutionnels, les services publics, les entreprises de communications et d'autres industries du secteur tertiaire. On y inclut aussi la consommation d'énergie dans les réseaux de gazoducs et d'oléoducs ainsi que

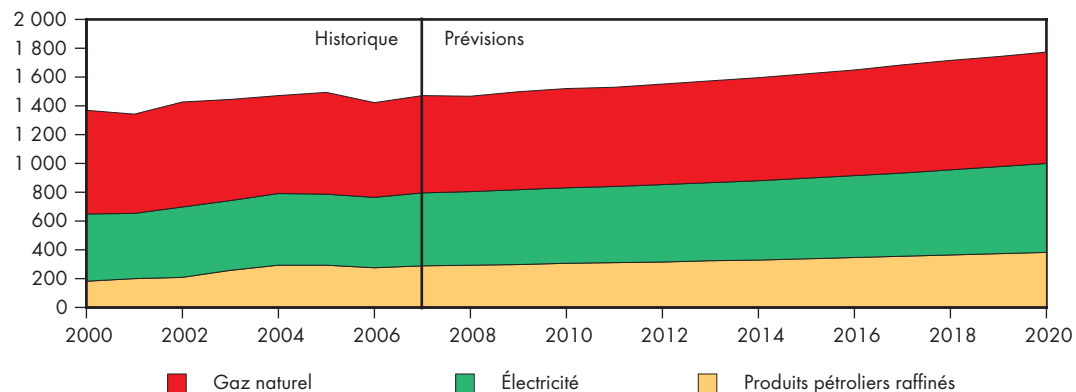
celle pour l'éclairage des voies publiques. D'une manière générale, les utilisations finales de l'énergie sont sensiblement les mêmes que dans le secteur résidentiel, notamment le chauffage et le refroidissement de l'air, le chauffage de l'eau, l'éclairage et l'alimentation de la charge de branchement.

- En 2007, la demande d'énergie dans le secteur commercial au Canada s'établissait à 1 471 PJ et représentait environ 14 % de la demande totale d'énergie pour utilisation finale. Au cours de la période à l'étude, la demande commerciale d'énergie progresse à un rythme moyen de 1,4 % par année, atteignant 1 769 PJ en 2020 (figure 4.4), et la part qu'elle représente dans la demande totale pour utilisation finale augmente légèrement pour atteindre 15 % de celle-ci.
- Dans l'ensemble, la croissance prévue de la demande commerciale dépasse légèrement les prévisions du scénario de référence 2007 étant donné que les perspectives macroéconomiques misent davantage sur la croissance du secteur des services plutôt que sur celle du secteur de la production de biens. Néanmoins, le rythme de croissance du secteur commercial est inférieur à son taux historique. Comme dans le secteur résidentiel, la convergence de divers facteurs, dont l'augmentation continue des prix et les initiatives des gouvernements, prédispose à des mesures plus dynamiques que par le passé pour accroître l'efficacité énergétique.
- Les politiques énergétiques prises en compte dans le scénario de référence 2009, mais non dans celui de 2007, comprennent de nouveaux codes du bâtiment, adoptés dans plusieurs provinces, qui insistent sur la consommation d'énergie des immeubles commerciaux. Ces codes visent surtout à imposer des normes minimales en matière d'isolation, de chauffage/ventilation et de conditionnement de l'air, et réclament une amélioration de 25 % de la demande d'énergie par rapport aux niveaux prônés dans le Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments (1997). La Colombie-Britannique a fait sienne une des normes pour bâtiments commerciaux les plus musclées en Amérique du Nord.
- Au minimum, l'application des normes fédérales mises à jour sur les équipements, dont celles qui concernent l'efficacité minimum des chaudières et des appareils de chauffage/refroidissement monoblocs, de même que les améliorations au chapitre de l'efficacité de l'éclairage, porteront des fruits dans toutes les provinces. De plus, le scénario de référence tient pour acquis que les programmes fédéraux et provinciaux touchant la rénovation des immeubles commerciaux demeureront en place pendant toute la période à l'étude.

FIGURE 4.4

Demande commerciale d'énergie selon le combustible – Scénario de référence

en PJ



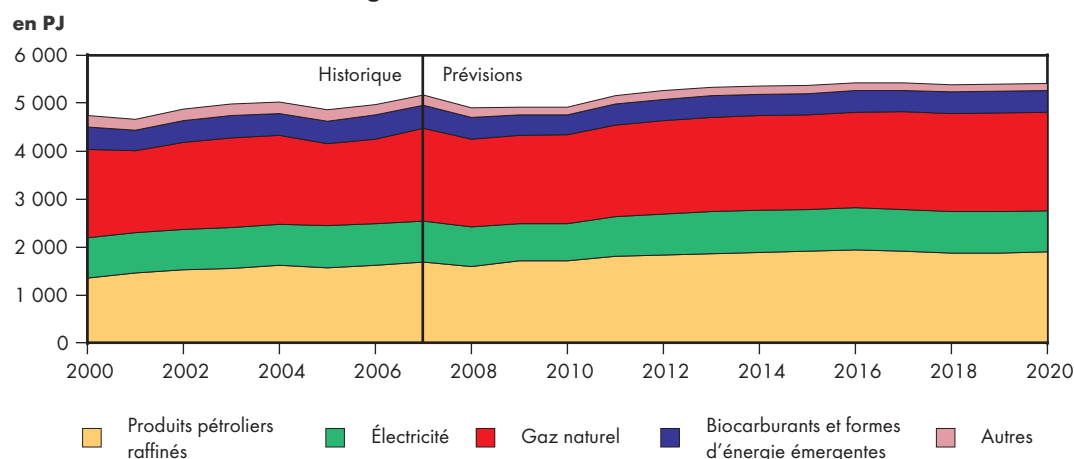
- Dans le scénario de prix bas, le rythme de croissance de la demande commerciale augmente pour atteindre en moyenne 1,6 % par année. Dans le scénario de prix élevé, la croissance de la demande ralentit, reculant à 1,2 % par année.

Secteur industriel

- Le secteur industriel englobe la demande des industries manufacturière et forestière, des pêches, de l'agriculture, du secteur de la construction et des mines. La plus grande partie de la demande industrielle d'énergie est concentrée dans une poignée d'industries énergivores, comme les fonderies, les aciéries, les alumineries et les cimenteries, les fabricants de produits chimiques et d'engrais, le secteur des pâtes et papiers, de même que celui du raffinage de produits pétroliers et de l'extraction gazière et pétrolière¹³.
- Le secteur industriel prend la part du lion dans la consommation d'énergie au Canada, représentant environ 48 % de la demande d'énergie en 2007. À l'horizon 2020, sa quote-part de consommation fléchit à 46 %, reflétant un ralentissement de la croissance économique de l'industrie canadienne de la production de biens. Dans l'ensemble, la demande industrielle d'énergie enregistre une faible croissance pendant toute la période visée par le scénario de référence, atteignant 5 381 PJ en 2020 (figure 4.5).
- Dans le secteur industriel canadien, les grands consommateurs d'énergie sont des industries matures qui doivent affronter une concurrence internationale toujours plus intense et composer avec des taux de change plus élevés pour le dollar canadien. Le secteur gazier et pétrolier fait exception à la tendance générale de la demande industrielle d'énergie. Tout au long de la période à l'étude, la vigueur de cette industrie sert de locomotive à la croissance de la demande d'énergie dans le secteur industriel. Les activités touchant les sables bitumineux sont énergivores, nécessitant de grandes quantités de gaz naturel et d'autres combustibles (sous la forme de produits pétroliers raffinés, de gaz de distillation et de coke de pétrole) ainsi que d'électricité.

FIGURE 4.5

Demande industrielle d'énergie selon le combustible – Scénario de référence



13 En 2007, les industries énergivores comptaient pour 80 % de la demande d'énergie dans le secteur industriel. Les secteurs réputés peu énergivores, comme l'industrie légère, l'agriculture, la foresterie et la construction, comptent chacun pour une partie relativement faible de la demande industrielle d'énergie, mais une fois réunis, ils représentent tout de même 20 % de cette demande.

- Au cours de la dernière décennie, l'efficacité énergétique des activités liées à l'exploitation des sables bitumineux s'est accrue au rythme de 1 % par année. Dans le scénario de référence, l'estimation des besoins en gaz naturel jusqu'en 2020 tient compte de cette amélioration. On y tient compte aussi de l'adoption de combustibles de remplacement et de processus de rechange, tels que la gazéification du bitume, la récupération in situ par la méthode THAIMD et l'emploi de solvants pour réduire les besoins d'énergie thermique.
- Selon le scénario de référence, les besoins totaux en gaz naturel acheté pour la mise en valeur des sables bitumineux, sans compter les besoins d'électricité sur place, passent de 245 PJ à 537 PJ en 2020.
- Pour ce qui est de prévoir l'évolution de la demande d'énergie dans le secteur industriel, la question de savoir quelles seront la portée et l'orientation futures de la législation environnementale pose un problème épineux. Au moment de préparer ce rapport, l'idée d'un système de marché pour la réduction des émissions de GES, spécialement sous la forme d'un programme de plafonnement et d'échange, gagnait de plus en plus d'adeptes en Amérique du Nord. Les décisions que prendront bientôt le gouvernement et l'industrie influenceront fort probablement sur les quantités et sur les types d'énergie utilisés par le secteur industriel canadien. Toutefois, parce que la législation dans ce domaine est encore en devenir, nous n'avons pas tenu compte de l'incidence éventuelle des futures décisions à cet égard dans le scénario de référence 2009.
- Dans le scénario de prix bas, la demande industrielle d'énergie croît en moyenne de 0,6 % par année. Selon le scénario de prix élevé, la croissance annuelle de la demande régresse à -0,1 %.

Secteur des transports

- La demande d'énergie dans le secteur des transports englobe les modes suivants : le transport de personnes ou de fret par véhicules routiers, le transport hors route, ainsi que le transport par air, rail et mer. La demande totale d'énergie dans ce secteur compte pour 24 % de la demande d'énergie pour utilisation finale et varie marginalement au cours de la période étudiée.
- Selon les projections, la demande d'énergie progressera en moyenne de 1,2 % par année dans le secteur des transports. Comme pour les autres secteurs examinés, le scénario de référence 2009 prévoit un ralentissement de la demande par rapport aux taux de croissance historiques et aux projections du scénario de référence 2007. Cette situation tient à divers facteurs : hausse des prix du carburant, ralentissement de l'économie, implantation plus rapide que prévue de technologies éconergétiques, comme les véhicules hybrides électriques, et modification du comportement et des décisions d'achat des consommateurs.
- Le transport de personnes, qui inclut les véhicules routiers, les transports en commun et les voyages par avion, représente encore la plus grande partie de la demande d'énergie dans le secteur canadien des transports, comptant pour 55 % de celle-ci en 2007 et 52 % en 2020 (figure 4.6). Pendant la période étudiée, la demande d'énergie associée au transport de fret, qui comprend le camionnage sur route, le transport ferroviaire et maritime, et le transport par air (dans une certaine mesure), continuera à progresser plus rapidement que celle liée au transport de personnes, augmentant en moyenne de 1,8 % par année. La demande d'énergie pour le transport hors route, qui regroupe les véhicules tout terrain, les tondeuses et divers petits appareils, compte pour moins de 5 % de la demande totale dans le secteur des transports.

14 En termes de volume, celui-ci passe de 17 M³/j (0,6 Gpi³/j) en 2007 à 40 Mm³/j (1,4 Gpi³/j) en 2020.

- Les produits pétroliers raffinés, spécialement l'essence et le carburant diesel, dominent le secteur des transports (figure 4.7) et continuent de répondre à la majeure partie de la demande d'énergie dans ce secteur. Sauf pour l'éthanol, promu par des normes provinciales en matière de carburants (en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario), la part de marché des énergies de transport de substitution, comme le propane, le gaz naturel et l'électricité, ne change guère dans ce scénario.
- Les véhicules hybrides électriques, les hybrides rechargeables et les véhicules entièrement électriques suscitent un intérêt immense. Dans le scénario de référence, les hybrides continuent de pénétrer le marché des transports et réduisent l'intensité énergétique des modes de transport de personnes en freinant la consommation d'essence. L'essor des hybrides n'influe toutefois pas sur les perspectives de la demande d'électricité dans le secteur des transports, puisque ces véhicules sont propulsés par un système alliant des piles autonomes et un moteur à combustion et n'ont pas besoin d'être branchés au réseau électrique.
- La possibilité que les véhicules de substitution fassent des percées importantes dans le secteur des transports dépend dans une large mesure des aspects économiques, des

FIGURE 4.6

Demande d'énergie dans le secteur des transports selon le mode – Scénario de référence

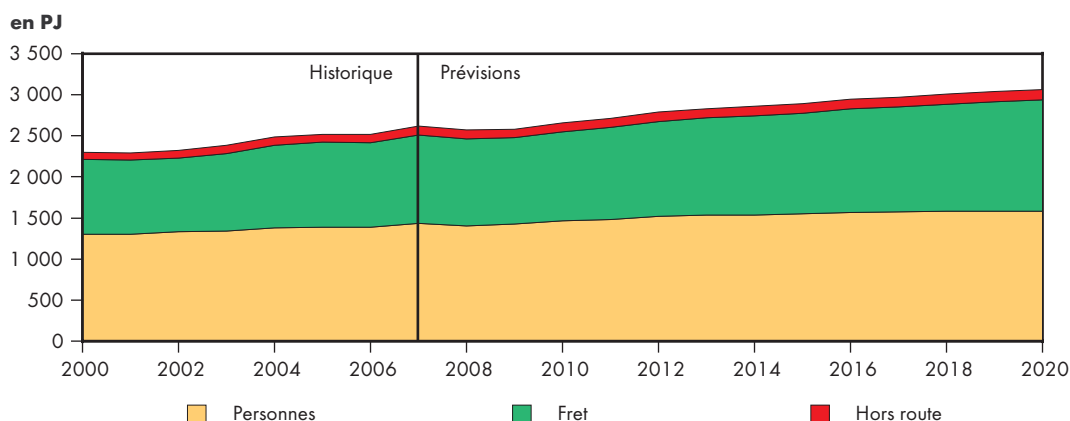
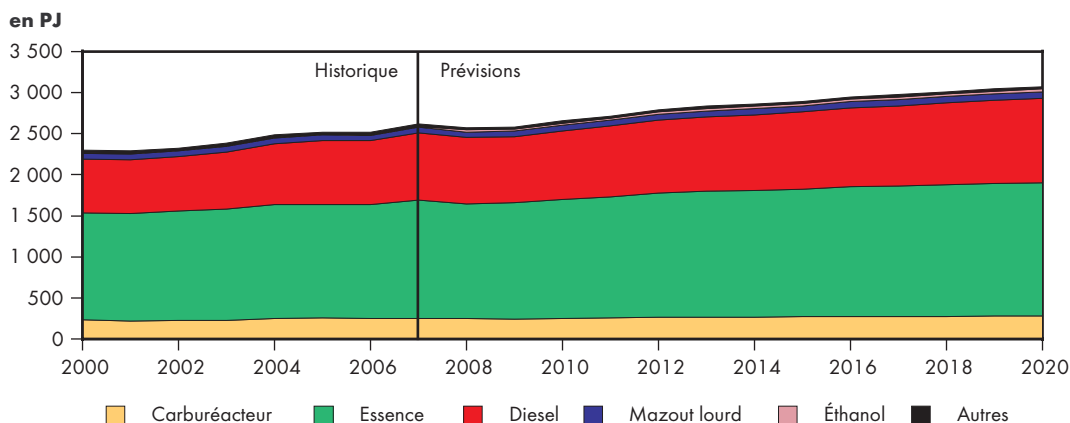


FIGURE 4.7

Demande d'énergie dans le secteur des transports selon le combustible – Scénario de référence



préférences des consommateurs et du rythme de transition aux nouveaux types de véhicules. Les attitudes peuvent évoluer rapidement, mais il faut du temps pour que de nouvelles technologies s'implantent sur le marché. Dans le scénario de référence, on présume que même s'ils font des gains sur le marché, les hybrides rechargeables et les véhicules entièrement électriques ne représentent pas une part suffisante du marché global des véhicules en 2020 pour changer de façon significative la composition des carburants dans ce secteur.

- Il s'agit d'une période de renouveau pour l'industrie de l'automobile en Amérique du Nord. Au moment de la rédaction du rapport, celle-ci était confrontée, à cause de la récession économique mondiale, à la nécessité de se transformer en profondeur. Coïncidant avec l'évolution de l'industrie, les nouvelles orientations de la politique gouvernementale pourraient restructurer la demande d'énergie dans le secteur des transports. Aux États-Unis, des propositions en faveur de normes plus strictes de rendement en carburant pour les véhicules automobiles ont été mises de l'avant aux niveaux fédéral et étatique. Le gouvernement fédéral canadien et plusieurs provinces ont aussi annoncé leur intention de réglementer la consommation des véhicules automobiles. D'après les déclarations des pouvoirs publics, tout laisse croire que la réglementation canadienne en la matière s'alignera sur les règlements fédéraux américains ou sur ceux de la Californie, sinon les deux, vu le caractère fortement intégré de l'industrie de l'automobile nord-américaine.
- Par ailleurs, la Californie met au point des lois qui visent à réduire l'intensité carbonique des carburants de transport et à promouvoir les carburants de substitution. Des politiques semblables sont à l'étude au palier fédéral aux États-Unis ainsi que dans certaines provinces canadiennes. En effet, les gouvernements de l'Ontario et de la Colombie-Britannique ont fait savoir qu'ils adopteront la norme de carburant à basse teneur en carbone prônée en Californie.
- Faute de renseignements détaillés sur les futures normes d'économie de carburant pour véhicules et normes de carburant à basse teneur en carbone que le Canada pourrait adopter, l'effet éventuel de ces normes n'a pas été quantifié dans le scénario de référence 2009. Cependant, on envisage qu'elles pourraient peut-être améliorer la consommation moyenne du parc canadien de véhicules en plus de changer la composition des carburants pour véhicules. C'est un domaine qui évolue rapidement et les futures analyses tiendront compte des nouvelles initiatives à mesure qu'elles se concrétisent.
- Dans le scénario de prix bas, la demande d'énergie dans le secteur des transports croît en moyenne au rythme de 2,1 % par année. Dans le scénario de prix élevé, la croissance de la demande chute à 0,6 % par année.

Principales incertitudes liées aux perspectives

- Une des plus grandes difficultés que pose l'établissement de prévisions pour la période couverte par ce rapport tient à la mise en œuvre future, au palier fédéral, de plusieurs politiques centrales qui n'existent pas encore dans leur forme définitive. Ces politiques en instance d'élaboration ne sont pas officielles, ni développées avec suffisamment de détail pour permettre d'en modéliser les effets dans le présent scénario de référence.
- Toutefois, on s'attend à ce que ces politiques, une fois en place, influent tant sur le niveau absolu de la demande d'énergie que sur la composition des combustibles servant à y répondre. Les changements dans le niveau absolu de la demande d'énergie dépendront du secteur et des sous-secteurs considérés. Des politiques conçues pour rehausser l'efficacité énergétique, comme c'est le cas des normes de rendement des véhicules, auront pour effet de réduire la demande d'énergie, mais il se peut que les bienfaits de l'accroissement de

l'efficacité énergétique ne se matérialisent pas complètement à cause de l'effet de rebond. Cet effet s'entend ici de la tendance pour les consommateurs d'accroître leur utilisation de dispositifs consommateurs d'énergie lorsqu'une plus grande efficacité en fait baisser les coûts de fonctionnement (par exemple, voyager plus parce que les voitures sont plus éconergétiques). Par ailleurs, des solutions techniques qui visent à réduire les émissions de GES, comme la capture de carbone et son stockage (CCS), peuvent faire accroître la demande énergétique tout en réduisant les émissions de GES, étant donné que la capture, le transport et le stockage du dioxyde de carbone (CO₂) exigent des ressources supplémentaires.

- Le scénario de référence 2009 prévoit très peu de substitution intercombustible au cours de la période à l'étude. Les changements au chapitre de la demande de combustible se produisent lentement à cause, surtout, du stock important d'appareils consommateurs d'énergie qui circulent déjà dans l'économie. Toutefois, les lois à venir pourraient hâter la mise au point ou l'adoption de combustibles renouvelables et de substitution, ce qui fait que l'utilisation de ces combustibles, ainsi que la réduction de la demande de combustibles classiques, pourraient s'avérer plus grandes qu'il n'est envisagé dans la présente analyse.

PERSPECTIVES DE L'OFFRE DE PÉTROLE BRUT

Ressources

- Le Canada est doté de vastes ressources pétrolières parmi lesquelles le bitume joue un rôle dominant, comptant pour 98 % des réserves de pétrole brut totales restantes. Selon les données de l'Energy Conservation Board de l'Alberta, les réserves restantes de bitume brut se chiffraient à 27,5 Gm³ (172,9 Gb) à la fin de 2007. La province de la Saskatchewan possède également des dépôts de bitume, mais on commence seulement à les délimiter et il n'en existe encore aucune estimation officielle.
- Dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), y compris les régions de Norman Wells et des collines Cameron dans les Territoires du Nord-Ouest, les réserves restantes de pétrole brut lourd s'établissent à 451,6 Mm³ (2,85 Gb).
- La région extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador occupe une place dominante dans les statistiques de l'Est du Canada, avec des réserves restantes de 161,2 Mm³ (1,02 Gb).
- L'annexe 3 donne une ventilation détaillée des réserves de pétrole brut restantes du Canada.

Perspectives de l'offre de pétrole brut

- La figure 5.1 fait état des perspectives liées à la production de pétrole dans l'ensemble du Canada, pour tous les types de pétrole brut. La figure 5.2 compare les scénarios de référence 2007 et 2009. La différence entre les projections des deux scénarios reflète

FIGURE 5.1

Production totale de pétrole au Canada – Scénario de référence

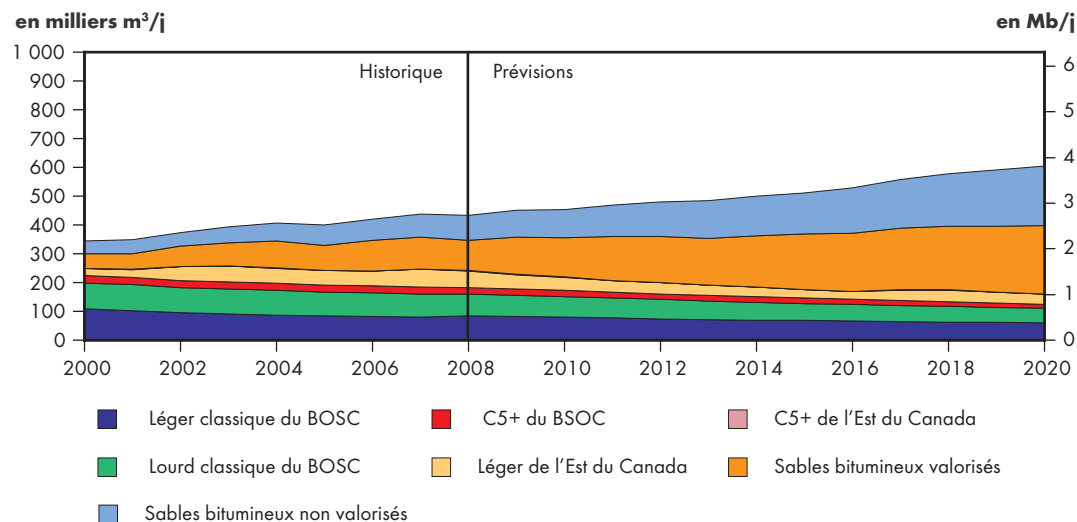
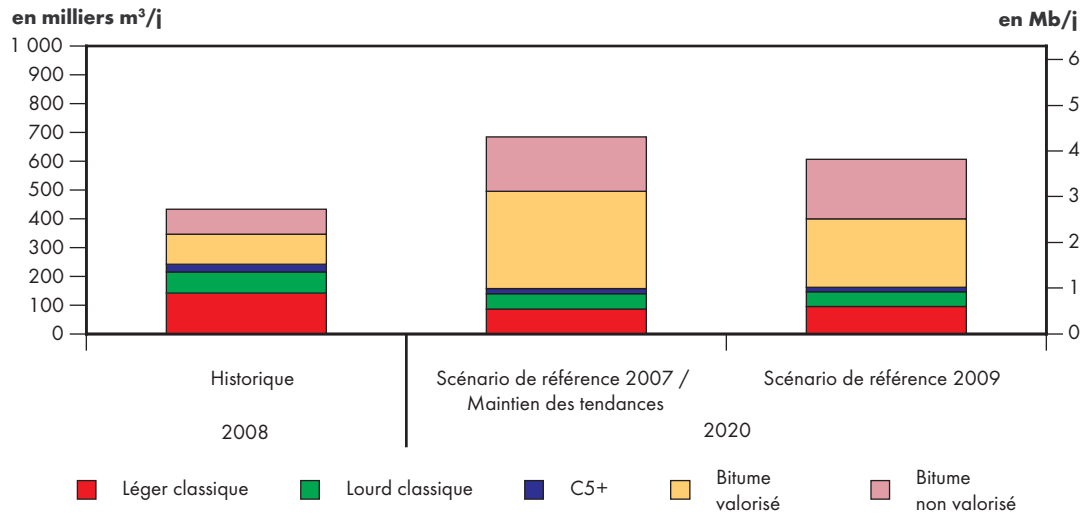


FIGURE 5.2

**Perspectives de l'offre de pétrole brut –
Comparaison des scénarios de référence 2009 et 2007**



l'incidence de la conjoncture actuelle qui, en comprimant la demande mondiale de pétrole brut, a fait chuter les prix de l'énergie et amoindri l'attrait économique de la production pétrolière au Canada. L'écart se creuse pour atteindre 125 millions m³/j (790 kb/j) à l'horizon 2015, en raison surtout de projections moins élevées concernant la production tirée des sables bitumineux, mais aussi du report du début de l'exploitation du gisement Hebron, situé au large de Terre-Neuve-et-Labrador, qui est repoussé à 2017 alors qu'il devait commencer en 2013. Cette nouvelle échéance est la date de lancement dont les promoteurs du projet ont convenu, à l'issue de négociations prolongées avec la province. L'écart se rétrécit à 40 millions m³/j (250 kb/j) en 2020 parce que la croissance s'accélère dans les dernières années de la période de prévision. C'est ainsi que la production projetée atteint 608 millions m³/j (3,8 Mb/j) à l'horizon 2020.

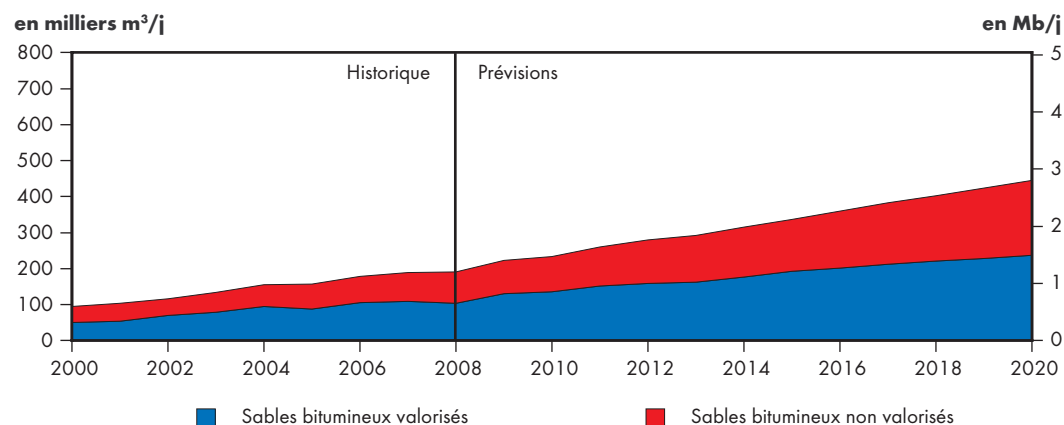
- La production de pétrole classique du BSOC poursuit son déclin au rythme bien établi d'environ 3 % par année, reflet d'un bassin en voie d'épuisement. À court terme, c'est-à-dire en 2009 et 2010, la chute plus marquée des prix du pétrole, par rapport à celle observée au premier semestre de 2008, et le recul de l'effort de forage qu'elle entraîne se traduisent par une baisse de la production pétrolière. Cependant, cet effet est tempéré par le succès des activités de forage dans la formation du Bakken et des projets de récupération assistée des hydrocarbures (RAP) par injection de CO₂ menés aux gisements de Weyburn et de Midale, dans le sud-est de la Saskatchewan.
- De plus, on suppose que les initiatives des gouvernements fédéral et provinciaux visant à promouvoir la CCS stimuleront la construction d'installations, dont des pipelines de transport de CO₂, lesquels permettront d'accroître la disponibilité de CO₂ dans la dernière partie de la période de prévision. Grâce à cette source additionnelle de CO₂, la RAP ajoute quelque 16 Mm³ (100 Mb) de pétrole à la production pendant la période visée. À l'horizon 2020, la production de pétrole classique régresse à 111 millions m³/j (700 kb/j), soit environ 14 millions m³/j (90 kb/j) de plus que la prévision du scénario de référence 2007.
- Dans l'Est du Canada, la production des trois principaux gisements exploités au large de Terre-Neuve-et-Labrador est en baisse, mais le raccordement de plusieurs gisements satellites, à compter de 2010, suivi de celui du gros gisement Hebron, en 2017, vient

tempérer ce déclin. Dans le scénario de référence 2009, la production en 2020 s'établit à 33,6 milliers m³/j (212 kb/j).

- Toujours sur la côte Est, l'hypothèse de la découverte d'un vaste gisement, de 80 Mm³ (500 Mb), et de sa mise en production d'ici 2019 ne figure plus dans le scénario de référence; elle n'est prise en compte que dans le scénario de prix élevé. La mise en valeur d'un pareil gisement porterait la production de l'Est à 57,2 milliers m³/j (360 kb/j) à l'horizon 2020.
- Dès la fin de 2008, l'escalade rapide des coûts d'immobilisations des projets de sables bitumineux, suivie du repli économique mondial et du gel des marchés du crédit, fait en sorte qu'un grand nombre de projets qui étaient prévus dans la région des sables bitumineux sont remis à plus tard. Les projets qui étaient déjà bien amorcés et que l'on prévoyait achever en 2009 et 2010 seront probablement menés à terme, mais la plupart des autres devront attendre la bonification de la conjoncture économique pour se concrétiser. Les projections relatives à la production se stabilisent quelque peu après 2010. Au-delà de 2014-2015, les taux de croissance de la production remontent, entraînés par l'amélioration des prix du pétrole. La production tirée des sables bitumineux se chiffre à 108 milliers m³/j (680 kb/j) de moins, à l'horizon 2015, que ce que prévoyait le scénario de référence 2007. Cependant, cet écart se rétrécit à 80 milliers m³/j (504 kb/j) en 2020, et la production totale provenant des sables bitumineux atteint 445 milliers m³/j (2,8 Mb/j) (figure 5.3).
- Bon nombre des reports de projets annoncés au cours de la dernière année visaient des usines de valorisation, qui convertissent le bitume en pétrole brut synthétique, dont certaines étaient des installations marchandes autonomes exploitées par des tiers et d'autres faisaient partie de projets d'extraction et de valorisation intégrées. Ces retards signifient qu'une plus grande proportion de la production tirée des sables bitumineux ne sera pas valorisée en Alberta. D'ici 2020, la proportion de bitume valorisée en Alberta atteindra environ 54 %, comparativement à 65 % selon les prévisions de 2007.
- Avec l'augmentation des niveaux de bitume non valorisé s'accroît le besoin de diluants, surtout de condensats, pour la fluidification du bitume. Le besoin de diluants importés est estimé être de l'ordre de 40 milliers m³/j à 50 milliers m³/j (250 kb/j à 300 kb/j) à l'horizon 2020. Actuellement, on importe environ 10 milliers m³/j (63 kb/j) de diluants via la côte Ouest, ainsi que par citernes routières à partir des États-Unis. Le pipeline Southern Lights, qui doit entrer en service en 2010, peut transporter 28,6 milliers m³/j (180 kb/j) de produit, et sa capacité peut être augmentée au besoin.

FIGURE 5.3

Production tirée des sables bitumineux – Scénario de référence



- Dans l'estimation des coûts d'immobilisation initiaux pour la construction de nouveaux aménagements ainsi que des prix seuils nécessaires pour justifier la réalisation de projets entièrement nouveaux, on a supposé une baisse de coûts de 30 % par rapport aux sommets observés l'an dernier dans le cas de la plupart des intrants, dont les matériaux et la main-d'œuvre.
- Les estimations indiquent que la construction de projets d'extraction et de valorisation intégrées coûterait entre 80 000 \$US et 100 000 \$US le baril de capacité, tandis que le prix du pétrole nécessaire pour rendre un nouveau projet rentable oscillerait entre 60 \$US et 70 \$US le baril (tableau 5.1). Pour les projets qui produisent du bitume non valorisé et ceux qui utilisent des techniques telles le drainage par gravité au moyen de la vapeur (DGV) et la stimulation cyclique par la vapeur (SCV), les estimations correspondantes seraient de l'ordre de 30 000 \$US à 40 000 \$US le baril et un prix du WTI compris entre 55 \$US et 65 \$US le baril correspondrait au prix seuil. Ces estimations tiennent compte d'un rendement réel sur l'investissement de 10 % au profit des propriétaires du projet.
- L'écart de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd est réputé se modérer par rapport aux estimations du scénario de référence 2007, vu l'amélioration des perspectives pour la demande de pétrole brut lourd et l'amointrissement, à moyen terme, de celles du marché du pétrole brut synthétique.
- Dans le scénario de prix élevé, la croissance de la production dépasse les prévisions de croissance du scénario de référence après l'année 2012, et y est supérieure d'environ 10 % à l'horizon 2020 (figure 5.4). L'écart serait plus marqué si ce n'était de l'hypothèse que les coûts d'immobilisation et d'exploitation augmentent proportionnellement à la montée des prix du pétrole.
- Dans le scénario de prix bas, on observe une croissance modeste à court terme due à un accroissement limité de la capacité des projets de sables bitumineux existants. Vers la fin de

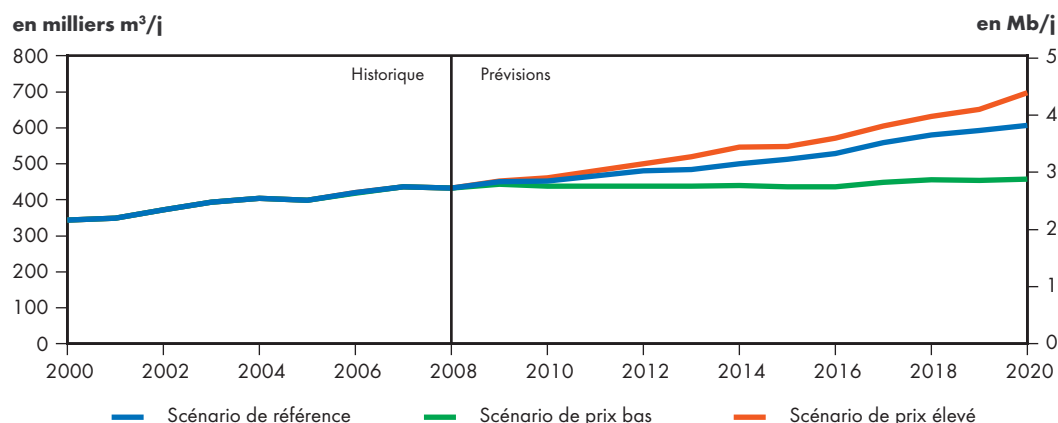
T A B L E A U 5 . 1

Coûts d'immobilisation initiaux estimatifs et prix seuils des nouveaux projets de mise en valeur des sables bitumineux

	Coûts d'immobilisation (\$CAN/b de capacité)	Seuil économique (prix WTI en \$US/b)
Extraction et valorisation intégrées	80 000 \$ - 100 000 \$	60 \$ - 70 \$
DGV / SCV	30 000 \$ - 40 000 \$	55 \$ - 65 \$

F I G U R E 5 . 4

Production de pétrole – Scénario de référence et scénarios de prix



la période de prévision, il y a reprise de la croissance, dans une certaine mesure, alors que l'industrie s'ajuste aux prix moins élevés.

- La production atteint 460 milliers m³/j (2,9 Mb/j) dans le contexte de prix bas, comparativement à 695 milliers m³/j (4,4 Mb/j) lorsque le prix du pétrole est élevé.

Bilans de l'offre et de la demande

- Les besoins des raffineries en charge d'alimentation sous forme de pétrole brut sont fonction de la demande de produits pétroliers. Au pays, le secteur du raffinage du pétrole compte sur le brut canadien et importé pour répondre à la demande intérieure de produits. Certaines régions canadiennes importent également des produits parce que c'est économique.
- De 2008 à 2020, les besoins totaux des raffineries canadiennes en charge d'alimentation augmentent de 14 % selon le scénario de référence pour atteindre 349 000 m³/j (2,2 Mb/j).
- Dans le scénario de prix élevé, la demande de produits étant moins élevée, les besoins en charge d'alimentation ne croissent que de 9 % pour s'établir à 333 000 m³/j (2,1 Mb/j). Dans le scénario de prix bas, une plus forte demande de produits se traduit par une hausse de 21 % des besoins des raffineries, qui atteignent 363 000 m³/j (2,3 Mb/j).
- Les exportations de pétrole brut canadien sont en hausse depuis les dernières années et elles continueront à fluctuer en réponse à l'augmentation des approvisionnements provenant des sables bitumineux de l'Alberta ou au déclin des approvisionnements de sources classiques. Les exportations représentent un excédent par rapport à la demande intérieure et donc réagissent directement à l'augmentation ou à la contraction de l'offre.
- Dans le scénario de référence, les exportations augmentent de 60 % de 2008 à 2020, atteignant 447 000 m³/j (2,8 Mb/j). Pendant cette période, l'accroissement en pourcentage des exportations est sensiblement le même pour le brut léger et le brut lourd (figure 5.5 et figure 5.6). Comparativement aux prévisions du rapport de 2007, soit 455 000 m³/j (2,9 Mb/j), le volume total des exportations recule de 2 %, traduisant de moins bonnes perspectives de production.
- Selon le scénario de prix élevé, les exportations totales s'accroissent de 90 % et atteignent 545 000 m³/j (3,4 Mb/j). Ceci reflète une hausse de l'offre sous l'effet de prix élevés qui stimulent la mise en valeur.

FIGURE 5.5

Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut léger – Scénario de référence

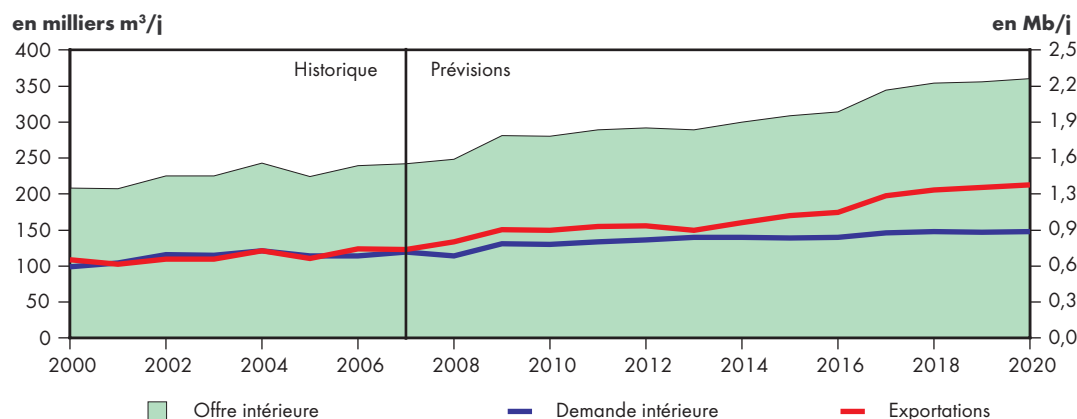
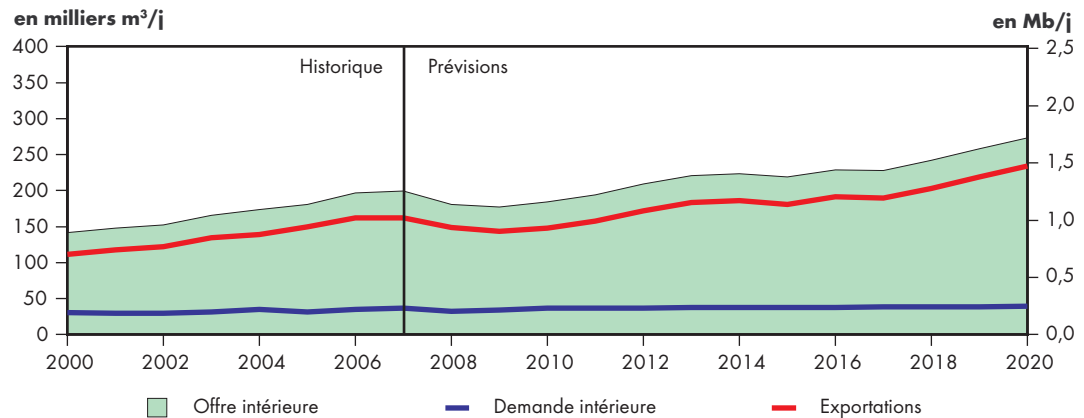


FIGURE 5.6

Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut lourd – Scénario de référence



- Dans le scénario de prix bas, il y a moins de mise en valeur et les approvisionnements canadiens globaux diminuent. Il s'ensuit que les volumes des exportations sont plus faibles, n'atteignant que 281 000 m³/j (1,8 Mb/j) en 2020.

Principales incertitudes liées aux perspectives

- Deux grandes sources d'incertitude influenceront sur les perspectives de l'offre de pétrole présentées dans cette analyse : les facteurs économiques et les futures politiques environnementales.
- Le sous-investissement actuel dans le secteur de l'exploitation pétrolière pourrait conduire à une hausse brusque des prix du pétrole au moment de la reprise de l'économie mondiale. L'instabilité accrue des prix du pétrole rend plus épineuses les décisions d'investir pour accroître la production.
- Les coûts de construction pourraient ne pas diminuer tel qu'on le présume, ou pourraient monter rapidement avec la relance de l'économie. La demande de matériaux et de main-d'œuvre à l'échelle internationale a une forte incidence sur les coûts de construction des projets de sables bitumineux. Une reprise robuste de l'économie mondiale pourrait faire gonfler les coûts et freiner l'expansion du secteur des sables bitumineux.
- La plupart des projets de valorisation du bitume qui étaient prévus en Alberta ont été reportés à plus tard. Même si le gouvernement albertain préconise que la valorisation du bitume se fasse en Alberta et a mis en place plusieurs mesures à cette fin, y compris prendre sa part de redevances sous forme de bitume en nature, il est difficile de prévoir quel sera le niveau réel de valorisation locale.
- La conformité aux exigences environnementales peut imposer d'importants coûts supplémentaires aux exploitants des sables bitumineux, et freiner la croissance de la production. Même si le gouvernement albertain a éclairci les règlements visant les bassins de décantation et leur assainissement, de même que certains aspects liés à l'utilisation de l'eau et aux émissions atmosphériques, et bien que le gouvernement fédéral ait lui aussi clarifié certains éléments de ses règlements concernant la mise en valeur des sables bitumineux, il n'en reste pas moins que les coûts totaux associés à la conformité environnementale ne sont toujours pas bien définis. Le Canada et les États-Unis élaborent chacun un système de plafonnement et d'échange dans le but de réduire les émissions de carbone et font la promotion de la CCS. L'adoption récente par la Californie de normes

de carburant à basse teneur en carbone qui ciblent les combustibles ayant un bilan carbone élevé et la possibilité que d'autres États américains lui emboîtent le pas sont des facteurs qui pourraient limiter les exportations de pétrole tiré des sables bitumineux à destination des États-Unis.

- Les prévisions de croissance de la production à partir des sables bitumineux tiennent pour acquis, d'une part, que des volumes additionnels de pétrole brut synthétique et de bitume fluidifié pourront être commercialisés aux États-Unis, et éventuellement en Asie, et, d'autre part, que la capacité pipelinère requise pour desservir ces marchés sera implantée en temps opportun. Aussi raisonnables qu'elles paraissent, ces hypothèses ne sont guère des certitudes.

PERSPECTIVES DE L'OFFRE DE GAZ NATUREL

Ressources

- Le Canada possède encore de grandes quantités de gaz naturel. Dans le scénario de référence, les ressources disponibles de gaz naturel commercialisable du Canada étaient évaluées à 12 424 Gm³ (439 Tpi³).
- Le gaz de réservoir étanche constitue près du tiers des ressources restantes de gaz naturel et l'on s'attend qu'il compte pour près de 40 % de la production canadienne de gaz naturel à l'horizon 2020. Dans la présente analyse, le gaz de réservoir étanche désigne une composante du gaz classique qui est produite à partir de réservoirs de faible perméabilité¹⁵. Généralement, les réservoirs de gaz étanches n'ont pas de voies de cheminement naturelles suffisantes à travers le roc pour que le gaz naturel rejoigne le puits de forage; ils ont donc besoin d'une forme de stimulation artificielle pour créer ces voies de cheminement. Au Canada, le gaz de réservoir étanche n'est habituellement pas défini et on ne le distingue pas du gaz classique comme c'est le cas aux États-Unis.
- L'Ouest canadien renferme également d'importantes ressources de gaz naturel non classique, comme le méthane de houille (MH) et le gaz de schistes. Ces ressources représentent 1 841 Gm³ (65 Tpi³), soit 15 % de la partie restante des ressources de gaz naturel.
- Les autres ressources de gaz naturel sont regroupées sous l'offre des régions pionnières, soit extracôtières, soit au nord du soixantième parallèle. Il est estimé que les régions pionnières contiennent 6 374 Gm³ (225 Tpi³) de gaz naturel commercialisable, soit 53 % de la partie restante des ressources gazières commercialisables du Canada, dont seulement une faible quantité sera probablement accessible en 2020.

Perspectives de la production de gaz naturel au Canada

Forage

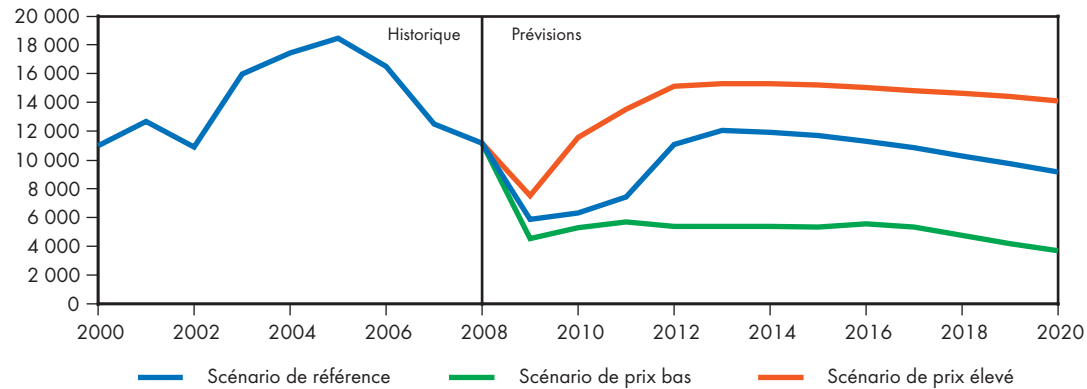
- La production de gaz naturel est liée à l'activité de forage. Les trois scénarios prévoient un important repli des opérations de forage dans l'Ouest canadien en 2009 en réaction à la baisse des prix et à la surcapacité du marché nord-américain. Le nombre de puits de forage a chuté, passant de 11 000 en 2008 à entre 4 500 et 7 500 en 2009, comparativement aux estimations du scénario de référence, lequel établissait à 5 900 le nombre de puits (figure 6.1).
- Selon le scénario de référence, des prix dans la fourchette des 7,00 \$US à 7,50 \$US/MBTU seraient suffisants pour maintenir une baisse des activités de forage très graduelle

15 Les zones de gaz de réservoir étanche reconnues dans la présente étude comprennent : certaines zones crétacées de Deep Basin; les formations de Milk River, Medicine Hat et Second White Specks dans le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan; le groupe Jean Marie et la région de Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

FIGURE 6.1

**Prévisions du nombre de puits de gaz naturel forés –
Scénario de référence et scénarios de prix**

Puits de gaz naturel forés



au Canada avec un passage d'environ 12 000 puits gaziers en 2013 à 9 200 en 2020. Une hausse de la production de gaz de schistes et de gaz de réservoir étanche au Canada compenserait partiellement la diminution de la production de gaz classique, à laquelle viendrait s'ajouter celle des régions pionnières du Nord et au large de la côte Est du Canada plus tard dans la période visée.

- Selon le scénario de prix bas, les projets liés au gaz non classique et au gaz des régions pionnières, dont les prix sont plus élevés, ne seraient pas concurrentiels, ce qui aurait pour résultat de diminuer le niveau des activités de forage, et par voie de conséquence la production et les exportations nettes. Selon ce scénario, le nombre de puits de forage demeure autour de 5 000 pendant la majeure partie de la période visée, pour diminuer vers la fin de la période.
- Selon le scénario de prix élevé, les activités de forage iront s'intensifiant et augmenteront l'offre de gaz naturel canadien. Les puits de forage atteignent alors plus de 15 000 unités en 2012 et diminuent très lentement par la suite. Le nombre de puits de forage par année est inférieur à celui du scénario de référence 2007 qui prévoyait environ 18 000 puits en moyenne par an. La principale différence par rapport aux scénarios actuels tient au fait qu'on prévoit un nombre moins grand de puits plus productifs dans les zones de gaz de réservoir étanche et de gaz de schistes. Les prévisions du nombre de puits de gaz naturel forés sont illustrées à la figure 6.1.

Production

- Selon le scénario de référence, la production de gaz naturel devrait diminuer en 2009 et 2010 en raison de la baisse des activités de forage. À la fin de la période visée, la production du scénario de référence atteint 450 Mm³/j (15,8 Gpi³/j) (figure 6.2). Ces chiffres sont légèrement supérieurs à ceux du scénario de référence 2007, qui étaient de 381 Mm³/j (13,4 Gpi³/j) à l'horizon 2020 (figure 6.3).
- Le changement le plus important survenu sur les marchés du gaz naturel en Amérique du Nord depuis la parution du rapport 2007 est le potentiel d'augmentation importante de la production de gaz de réservoir étanche et de gaz de schistes. La production de gaz de réservoir étanche et de gaz de schistes, selon le scénario de référence 2007, était de beaucoup moindre, soit seulement 42 Mm³/j (1,5 Gpi³/j) en 2020. Ce changement est largement attribuable aux améliorations apportées à la technologie du forage horizontal

FIGURE 6.2

Production de gaz naturel au Canada – Scénario de référence

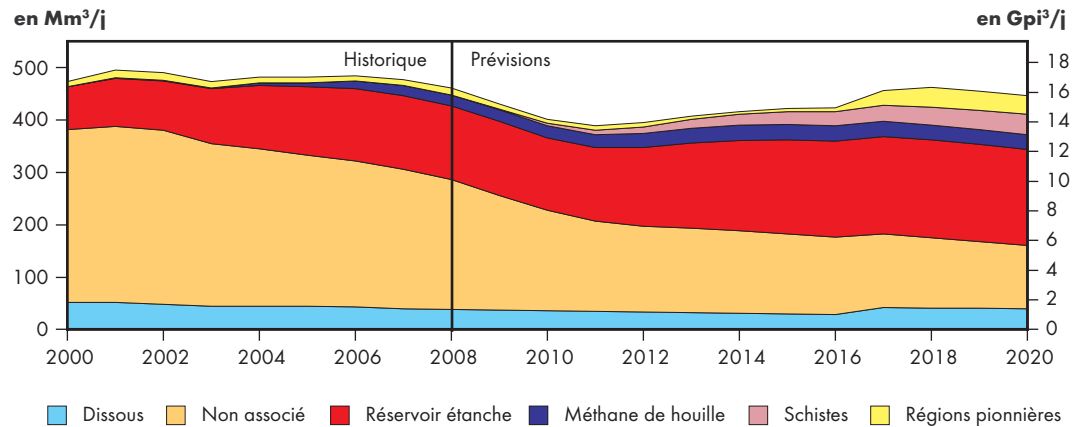
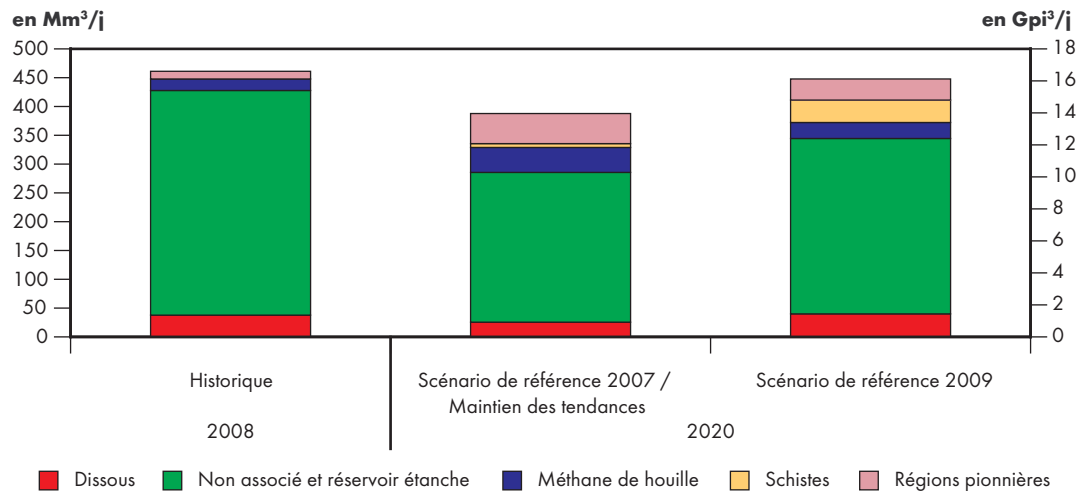


FIGURE 6.3

Perspectives de l'offre de gaz naturel – Comparaison des scénarios de référence 2009 et 2007



et de la fracture hydraulique. Cette technologie progresse rapidement aux États-Unis et elle commence à percer au Canada. Comparativement aux principales régions schisteuses des États-Unis, la mise en valeur du gaz de schistes de Horn River, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, peut être désavantagée par son éloignement et la présence de fondrières de mousse. Cela pourrait entraîner des coûts de livraison plus élevés pour l'équipement et le matériel, des coûts de transport par gazoduc plus élevés et des difficultés d'accès pour exploiter le gisement à longueur d'année sans être confiné aux mois d'hiver lorsque le sol est suffisamment gelé pour permettre le passage d'équipement lourd. Ces désavantages seraient potentiellement compensés par l'épaisseur considérable du schiste dans le nord-est de la Colombie-Britannique et par des quantités de gaz naturel en place plus grandes que dans bien des régions schisteuses des États-Unis¹⁶.

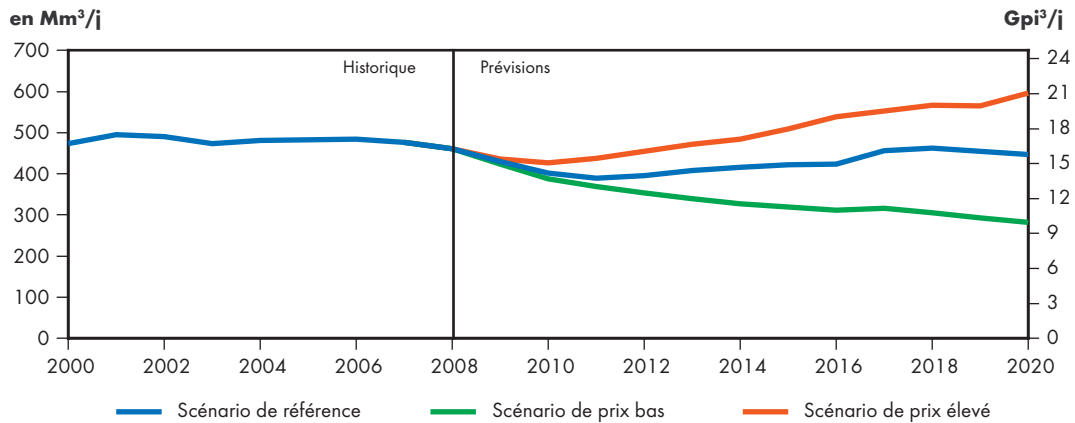
16 En ce qui concerne les coûts de l'offre dans leur ensemble, l'analyse de Tristone Capital Inc. place le gaz de schistes de Montney parmi les moins coûteux des principales zones de schistes d'Amérique du Nord, à 4,50 \$US/MBTU, et celui de Horn River parmi les plus coûteux, à 7,50 \$US/MBTU. (Tristone Capital Inc., *Can You Smell What the Rocks are Cookin' – A 260 Tcf Shale Gas Revolution*, 6 octobre 2008.)

- Le gaz de réservoir étanche de Montney et le gaz de schistes de Horn River, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, devraient jouer un rôle de plus en plus important dans le scénario de référence, compensant en partie la baisse de production de gaz classique après 2011¹⁷. En 2020, le gaz de réservoir étanche et le gaz de schistes représentent 220 Mm³/j (7,8 Gpi³/j) de l'offre au Canada, contre environ 140 Mm³/j (5 Gpi³/j) en 2008. Ces chiffres comprennent une production estimative de 1,13 Mm³/j (0,04 Gpi³/j) de gaz de schistes au Québec. La production de gaz classique – y compris le gaz dissous, à l'exception du gaz de réservoir étanche – dans l'Ouest canadien diminue de plus de moitié entre 2007 et 2020, passant de 320 Mm³/j (11,3 Gpi³/j) à 150 Mm³/j (5,3 Gpi³/j). La production de gaz classique comptait pour près des deux tiers de la production totale du Canada en 2007 et sa contribution glisse à seulement un tiers en 2020.
- Selon le scénario de référence, la production de MH dans l'Ouest canadien devrait augmenter de près de 50 % entre 2007 et 2016 pour atteindre presque 28 Mm³/j (1,0 Gpi³/j). Cette hausse serait principalement attribuable à la mise en valeur du MH de Mannville qui viendrait compléter la production de Horseshoe Canyon, laquelle domine actuellement la production de MH.
- Le scénario de référence prévoit que la production du Canada atlantique va diminuer dans le cadre du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, mais que cette baisse sera compensée fin 2010 par les premières livraisons émanant du projet Deep Panuke à proximité. À long terme, le gaz naturel produit conjointement avec les projets pétroliers extracôtiers de Terre-Neuve – actuellement réinjecté pour maintenir la pression du réservoir – deviendra disponible, livré aux marchés dans des pétroliers configurés pour transporter du gaz naturel comprimé ou du GNL, ou par gazoducs. L'exploitation du gaz naturel devrait débuter en 2017, bien qu'elle pourrait être retardée par la découverte à répétition de gisements pétroliers satellites.
- Les facteurs à prendre en compte pour les projets en zone nordique sont notamment la concurrence du gaz de schistes, l'extrême instabilité des prix, la disponibilité de la main-d'œuvre, l'escalade des coûts, l'obtention de financement et l'accès aux terres. Eu égard à ces facteurs, le scénario de référence prévoit que la production de gaz naturel du delta du Mackenzie débutera en 2017. Cette prévision représente un retard d'environ deux ans par rapport au scénario de référence 2007. Ce projet dépend de l'issue du processus réglementaire actuellement en cours et d'une décision éventuelle d'aller de l'avant. Ces hypothèses ne préjugent d'aucune façon de l'issue du processus réglementaire en cours. Le gaz de l'Alaska n'est pas inclus dans les prévisions jusqu'à 2020.
- Selon le scénario de prix bas, la production de gaz naturel du Canada tombe à 280 Mm³/j (9,9 Gpi³/j), et selon le scénario de prix élevé, elle s'accroît pour passer à 595 Mm³/j (21,0 Gpi³/j) (figure 6.4).
- Dans le scénario de prix élevé, le gaz de réservoir étanche et le gaz de schistes fournissent à eux deux la croissance supplémentaire de l'offre de gaz naturel du Canada, soit 280 Mm³/j (10 Gpi³/j). Dans le scénario de prix bas, le gaz de réservoir étanche et le gaz de schistes continuent de contribuer pour beaucoup à l'offre, comptant pour 145 Mm³/j (5,1 Gpi³/j) en 2020, mais ils ne suffisent pas à compenser pour la baisse de production de gaz classique.
- La baisse est moins forte selon le scénario de prix élevé alors que la production de gaz classique s'établit à 180 Mm³/j (6,4 Gpi³/j) en 2020. Selon le scénario de prix bas, la production de gaz classique est moins concurrentielle par rapport à d'autres sources

17 Ces hypothèses ne préjugent en rien de l'issue des instances réglementaires en cours ou à venir.

FIGURE 6.4

Production de gaz naturel au Canada – Scénario de référence et scénarios de prix



d’approvisionnement et la production chute à 48 Mm³/j (1,7 Gpi³/j) en 2020, ce qui revient à 17 % de la production de gaz naturel au Canada à la fin de la période visée.

- La production de gaz naturel classique – à l’exception du gaz de réservoir étanche – dans l’Ouest canadien diminue dans chacun des scénarios, ce qui nécessite une explication. Sur la quantité totale de gaz naturel classique – à l’exception du gaz de réservoir étanche – dans l’Ouest canadien, moins de la moitié reste à découvrir. Alors que certaines découvertes d’importance de ce gaz continueront d’être faites, il n’en demeure pas moins que, dans l’ensemble, la tendance envisagée sera maintenue, soit : des gisements plus petits, des puits moins productifs et des coûts plus élevés. Comme les coûts liés aux opérations de gaz de réservoirs étanche, de gaz non classique et de gaz des régions pionnières augmentent, les opérations de gaz classique – à l’exception du gaz de réservoir étanche – diminueront graduellement et poursuivront le déclin de cette composante de la production.
- Alors que la taille moyenne des nouveaux gisements de gaz classique – à l’exception du gaz de réservoir étanche – diminue au cours de la période visée, la productivité initiale des nouveaux puits de gaz classique diminue elle aussi. À mesure que les progrès technologiques et l’expérience associés au gaz de réservoir étanche et au gaz de schistes se concrétiseront au Canada, la production plus forte de ces puits deviendra de plus en plus rentable par rapport aux cibles classiques. Comme les investissements migreront vers des zones prometteuses en gaz de réservoir étanche et en gaz de schistes, leur contribution à la production globale augmentera pour quasiment compenser la baisse de production de gaz classique.
- Selon le scénario de prix élevé, la mise en valeur du MH augmente de plus de 75 % pour atteindre 35 Mm³/j (1,2 Gpi³/j) en 2020. Le gisement de Mannville est le principal facteur de croissance du MH. Selon le scénario de prix bas, la production de MH devrait diminuer graduellement au fur et à mesure que l’activité se déplace vers les zones prometteuses en gaz de réservoir étanche et en gaz de schistes. À la fin de la période envisagée par le scénario de prix bas, la production de MH se situe à un peu plus de la moitié des taux actuels¹⁸.

18 Dans le présent rapport, la production de MH est considérablement inférieure aux 62 Mm³/j (2,2 Gpi³/j) prévus dans le scénario de référence 2007. L’absence d’une hausse importante des activités d’exploitation du gisement de Mannville et le déplacement des capitaux vers les zones prometteuses en gaz de réservoir étanche et en gaz de schistes sont les facteurs clés qui appellent une révision des perspectives.

-
- L'exploitation du gaz naturel classique devrait commencer en 2017 selon le scénario de prix bas, et en 2015 selon le scénario de prix élevé.
 - Le gaz du Mackenzie est produit un an plus tôt, en 2016, selon le scénario de prix élevé. Selon le scénario de prix bas, il n'y a pas de production de gaz du Mackenzie à l'horizon 2020.

Gaz naturel liquéfié

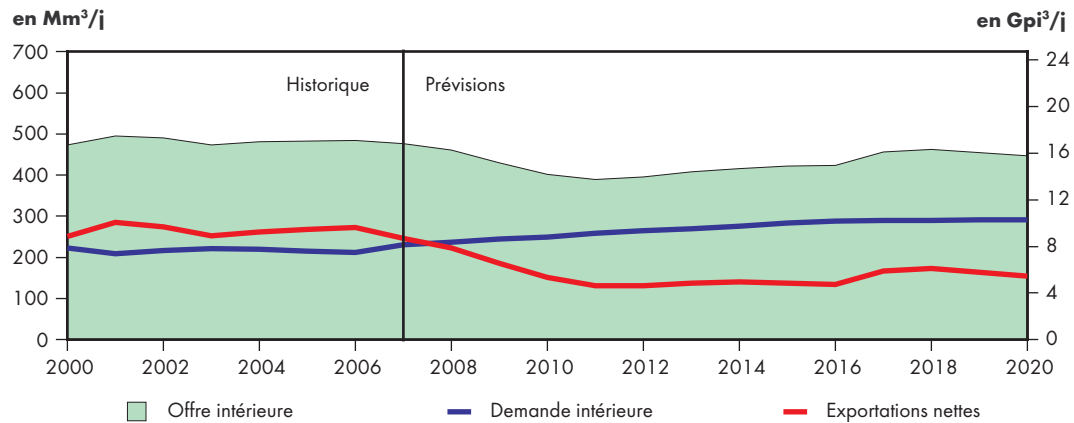
- La capacité d'importation de GNL dans le monde est environ le double de la production annuelle. Cette capacité d'importation excédentaire permet de répondre aux besoins en périodes de livraison de pointe et à l'éventuelle croissance de l'offre. La capacité d'importation de GNL vers l'Amérique du Nord a augmenté pour atteindre plus de 310 Mm³/j (11 Gpi³/j), ce qui comprend les 28 Mm³/j (1,0 Gpi³/j) transitant par le port méthanier Canaport de Saint-John, au Nouveau-Brunswick. Les importations réelles, cependant, ont rarement dépassé les 85 Mm³/j (3 Gpi³/j), avoisinant plutôt les 28 Mm³/j (1 Gpi³/j) ces dernières années. L'utilisation des divers terminaux variera selon les conditions du marché et les dispositions contractuelles. Dans le scénario de référence, les importations de GNL au Canada devraient s'établir en moyenne à 14 Mm³/j (0,5 Gpi³/j).
- Les niveaux plus élevés d'importation de GNL en Amérique du Nord sont un des facteurs contribuant aux faibles prix selon le scénario de prix bas. Dans ce dernier scénario, les importations de GNL au Canada devraient atteindre 28 Mm³/j (1,0 Gpi³/j).
- Selon le scénario de prix élevé, la hausse de la concurrence mondiale pourrait limiter la disponibilité du GNL dans les régions possédant des sources indigènes de gaz naturel, comme l'Amérique du Nord. Les importations de GNL au Canada devraient alors être en moyenne de 3 Mm³/j (0,1 Gpi³/j). À noter que cette hypothèse ne tient compte que des prix élevés de ce scénario et non des dispositions contractuelles particulières liées aux divers terminaux de GNL.

Équilibre entre l'offre et la demande

- En raison du ralentissement marqué des activités de forage ciblant le gaz naturel classique et de la hausse graduelle des activités de forage ciblant le gaz non classique, la production canadienne de gaz naturel devrait diminuer sensiblement entre 2008 et 2010. En même temps, la demande canadienne de gaz devrait commencer à augmenter alors que la consommation destinée à l'exploitation des sables bitumineux et à la production d'électricité continue de croître. La baisse de la production conjuguée avec une hausse de la demande canadienne entraîne un surplus net moins élevé de gaz disponible pour l'exportation. Par exportations nettes on entend la différence entre le total des exportations et le total des importations.
- Pour la période comprise entre 2008 et 2011, la production canadienne de gaz selon le scénario de référence diminue de 70 Mm³/j (2,5 Gpi³/j) alors que la consommation destinée à l'exploitation des sables bitumineux et à la production d'électricité fait augmenter la demande canadienne de 17 Mm³/j (0,6 Gpi³/j). Cette variation de 88 Mm³/j (3,1 Gpi³/j) fait chuter les exportations nettes de 40 % en 2011. Après 2011, l'offre de gaz augmente à un rythme semblable à la demande intérieure, ce qui signifie des exportations nettes d'environ 140 Mm³/j (5 Gpi³/j) jusqu'aux dernières années de la période visée, alors que l'apport du gaz des régions pionnières aide à propulser les exportations nettes à 170 Mm³/j (6 Gpi³/j) (figure 6.5).

FIGURE 6.5

Exportations nettes de gaz naturel du Canada – Scénario de référence



- Selon le scénario de prix bas, la production canadienne de gaz naturel diminue tout au long de la période envisagée, alors que la demande de gaz naturel augmente. Dans ces conditions, les exportations nettes diminuent de façon constante et le Canada devient un importateur net de gaz naturel en 2019. Les coûts aux consommateurs canadiens demeurent peu élevés, pendant que la production américaine et les importations de GNL en Amérique du Nord éliminent graduellement le besoin d'exportations nettes de gaz naturel canadien vers les États-Unis.
- Selon le scénario de prix élevé, la production canadienne de gaz naturel chute d'abord en raison d'une diminution des activités de forage, puis elle augmente de façon constante pour dépasser, en 2020, de presque 24 % les niveaux de 2008. Au cours de la même période, les prix plus élevés de l'énergie entraînent une croissance modeste de 11 % de la demande de gaz naturel. Le surplus grandissant est mis à disposition pour l'exportation et porterait les exportations nettes à un niveau record à l'horizon 2020.

Principales incertitudes liées aux perspectives

- Les variations des prix du gaz naturel sont devenues plus prononcées depuis 2007 : ces prix commencent par chuter, puis doublent pour enfin rechuter de plus de moitié. Comme ces fortes variations risquent de durer, voire de devenir plus extrêmes encore, les dépenses en immobilisations dans les projets de gaz naturel en amont, les gazoducs et l'infrastructure de traitement seront sujettes à une plus grande variation des flux de revenus.
- L'accroissement éventuel de la production de gaz de schistes en Amérique du Nord, qui passerait d'environ 200 Mm³/j (7 Gpi³/j) actuellement à 710 Mm³/j (25 Gpi³/j) à l'horizon 2020, pourrait être ralenti par les difficultés liées à la nouvelle technologie utilisée, notamment les fractures, ou par une pénurie de composantes clés comme les volumes d'eau considérables utilisés dans la fracture hydraulique, l'agent de soutènement employé pour empêcher les fractures pratiquées dans le roc de se refermer, le matériel de forage et de pompage à pression, et l'accès aux terrains pour les opérations de forage et les opérations pipelinières. Ces projets sont également assujettis à l'approbation des autorités de réglementation.
- L'ampleur et le rythme d'une reprise ou d'une croissance éventuelle de la demande de gaz naturel sont difficiles à évaluer. Les secteurs de demande clés sont : l'utilisation du gaz naturel pour la production pétrolière dans la région des sables bitumineux, dans l'Ouest

canadien, la consommation de gaz dans les marchés industriels de l'Ontario, l'utilisation de ce combustible pour les opérations de CCS, et la production d'électricité. Certains ont formulé l'hypothèse qu'avec la mise en valeur massive du gaz de schistes, le gaz naturel pourrait être utilisé de façon beaucoup plus intensive en Amérique du Nord pour protéger l'environnement et améliorer la sécurité énergétique. Un tel revirement de situation n'est pas attendu d'ici 2020.

- Le gaz de schistes et le gaz de réservoir étanche au Canada et aux États-Unis pourraient représenter le tiers, voire davantage, de la production nord-américaine en 2020. Pendant cette période, la production de gaz classique devrait diminuer, surtout si les volumes supplémentaires de gaz de schistes et de GNL devaient maintenir les prix bas. Alors que les changements pourraient compenser le manque à produire et empêcher la production nord-américaine, dans son ensemble, d'augmenter de façon appréciable, les sources d'approvisionnement vont changer et risquent d'entraîner des changements dans l'infrastructure pipelinière. Le gaz naturel classique représentait les deux tiers de l'offre gazière au Canada en 2008, mais à l'horizon 2020 il n'en constituera plus que le tiers, la croissance de la production du gaz de réservoir étanche et du gaz de schistes faisant la différence.
- La mise en valeur des sables bitumineux a contribué à l'inflation dans l'Ouest canadien, ce qui a rendu l'exploitation du gaz dans le BSOC moins concurrentielle par rapport à d'autres régions. Si la demande et les prix des produits gaziers et pétroliers augmentaient simultanément, une semblable inflation des coûts pourrait survenir à nouveau et empêcher le développement en amont.
- À court terme, il y a risque que la contraction de la demande mondiale entraîne l'acheminement des surplus de GNL vers l'Amérique du Nord, ce qui ferait baisser les prix. À long terme, une offre suffisante de gaz de schistes en Amérique du Nord pourrait être développée pour justifier des exportations de GNL nord-américain vers d'autres marchés du monde. Une telle situation pourrait rapprocher des prix mondiaux les prix du gaz en Amérique du Nord.

PERSPECTIVES DE L'OFFRE DE LIQUIDES DE GAZ NATUREL

Offre et consommation de liquides de gaz naturel

- Les liquides de gaz naturel (LGN) comprennent le propane, le butane, les pentanes plus¹⁹ et l'éthane. Ces liquides dérivent principalement de la production de gaz naturel. Une part de l'offre de propane et de butane provient toutefois du raffinage du pétrole. On suppose que l'extraction des liquides du gaz naturel est rentable à long terme compte tenu des prix posés en hypothèse.
- Les perspectives de l'offre de gaz naturel au Canada sont prometteuses avec la mise en œuvre de la nouvelle production émanant des zones de gaz de schistes et de réservoir étanche, et des zones de MH. Cependant, le gaz issu de ces sources est essentiellement dépourvu de liquides. La pertinence grandissante de ces sources non classiques d'approvisionnement en gaz et la baisse marquée de la production prévue en 2009 et 2010 dans le scénario de référence signifient que la production de LGN montre une réduction nette de l'offre comparativement aux prévisions de 2007.
- La demande de propane devrait croître à un taux annuel moyen de 0,7 % durant la période visée par le scénario de référence, l'essentiel de cette croissance se situant surtout dans les secteurs énergétiques d'utilisation finale (c.-à-d., les secteurs résidentiel, commercial et industriel). Selon les prévisions, l'offre de propane diminue en même temps que l'offre de gaz classique dans chacun des scénarios. Des volumes excédentaires de propane sont toujours disponibles pour l'exportation tout au long de la période envisagée, dans chacun des trois scénarios de prix.
- La demande de butane destiné à la production de composants d'essence et au mélange dans l'essence croît à un taux annuel moyen de 0,3 % pendant la période envisagée, selon le scénario de référence. L'équilibre entre l'offre et la demande de butane devrait se précariser au début de la période des prévisions, conséquence de la baisse marquée de la production de butane d/coulant du ralentissement des activités de forage de puits gaziers et de la production de gaz classique. Le Canada cessera d'être un exportateur net de butane après 2012. Cette situation contraste avec le rapport précédent où l'équilibre entre l'offre et la demande de butane se précarisait en 2015. Ce manque à produire pourrait être compensé par les importations de butane ou par l'amélioration des installations de coupes lourdes et de dégagements gazeux des sables bitumineux.
- La production de pentanes plus (ou de condensat) diminue tout au long de la période des prévisions dans le scénario de référence, en écho à la tendance à la baisse de la production de gaz naturel classique. La demande de condensat est essentiellement déterminée par les

19 Dans le présent rapport, l'offre de pentanes plus ou de condensat est présentée comme faisant partie de la production de pétrole brut (voir annexe 3).

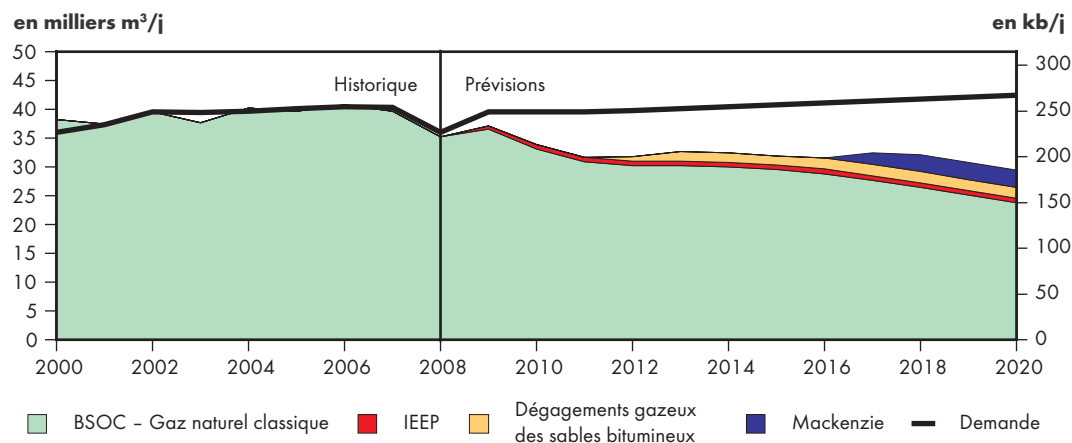
besoins en mélange compte tenu de la production grandissante de bitume et de pétrole lourd dans l'Ouest canadien. De plus, une partie des volumes est utilisée comme charge d'alimentation dans l'industrie du raffinage et le secteur de la pétrochimie dans l'Est du Canada. La demande totale de condensat au Canada dépasse l'offre disponible dans les trois scénarios de prix. Il faudra accroître les importations de condensat pour compenser le manque à produire prévu, lequel est évalué à environ 55 milliers m³/j (350 kb/j) en 2020 selon le scénario de référence.

Bilans de l'offre et de la demande d'éthane

- L'offre d'éthane devrait de plus en plus se resserrer durant la période visée par le scénario de référence, alors que la demande dépasse l'offre disponible.
- Selon le scénario de référence, la production d'éthane diminue en même temps que la production de gaz naturel classique du BSOC (figure 7.1). Les approvisionnements en gaz non classique qui s'ajoutent après 2011 ne font que ralentir légèrement la tendance à la baisse de la production d'éthane. Avec l'arrivée du gaz du delta du Mackenzie, en 2017 selon le scénario de référence, la baisse de production d'éthane et d'autres LGN s'atténue pendant environ deux ans.
- L'écart entre l'offre et la demande pourrait être comblé par des projets offrant des approvisionnements supplémentaires en éthane, comme ceux destinés à améliorer les installations de coupes lourdes et de dégagements gazeux des sables bitumineux. Ces approvisionnements ont toutefois été fortement hypothéqués par la hausse des coûts de main-d'œuvre et de construction des dernières années, par la difficulté de faire financer des projets en raison de la crise financière de 2008, et par la grande instabilité des écarts de prix entre le pétrole et le gaz naturel. Dans les prévisions, nombre de ces projets ont été soit annulés, soit reportés. Les projets qui comptent sur le soutien offert par la politique de l'Alberta favorisant une extraction supplémentaire d'éthane, connue sous le nom de politique IEEP, ont eux aussi subi des effets négatifs²⁰. Il en résulte une réduction nette de l'offre prévue émanant de ces sources par rapport au scénario de référence 2007 et au scénario de Maintien des tendances.

FIGURE 7.1

Bilan de l'offre et de la demande d'éthane – Scénario de référence



La demande comprend la consommation d'éthane par les installations pétrochimiques ainsi que l'injection de solvants.

20 La politique IEEP prévoit des stimulants pour la production supplémentaire de volumes d'éthane à partir du gaz naturel et de gaz produits comme dérivés de la valorisation du bitume, ainsi que pour l'utilisation de l'éthane par les sociétés pétrochimiques en Alberta.

-
- Selon les trois scénarios de prix, on ne prévoit pas de production d'éthane au large de la côte Est et de celle de la Colombie-Britannique, car la production potentielle y est insuffisante pour mettre en place une industrie pétrochimique axée sur l'éthane. L'offre de LGN découlant des importations n'est pas considérée commercialement viable.
 - Au Canada, l'éthane est employé principalement dans l'Ouest canadien comme charge d'alimentation pour l'industrie pétrochimique, dont une petite quantité est utilisée dans des projets d'injection de fluides miscibles. La demande d'éthane a chuté durant la seconde moitié de 2008 en raison du ralentissement de l'activité économique dans l'industrie automobile et le secteur des biens de consommation, deux grands consommateurs de plastiques et d'autres produits pétrochimiques. La demande devrait augmenter graduellement à partir de la seconde moitié de 2009. On s'attend, durant la période visée, à une croissance lente de la demande, l'Amérique du Nord étant considérée comme un marché parvenu à maturité pour l'éthylène. De plus, l'industrie pétrochimique de l'Alberta fera face à une concurrence accrue sur les marchés nord-américains en raison de la nouvelle capacité de production d'éthylène mise en place en Asie et au Proche-Orient.
 - Compte tenu des perspectives de l'offre et de la demande d'éthane, on n'envisage pas de nouvelles usines pétrochimiques, ni d'agrandissements, même pour désengorger certaines usines si des approvisionnements supplémentaires d'éthane devenaient disponibles. Le propane, le butane et le naphte sont actuellement utilisés comme charges d'alimentation dans les installations pétrochimiques de l'Est du Canada, alors que certains volumes de propane sont ajoutés comme charges supplémentaires pour les usines d'éthylène de l'Ouest canadien. Cette situation devrait se maintenir.
 - Selon le scénario de prix bas, la production d'éthane diminue rapidement et va dans le sens des prévisions de diminution de la production de gaz naturel. Ce scénario tient également compte de certains projets d'installations de coupes lourdes et de dégagements gazeux, mais ces projets interviennent plus tard que dans le scénario de référence. Ils sont incapables de soutenir suffisamment l'offre pour compenser l'effet de la baisse de production de gaz.
 - Selon le scénario de prix élevé, la production d'éthane réussit à augmenter en 2018, aidée en cela par la mise de l'avant de certains projets reportés liés à la politique IEEP, facteur qui n'est pas pris en compte dans le scénario de référence. Cette offre supplémentaire aide à compenser pour la baisse de la production d'éthane issue du gaz classique, mais l'offre d'éthane reprend son mouvement à la baisse à la fin de la période visée.

Principales incertitudes liées aux perspectives

- Dans les trois scénarios, on prévoit une diminution de la production de gaz classique dans l'Ouest canadien. Comme les LGN dérivent essentiellement de la production de gaz classique, tout changement survenant dans les facteurs économiques et les niveaux de production de gaz naturel classique aura un effet direct sur les perspectives des LGN.
- Les sources de remplacement de l'éthane, comme les améliorations à la technique d'extraction de l'éthane (amélioration des installations de coupes lourdes) ou aux dégagements gazeux des sables bitumineux, ont subi des effets négatifs attribuables à plusieurs facteurs, dont l'inflation des coûts de construction, l'accès limité au financement et l'instabilité des écarts de prix entre le pétrole et le gaz. Si la conjoncture changeait rapidement, une offre supplémentaire d'éthane pourrait devenir disponible au cours de la période visée. Par contre, si ces conditions persistaient, une nouvelle offre d'éthane émanant de ces sources pourrait être encore reportée, voire annulée.

PERSPECTIVES DE L'OFFRE D'ÉLECTRICITÉ

Capacité et production

- La capacité de production d'électricité augmente de 20,7 % entre 2008 et 2020 avec la nouvelle offre issue des sources habituelles (grandes centrales hydroélectriques, énergie nucléaire, gaz naturel, charbon et pétrole) et de sources émergentes (biomasse, éolien, solaire, géothermie et petites centrales hydroélectriques) (figure 8.1).
- L'offensive destinée à réduire les émissions de GES se révèle une tendance lourde dans les résultats de la présente étude. Cette situation est le fruit notamment d'initiatives visant l'efficacité énergétique, et du développement de technologies de production comme le gaz naturel, l'éolien, la biomasse, le solaire, le nucléaire et le charbon avec CCS.
- Une des grandes différences entre le scénario de référence de 2007 et celui de 2009 est la baisse de la demande d'électricité. Selon le scénario de référence 2007, la demande d'électricité en 2020 est de 682 527 GWh, mais de seulement 631 876 GWh (une baisse de 7,4 %) selon le scénario de référence 2009 (figure 8.2). Cela mène à une diminution de la capacité de production du Canada en 2020, enregistrée principalement en Ontario (745 MW), en Colombie-Britannique (650 MW) et au Québec (1 381 MW).

Hydroélectricité

- La capacité hydroélectrique continuera d'être une source importante d'électricité durant la période envisagée par le scénario de référence, même si sa part diminue pour passer

FIGURE 8.1

Capacité de production d'électricité au Canada – Scénario de référence

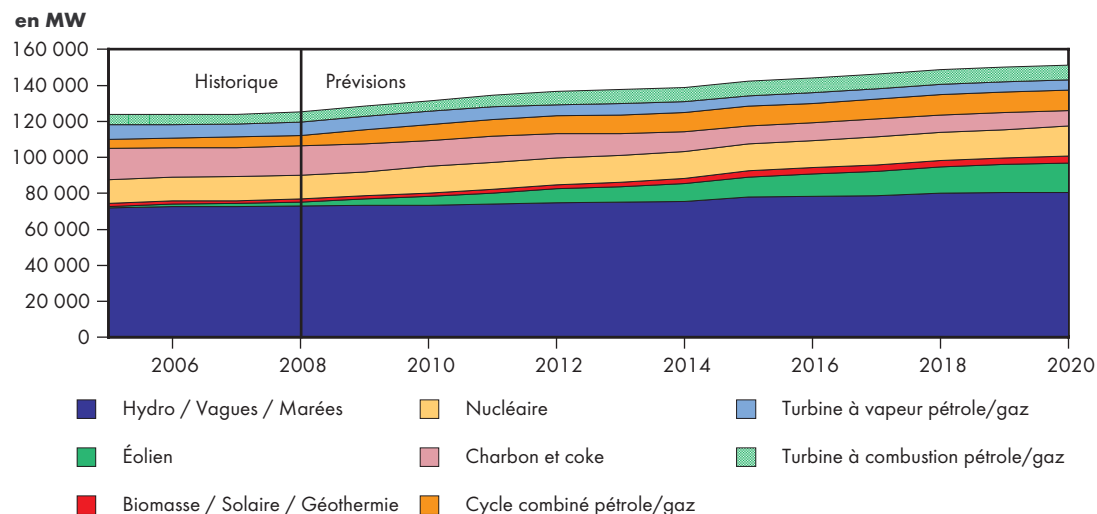
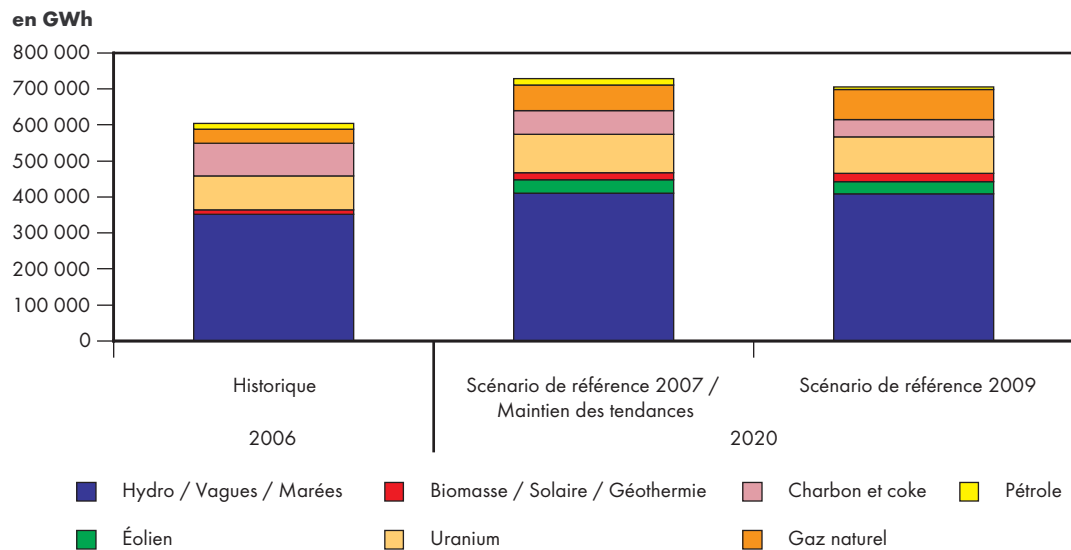


FIGURE 8.2

**Production par type de combustible –
Comparaison des scénarios de référence 2009 et 2007**



de 58,2 % de la capacité canadienne de production en 2008 à 53,3 % en 2020. Petites centrales comprises, cette capacité devrait atteindre 80 604 MW en 2020, une hausse d'environ 7 751 MW par rapport à 2008.

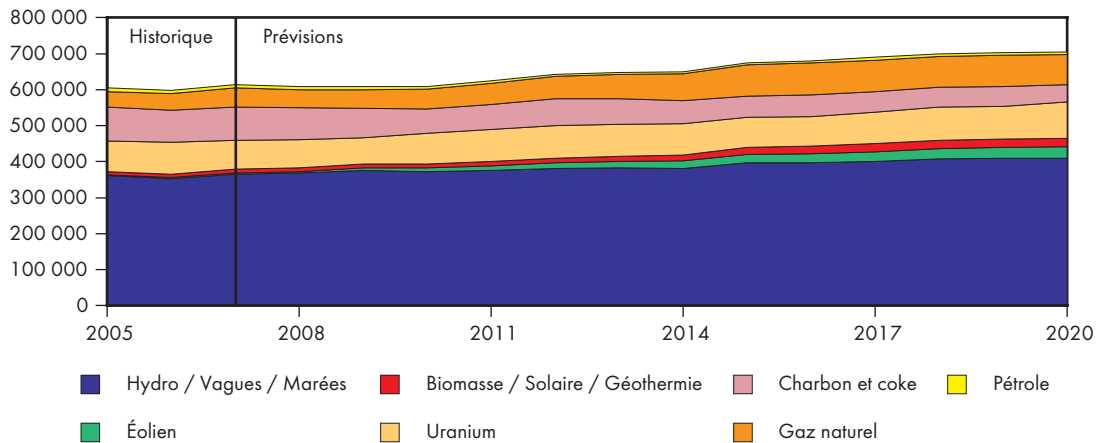
- Il y aura une forte expansion de nouveaux projets hydroélectriques en Colombie-Britannique, au Québec et à Terre-Neuve-et-Labrador. En Colombie-Britannique, le scénario de référence prévoit l'ajout de 500 MW à la centrale existante de Revelstoke et de 465 MW à la centrale existante de Mica, et la construction d'une centrale de 900 MW au Site C de Peace River. Dans l'Est du Canada, la centrale de 2 260 MW de Lower Churchill, au Labrador, et les centrales de la Sarcelle/Eastmain-1-A / Détournement de la Rupert et de la Romaine, au Québec (2 441 MW), sont construites. Il faut aussi tenir compte de l'ajout de la centrale de 200 MW de Wuskwatim, au Manitoba, en 2012.
- La production hydroélectrique annuelle devrait augmenter pour passer de 362 180 GWh à 409 257 GWh durant la période des prévisions, même si sa part diminue légèrement, passant de 59,7 % de la production canadienne d'électricité en 2008 à 58,1 % en 2020 (figure 8.3).

Énergie nucléaire

- La capacité nucléaire totale s'accroît de 3 170 MW (23,8 %) durant la période visée par le scénario de référence. Les ajouts à la capacité nucléaire se constatent au Nouveau-Brunswick (680 MW en 2017) et en Alberta (1 000 MW en 2020).
- On prévoit également que deux réacteurs de la Station A (1 650 MW) à Bruce, en Ontario, seront remis en service et que les quatre réacteurs de 540 MW de la Station B à Pickering seront remplacées par deux réacteurs de 1 000 MW en 2018 et 2019. La centrale de Point Lepreau, au Nouveau-Brunswick, et celle de Gentilly-2, au Québec, devraient être remises à neuf.
- La production d'énergie nucléaire devrait également croître, surtout vers la fin de la période envisagée, passant de 78 336 GWh à 101 905 GWh, augmentant ainsi sa part de la production totale qui passerait alors de 12,9 % en 2008 à 14,5 % à l'horizon 2020.

FIGURE 8.3

Production d'électricité au Canada par type de combustible – Scénario de référence
en GWh



- La capacité totale d'énergie nucléaire au Canada devrait avoir légèrement diminué en 2020, soit de 480 MW, par rapport au scénario de référence précédent. La capacité d'énergie nucléaire de l'Ontario devrait diminuer en 2020 pour passer de 15 640 MW à 13 480 MW (-13,8 %), en raison de la mise au rancart des vieilles centrales qui ne seront pas remises à neuf. Cette diminution est toutefois compensée par l'addition d'une nouvelle centrale de 1 000 MW en Alberta qui remplacera les installations de production au charbon mises au rancart en 2020, et d'une centrale de 680 MW en 2017 au Nouveau-Brunswick.

Centrales au gaz naturel

- On continuera d'utiliser le gaz naturel pour répondre à la demande d'électricité. La production au gaz naturel devrait augmenter durant la période visée par le scénario de référence de 5 517 MW (production par cycle combiné) et de 2 629 MW (turbines à combustion/cogénération). On prévoit également une diminution de 1 243 MW de production par turbine à vapeur, principalement en Colombie-Britannique (630 MW) et en Alberta (221 MW), alors que les vieilles centrales sont remplacées par des installations à cycle combiné plus efficaces. À brève échéance, des investissements dans la production par cycle combiné sont prévus en Ontario, mais aussi à Terre-Neuve-et-Labrador. En Ontario, une combinaison de production au gaz par cycle combiné (3 917 MW) et de production par turbines à combustion/cogénération (1 337 MW) sera utilisée afin de pouvoir répondre à la demande après que les installations au charbon auront été graduellement abandonnées.
- La production au gaz naturel devrait augmenter sensiblement pour passer de 50 809 GWh à 82 670 GWh en 2020, soit de 8,4 % à 11,7 % de la production totale.

Centrales au charbon

- La capacité totale de production au charbon devrait diminuer de 46,3 %, ou 7 560 MW, selon le scénario de référence. Ainsi, la part du charbon dans la production totale d'électricité, qui était de 12,9 % en 2008, ne sera plus que de 5,7 % en 2020. Cette forte diminution entraînera une baisse de la production canadienne, qui passera de 88 416 GWh en 2008 à 47 960 GWh en 2020, soit une diminution de plus de 45 %.
- Le changement le plus notable survient en Ontario, alors que toutes les installations de production au charbon, soit une capacité de 7 485 MW, sont mises au rancart à l'horizon

2015. D'autres mises au rancart ont lieu en Alberta, en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse, où les installations atteignent la fin de leur durée de vie utile. L'unité numéro 3 de la centrale de Boundary Dam, en Saskatchewan, est remise à neuf et adaptée en y intégrant la CCS en 2015, alors qu'en Alberta il y a une nouvelle centrale classique au charbon de 450 MW en 2011 et un projet pilote de production par cycle combiné et gazéification intégrée de 270 MW en 2015, mais pas d'autre nouvelle construction d'installations au charbon.

- Il y a eu certains changements aux projets de CCS entre le scénario de référence 2009 et celui de 2007. Ces changements font suite aux changements annoncés dans le calendrier des projets pilotes, ainsi qu'à la réduction de la demande pour une nouvelle production au charbon en raison de la baisse de la demande d'électricité et des prévisions du potentiel de production nucléaire en Alberta.

Centrales au pétrole

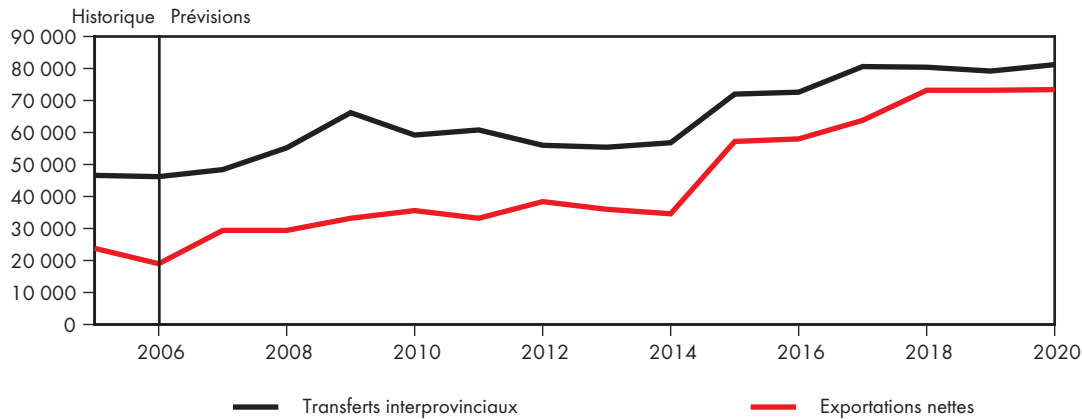
- Les centrales au pétrole produisent en périodes de pointe ou dans les régions qui ne disposent pas d'une production à partir d'autres combustibles fossiles, comme le Yukon, le Nunavut et les Territoires du Nord-Ouest. À Terre-Neuve-et-Labrador, les turbines à vapeur fonctionnant au pétrole seront remplacées au moyen d'installations par cycle combiné alimentées au pétrole d'une capacité de 360 MW en 2012 et de 180 MW en 2020. Selon le scénario de référence, la part de la production au pétrole va en diminuant, à mesure que les turbines à vapeur seront remplacées au moyen d'installations par cycle combiné alimentées au gaz naturel lorsque celui-ci est disponible et rentable.
- D'après le scénario de référence, la part de la production d'électricité au pétrole diminuera légèrement, passant de 8 531 GWh (1,5 %) en 2008 à 7 541 GWh (1,1 %) en 2020.

Technologies émergentes ou de remplacement

- La production d'électricité à l'aide des technologies émergentes non classiques demeure négligeable à comparer aux sources classiques plus centralisées, mais des changements de taille sont à prévoir.
- L'énergie éolienne connaît une croissance exceptionnellement forte. La production est multipliée par six, passant de 4 860 GWh en 2008 à 32 389 GWh en 2020 (une hausse de 567 % durant la période visée) et la capacité totale de production d'énergie éolienne devrait passer de 2 369 MW en 2008 à 16 400 MW à l'horizon 2020. Durant la période visée par le scénario de référence, l'essentiel des ajouts de capacité d'énergie éolienne provient du Québec (5 885 MW), de l'Ontario (3 280 MW), du Manitoba (1 200 MW) et de l'Alberta (1 522 MW). À la fin de la période des prévisions, la capacité de production éolienne est d'environ 510 MW plus élevée que celle envisagée dans le scénario de référence 2007, ce qui signifie que les objectifs annoncés par les provinces ont changé en cours de route. Ce changement à la hausse des objectifs reflète l'intérêt plus marqué des citoyens pour les sources d'électricité propres et une confiance plus grande des exploitants de réseaux électriques dans leur capacité d'intégrer l'énergie éolienne à leurs réseaux.
- D'autres technologies de production, comme la biomasse, les gaz d'enfouissement, la chaleur résiduelle, l'énergie solaire et l'énergie marémotrice, affichent une croissance de 139 % pour atteindre 3 750 MW à l'horizon 2020. Le scénario de référence 2009 comprend également l'énergie solaire photovoltaïque selon le *Plan de réseau intégré d'électricité* de l'Office de l'électricité de l'Ontario, ainsi qu'un projet géothermique expérimental en Colombie-Britannique. La biomasse, le solaire et la géothermie voient leur part de la production canadienne augmenter d'environ 134 % pour atteindre 23 163 GWh

FIGURE 8.4

Transferts d'électricité interprovinciaux et exportations nettes – Scénario de référence en GWh



durant la période visée. La majeure partie de cette production provient de la biomasse. En Ontario, l'analyse prévoit la conversion de la centrale au charbon d'Atikokan vers la biomasse pour 2014 et celle de deux unités de la centrale au charbon de Nanticoke pour 2015. Atikokan conserve sa pleine capacité alors que les deux unités de Nanticoke passent en régime réduit à 250 MW chacune. L'emplacement de ces unités favorise leur maintien en service, car cela réduit la nécessité d'agrandir le réseau de transport tout en respectant l'objectif du gouvernement de l'Ontario d'éliminer graduellement la production au charbon à l'horizon 2014.

- Outre le scénario de référence, l'ONÉ a entrepris d'examiner la sensibilité au prix élevé et au prix bas du pétrole. Il pose pour hypothèse les mêmes politiques environnementales et les mêmes déterminants technologiques du scénario de base et des scénarios de prix; la capacité installée est donc la même dans les trois scénarios. Des écarts sont constatés dans la production totale et les transferts interprovinciaux.
- Les scénarios de prix élevé et de prix bas révèlent effectivement des écarts dans la production totale et les transferts interprovinciaux. Ces écarts sont le fruit des changements au niveau de la demande d'électricité qui, dans les régions productrices de pétrole, est plus élevée selon le scénario de prix élevé et moins élevée selon le scénario de prix bas. Le contraire est vrai dans les régions industrielles du Canada. Cela donne une production hydroélectrique plus élevée selon le scénario de prix bas, alors que le scénario de prix élevé révèle une production plus élevée tirée du charbon.

Exportations, importations et transferts interprovinciaux

- Les exportations d'électricité augmentent de 59 %, passant de 55 TWh en 2008 à 86 TWh en 2020. Les importations, quant à elles, diminuent de 46 %, passant de 25 TWh à 13 TWh en 2020.
- Les exportations nettes canadiennes augmentent, passant de 29 468 GWh en 2008 à 73 418 GWh en 2020. On constate également une augmentation des transferts interprovinciaux, qui passent de 55 350 GWh en 2008 à 81 245 GWh en 2020, alors que l'énergie de la centrale hydroélectrique de Lower Churchill, au Labrador, devra transiter par le Québec et/ou les provinces de l'Atlantique avant d'être exportée.

-
- Les recettes d'exportations continueront d'être dominées par les provinces productrices d'hydroélectricité. Les exportations d'électricité devraient continuer d'être une importante source de revenus, et les importations de fournir l'appoint dont ont besoin les provinces interconnectées avec les régions limitrophes des États-Unis. En plus d'exporter de l'énergie, les provinces riches en hydroélectricité peuvent également profiter de leur capacité d'emmagasiner de l'énergie – en achetant de l'énergie bon marché hors des périodes de pointe – et d'économiser l'eau qui peut leur servir à produire de l'électricité lorsque les prix sont plus élevés.

Principales incertitudes liées aux perspectives

- Un ralentissement économique prolongé pourrait influencer sur l'instabilité et le niveau des prix canadiens des combustibles et de l'électricité, sur la demande et les besoins en production, sur les investissements dans les infrastructures, ainsi que sur les volumes et les recettes d'exportations et d'importations, et rendre l'énergie éolienne et d'autres technologies renouvelables moins réalisables et moins attirantes pour l'industrie.
- D'après les prévisions, la croissance de la demande d'électricité va ralentir. Si ce ralentissement ne se concrétise pas, il faudra alors produire davantage.
- La mise en œuvre des politiques gouvernementales actuellement en cours d'élaboration pourrait influencer les perspectives de l'offre d'électricité présentées ici.

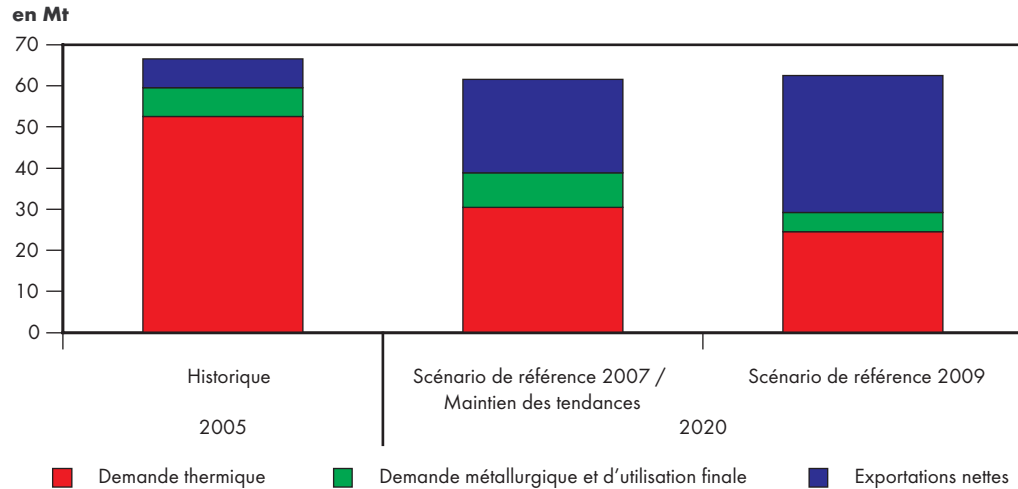
PERSPECTIVES DE L'OFFRE DE CHARBON

- La majeure partie des ressources houillères et l'essentiel de la production se situent dans l'Ouest canadien – en Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan – alors qu'un faible volume est produit au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. Les exportations concernent principalement le charbon métallurgique et un peu de charbon thermique (à des fins de production d'électricité) et elles sont expédiées principalement des ports de la côte Ouest vers le Japon et l'Asie du Sud-Est. Une petite partie de la production est envoyée aux États-Unis, en Amérique centrale et en Europe. Les deux types de charbon sont importés en Ontario et en divers points dans l'Est du pays. En raison des coûts de transport et des exigences de qualité du charbon, les livraisons de l'Ouest vers l'Est du Canada sont plutôt limitées et c'est pour cela qu'elles ne constituent qu'une petite part de la consommation.
- Environ 88 % de la consommation canadienne de charbon est liée à la demande thermique pour la production d'électricité, le reste étant destiné au secteur industriel (figure 9.1). Les perspectives de la demande de charbon au Canada sont donc pour beaucoup liées à l'utilisation dans la production d'électricité. La production, par ailleurs, aura tendance à suivre la situation du marché d'exportation et de la demande thermique dans l'Ouest canadien. Les importations de charbon refléteront les tendances de la consommation thermique dans l'Est et de la demande de coke pour la production d'acier.
- Selon le scénario de référence concernant la demande énergétique, la demande de charbon diminue, en écho à la baisse de la production des centrales au charbon. Cela est dû essentiellement à l'élimination graduelle de ces centrales en Ontario d'ici 2015. Une baisse se manifeste également dans d'autres provinces en raison de la mise au rancart de centrales et des améliorations entraînées par les remises à neuf et les nouvelles unités. Les technologies d'épuration du charbon sont introduites pour améliorer l'acceptation des centrales au charbon sur le plan environnemental²¹. Une baisse de la demande dans l'industrie sidérurgique et dans d'autres secteurs industriels est également escomptée.
- La hausse envisagée des exportations nettes de charbon est le résultat des tendances contraires des exportations et des importations. Les exportations devraient s'intensifier avec l'accroissement de la demande mondiale d'acier, même si la croissance d'environ 1 % par an est moins grande que prévue dans le commerce mondial du charbon. Les importations diminuent sensiblement avec la diminution des besoins en charbon thermique.
- À l'horizon 2020, la production globale de charbon diminue à 63 Mt comparativement à la production des dernières années qui oscillait entre 66 Mt et 69 Mt (figure 9.1).
- En ce qui concerne le scénario de référence 2007, le principal changement constaté dans les perspectives du charbon à l'horizon 2020 est la réduction de la consommation pour la production d'électricité. Tout bien pesé, la consolidation des plans de réduction ou

21 Pour plus de renseignements sur les technologies d'épuration du charbon, voir les publications de l'ONÉ suivantes : *Regard sur la production d'électricité au charbon*, *L'avenir énergétique du Canada : scénario de référence jusqu'à 2030* et *Technologies émergentes dans la production d'électricité*, toutes accessibles à l'adresse : www.neb-one.gc.ca.

FIGURE 9.1

Production et consommation de charbon au Canada, 2005 et 2020 – Scénario de référence



La somme de la demande de charbon thermique, métallurgique et d'utilisation finale et des exportations nettes égale la production canadienne.

d'élimination graduelle de la production des centrales au charbon semble se préciser, au vu du succès apparent et des perspectives améliorées de la mise en valeur des technologies de remplacement (énergies renouvelables, gaz naturel et nucléaire) depuis les prévisions de 2007. Ces tendances sont renforcées par les prévisions à la baisse de la demande d'électricité dans la présente analyse.

- Les scénarios de prix élevé et de prix bas du pétrole n'ont pas d'effet notable à l'égard de l'analyse sur le charbon car, mise à part la possible addition d'un prix du carbone dans certaines situations, le charbon devrait conserver sa position concurrentielle. L'incidence sur le charbon est moins directe et se fait sentir par l'effet des variations des prix sur l'économie et la demande d'énergie qui se répercutent sur la production d'électricité.

Principales incertitudes liées aux perspectives

- Si les hypothèses concernant la mise au rancart des centrales au charbon semblent pouvoir se réaliser, il demeure la question de la mise en œuvre des changements pour diversifier les modes de production. D'autre part, la mise au rancart des centrales au charbon pourrait être reportée en cas de besoin, ce qui entraînerait une hausse de la consommation de charbon. Le résultat dépendra des décisions prises en matière d'investissements privés et d'une combinaison de politiques fédérales et provinciales.

CONCLUSIONS

- Le scénario de référence 2009 constitue une mise à jour du scénario de référence contenu dans le rapport de 2007 de l'Office intitulé *L'avenir énergétique du Canada – scénario de référence et scénarios prospectifs jusqu'à 2030*. Selon l'analyse mise à jour, les récentes tendances de l'économie, de l'énergie et des politiques auront vraisemblablement des incidences sur l'offre et la demande d'énergie au Canada. Les changements au scénario de référence 2007 concernent notamment le ralentissement de l'économie canadienne et mondiale, la hausse des prix de l'énergie, le recours accru aux programmes d'économie d'énergie et de protection de l'environnement pour restreindre la demande d'énergie, et les percées technologiques, surtout dans le domaine de la production issue des sources non classiques. Parmi les principales prévisions, mentionnons une croissance moyenne du PIB de 2,1 % par an, un prix moyen du brut WTI de 80 \$US/b, un prix moyen du gaz naturel au carrefour Henry de 6,80 \$US/MBTU, et la mise en œuvre des programmes et politiques énergétiques et environnementaux qui ont été adoptés et mis en place.
- Compte tenu du degré élevé d'instabilité des marchés énergétiques, le scénario de référence 2009 incorpore également un scénario de prix élevé et un scénario de prix bas. Le prix du pétrole varie entre un sommet de 120 \$US/b et un creux de 60 \$US/b. Le prix du gaz naturel varie entre un sommet de 11 \$US/MBTU et un creux de 5,50 \$/MBTU. L'incidence du scénario de prix bas et du scénario de prix élevé se fait sentir plus fortement au niveau régional en raison de la concentration de la production d'énergie dans certaines régions. Les secteurs producteurs d'énergie voient un relèvement à l'égard de la mise en valeur et de la production dans le contexte du scénario de prix élevé alors que les secteurs consommateurs d'énergie connaissent des coûts plus élevés. En raison de la position de force dont jouit le Canada en tant que producteur et consommateur d'énergie à la fois, ces effets contraires sont atténués au niveau national.
- L'analyse établit que les grandes conclusions du rapport de 2007 demeurent intactes en dépit des changements susmentionnés. Les Canadiens peuvent s'attendre à ce que les marchés de l'énergie fonctionnent bien. Les prix de l'énergie fourniront aux marchés les signaux nécessaires pour qu'ils puissent mettre en valeur des ressources énergétiques suffisantes pour répondre à la demande intérieure et à la demande d'exportation. Les combustibles fossiles répondront à une forte proportion de la demande intérieure d'énergie.
- Dans les tendances de fond, l'analyse illustre certains changements notables. La demande d'énergie croît à un rythme plus lent et, conjuguée à l'adoption de combustibles moins polluants, entraîne un ralentissement de la croissance des émissions de GES. On constate également un déplacement important vers la production non classique de pétrole et de gaz. Les technologies non classiques et plus propres évoluent elles aussi de façon marquante dans le secteur de production d'électricité.
- L'analyse prend acte des interconnexions grandissantes entre l'énergie, l'environnement et l'économie. Cela suppose que l'environnement et l'économie auront une influence de plus en plus grande sur les décisions énergétiques. Ces considérations pourraient mener à des

changements fondamentaux sur la manière dont l'énergie est consommée et produite au Canada et ailleurs dans le monde. Au Canada, l'intérêt pour les objectifs environnementaux continue de croître. Depuis le rapport de 2007, de nombreuses politiques fédérales et provinciales ont vu le jour et visent à favoriser le développement durable ainsi qu'à restreindre la demande d'énergie et les émissions de GES. La portée et le calendrier des mesures des changements climatiques varient considérablement d'une province à l'autre, mais le progrès notable à souligner est que toutes les provinces possèdent maintenant diverses initiatives visant l'efficacité énergétique et la lutte aux changements climatiques. Lorsque ces initiatives se cristalliseront, elles influenceront les résultats des analyses de l'offre et de la demande d'énergie.

GLOSSAIRE

À l'entrée de la mine	Méthode d'intégration des mines à la production d'électricité permettant d'acheminer le charbon directement de la mine à la centrale.
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.
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.
Baril	Un baril équivaut approximativement à 0,159 mètre cube ou 158,99 litres ou encore 35 gallons impériaux.
Biomasse	Matière organique (p. ex., bois, chaume, déchets solides de municipalités, déchets de bois ou lessive de cuisson des usines de pâte à papier) traitée en vue de la production d'électricité.
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).
Capacité (électricité)	Quantité maximale de puissance qu'un appareil peut produire, utiliser ou transférer, habituellement exprimée en mégawatts.
Capture de carbone et stockage	Processus visant à capturer et à stocker le dioxyde de carbone 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. 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.
Carrefour Henry (prix)	Point où sont établis les prix à terme du gaz naturel transigé à la New York Mercantile Exchange. Le carrefour se trouve en Louisiane, sur le gazoduc appartenant à Sabine Pipe Line.
Charbon métallurgique	Charbon utilisé dans les aciéries.

Charge d'alimentation	Gaz naturel ou autres hydrocarbures employés comme élément essentiel d'un procédé utilisé à des fins de production.
Cogénération	Installation qui produit de l'électricité et d'où dérive une autre forme d'énergie thermique utile, comme de la chaleur ou de la vapeur.
Combustibles fossiles	Sources de combustibles à base d'hydrocarbures comme le charbon, le gaz naturel, les liquides de gaz naturel et le pétrole brut.
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.
Coût de l'offre	Ensemble des coûts liés à l'exploitation d'une ressource, exprimé en coût moyen par unité de production pendant toute la durée d'un projet. Comprend les coûts d'immobilisations liés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production, les coûts d'exploitation, les impôts, les redevances et un taux de rendement au producteur.
Dégagements gazeux des sables bitumineux	Flux gazeux dérivé de la valorisation du bitume extrait des sables bitumineux et qui est riche en liquides de gaz naturel et en oléfines.
Demande d'énergie primaire	Totalité des besoins en énergie pour toutes les utilisations, y compris l'énergie utilisée par le consommateur ultime, les utilisations intermédiaires dans la transformation d'une forme d'énergie à une autre et l'énergie utilisée par les fournisseurs pour desservir un marché.
Demande d'énergie secondaire	Voir Demande pour utilisation finale.
Demande d'utilisation finale	Énergie utilisée par les consommateurs à des fins résidentielles, commerciales ou industrielles et pour le transport.
Diluant	Hydrocarbures légers, habituellement des pentanes plus, mélangés au pétrole brut lourd ou au bitume pour faciliter son transport par pipeline.
Drainage par gravité au moyen de la vapeur	Technique d'injection de vapeur qui emploie, par paires, des puits horizontaux dans lesquels le bitume est drainé par gravité dans le trou de forage producteur après avoir été réchauffé au moyen de vapeur. Contrairement à la stimulation cyclique par la vapeur, l'injection de vapeur et la production de pétrole sont continues et simultanées.
Économie de carburant	Quantité moyenne de carburant consommée par un véhicule pour parcourir une certaine distance (exprimée en L/100 km).
Efficacité énergétique	Technologies et mesures qui réduisent la quantité requise d'énergie ou de carburant en vue d'accomplir une tâche précise.
Énergie géothermique	Utilisation de chaleur géothermique pour produire de l'électricité. Également, dans le contexte de la demande d'énergie, sert à décrire les méthodes utilisant le sol comme

	source de chaleur et de refroidissement (géothermie ou pompe géothermique).
Énergie houlomotrice / marémotrice	Hydroélectricité produite sous la force du flux et du reflux de la mer pendant les marées ou encore sous l'action des vagues.
Énergie (solaire) photovoltaïque	Transformation de la lumière du soleil en électricité au moyen de photopiles ou de batteries solaires.
Énergie solaire	Énergie produite par des capteurs (actifs et passifs) de chaleur solaire et par des systèmes photovoltaïques.
Éthane	Structure de chaînes non ramifiées d'hydrocarbures la plus simple qui soit et regroupant deux atomes de carbone.
Éthanol cellulosique	Également connu sous le nom de cellanol, l'éthanol cellulosique est produit à partir de lignocellulose et est composé de cellulose, d'hémicellulose et de lignine. Il est présent dans diverses sources de biomasse.
Éthylène	Élément chimique constitutif de base composé de deux atomes de carbone et de quatre d'hydrogène qui sert à la production de plastiques, de solvants, de produits pharmaceutiques, de détergers et d'additifs.
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 souhaitées. On peut mesurer la fiabilité par la fréquence, la durée et l'ampleur des effets négatifs sur l'offre d'électricité
Fracture hydraulique	Technique d'injection de fluides sous terre afin de créer des fractures dans le roc ou d'élargir celles qui y sont présentes, ce qui permet d'extraire du pétrole ou du gaz se trouvant dans la formation ou d'en accélérer la récupération.
Gaz à effet de serre	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 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 de porosité supérieure qui est récupéré dans le trou de forage par voie d'expansion moléculaire.
Gaz naturel commercialisable	Volume de gaz pouvant être mis en marché après l'avoir débarrassé de ses impuretés et avoir tenu compte des volumes utilisés pour alimenter les installations en surface. Utilisé dans le présent rapport pour les volumes non découverts, le gaz commercialisable est établi en appliquant la perte moyenne en surface aux gisements existants dans cette formation aux volumes récupérables des gisements non découverts de cette même formation.

Gaz naturel liquéfié	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 (p. ex., le méthane de houille, le gaz de réservoir étanche, le gaz de schistes et les hydrates de gaz).
Gazéification intégrée à cycle combiné	Charbon (ou biomasse), eau et oxygène alimentent un réacteur de gazéification qui produit des gaz de synthèse, lesquels, après épuration, permettent d'alimenter une turbine à gaz. La chaleur qui s'échappe de la turbine et qui est récupérée à partir du processus de gazéification est acheminée jusqu'à un générateur de vapeur. Ce dernier fait fonctionner une turbine à vapeur en vue de la production d'électricité.
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'efficacité globale du réseau.
Injection de dioxyde de carbone	Processus de récupération assistée des hydrocarbures au moyen duquel le dioxyde de carbone, sous une forme liquide, est déposé dans des formations pétrolifères dans le but d'accroître la quantité de pétrole pouvant en être extrait.
Intensité énergétique	Quantité d'énergie utilisée par unité de produit intérieur brut réel.
Liquides de gaz naturel	Hydrocarbures extraits du gaz naturel sous forme liquide. Ceux-ci incluent notamment l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus.
Mazout de chauffage	Également connu sous le nom de mazout no 2. Un mazout léger fréquemment utilisé à des fins de chauffage.
Mazout léger	Mazout no 2 (huile de chauffage)
Mazout lourd	Mazout no 6 (mazout résiduel)
Mazout résiduel	Produit de raffinerie restant après l'enlèvement des combustibles de meilleure qualité, tels l'essence et les distillats moyens. Utilisé principalement pour produire de l'électricité et comme combustible dans divers procédés industriels.
Méthane de houille	Forme de gaz naturel extrait des gisements houillers. Le méthane de houille 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.
Naphte	Catégorie de liquides tirés des distillats moyens du pétrole brut. Comprend des produits finaux comme le benzène, le toluène et le xylène.

Pentanes plus	Mélange composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds, issu du traitement du gaz naturel, du condensat 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 non classique	Pétrole brut qui n'est pas considéré comme du pétrole brut classique (p. ex., le bitume).
Pétrole brut synthétique	Mélange d'hydrocarbures semblable au pétrole brut léger non corrosif, obtenu par valorisation du bitume naturel ou du mazout lourd.
Prix réel	Prix maintenus constants, éliminant ainsi l'effet de l'inflation.
Production (électricité)	Action de créer de l'énergie électrique par la transformation d'une autre source d'énergie; quantité d'énergie produite.
Production brute	Valeur de la production nette ou du produit intérieur brut plus la consommation.
Production hydroélectrique	Forme d'énergie au moyen de laquelle de l'électricité est produite à partir de l'énergie hydraulique
Production par cycle combiné	Production d'électricité faisant appel en même temps à des turbines à combustion et à vapeur.
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.
Produit intérieur brut	Mesure de l'activité économique d'un pays. Il s'agit de la valeur marchande de tous les biens et services produits en un an à l'intérieur des limites géographiques du Canada.
Puits de gaz	Trou de forage comportant un ou plusieurs horizons géologiques capables de produire du gaz naturel.
Ratio réserves/production	Quotient des réserves restantes à la fin d'une année et de la production au cours de cette même année. Cette opération permet de connaître le temps que dureraient ces réserves restantes si la production devait se poursuivre au même rythme. À ne pas confondre avec le nombre d'années de production

	restantes, car les réserves ne comprennent pas les ressources estimatives existantes mais plutôt les ressources restant à découvrir.
Récupération in situ	Processus de récupération du bitume naturel des sables bitumineux par un moyen autre que l'extraction à ciel ouvert.
Régions pionnières	En général, le Nord et les zones extracôtières du Canada.
Réserves	Quantités restantes estimatives de pétrole ou de gaz naturel et de substances connexes pouvant être extraites des accumulations connues, à compter d'une date donnée, en se fondant sur l'analyse des forages, sur des données géologiques, géophysiques et techniques, sur l'utilisation de la technologie classique, ainsi que sur des conditions économiques particulières à révéler jugées raisonnables en général.
Ressources	Dans le présent rapport, volume total de pétrole ou de gaz naturel qui devrait se trouver dans une zone donnée, soit la partie des ressources totales qui n'a pas encore été atteinte par un puits de forage, soit le volume pouvant être obtenu à la suite d'une valorisation des réserves.
Ressources non classiques	Ressources qui existent dans des accumulations d'hydrocarbures couvrant de grandes étendues et qui ne sont pas touchées de façon importante par les forces hydrodynamiques. Elles peuvent aussi être associées à des types de pièges anormaux, au degré de qualité d'un gisement, à la forme chimique ou physique des hydrocarbures à leur état naturel, aux méthodes d'extraction (à ciel ouvert par opposition au forage de puits) ou au traitement requis afin de transformer la production brute en produits de base commercialisables.
Revenu disponible des particuliers	Montant du revenu dont dispose un ménage ou une personne après la retenue d'impôts des gouvernements fédéral et provincial.
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	Procédé propre à l'industrie des sables bitumineux, qui consiste à séparer le bitume des sables bitumineux.
Stimulation cyclique par la vapeur	Méthode de récupération du bitume d'un gisement chauffé par injection de vapeur, ce qui diminue la viscosité du pétrole et augmente la pression de production. Le pétrole est produit par cycles, chacun débutant par une période d'injection de vapeur d'eau dans un puits qui, par la suite, devient producteur.
Substitution intercombustible	Capacité de remplacer un combustible par un autre, généralement en fonction du prix et de la disponibilité.
Tarification au compteur horaire	Tarifs fondés sur les périodes de la journée où l'électricité est réellement utilisée. L'électricité consommée durant les heures creuses ou lorsque la demande est faible peut donc être facturée à un prix moins élevé. L'électricité utilisée durant les heures de pointe coûte plus cher au consommateur.

Technologies d'épuration du charbon	Regroupent l'ensemble des méthodes permettant de réduire les émissions produites par les centrales alimentées au charbon. Elles se concentrent actuellement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone. Les technologies d'épuration du charbon peuvent généralement être caractérisées par une grande efficacité à la combustion, le nettoyage des gaz émanant des cheminées ainsi que la capture et l'emprisonnement de dioxyde de carbone.
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. Les technologies de remplacement consomment moins de ressources et comprennent notamment les piles à combustible et les technologies d'épuration du charbon
Transferts (interprovinciaux)	Transferts d'électricité entre les provinces.
Usine de chevauchement	Usine de retraitement attenante à un gazoduc. Elle permet d'extraire des liquides de gaz naturel au passage du gaz déjà traité avant la consommation de celui-ci dans la province ou avant son exportation.
West Texas Intermediate	Pétrole brut léger non corrosif produit aux États-Unis et qui sert de point de référence aux prix du pétrole brut en Amérique du Nord.

TABLEAUX DE CONVERSION

Facteurs de conversion du système métrique au système impérial

Unité		Équivalent
m	mètre	3,28 pieds
m ³	mètre cube	6,3 barils (pétrole); 35,3 pieds cubes (gaz)
t	tonne métrique	2 200 livres
Contenu énergétique (équivalents)		
Unité		Contenu énergétique
GJ	gigajoule	0,95 MBTU
PJ	petajoule	1 000 000 GJ
Électricité		
MW	mégawatt	
GWh	gigawattheure	3 600 GJ
TWh	terawattheure	3,6 PJ ou 1 000 GWh
Gaz naturel		
10 ³ pi ³	millier de pieds cubes	1,05 GJ
Gpi ³	milliard de pieds cubes	1,05 PJ
Tpi ³	billion de pieds cubes	1,05 EJ
Liquides de gaz naturel		
m ³	éthane	18,36 GJ
m ³	propane	25,53 GJ
m ³	butane	28,62 GJ
Pétrole brut		
m ³	léger	38,51 GJ
m ³	lourd	40,90 GJ
m ³	pentanes plus	35,17 GJ
Charbon		
t	anthracite	27,70 GJ
t	bitumineux	27,60 GJ
t	subbitumineux	18,80 GJ
t	lignite	14,40 GJ

Produits pétroliers

m ³	essence aviation	33,52 GJ
m ³	essence	34,66 GJ
m ³	charge d'alimentation pétrochimique	35,17 GJ
m ³	utilisations spéciales du naphte	35,17 GJ
m ³	carburacteur	35,93 GJ
m ³	kérosène	37,68 GJ
m ³	diesel	38,68 GJ
m ³	mazout léger	38,68 GJ
m ³	lubrifiants	39,16 GJ
m ³	mazout lourd	41,73 GJ
m ³	gaz de distillation	41,73 GJ
m ³	asphalte	44,46 GJ
m ³	coke de pétrole	42,38 GJ
m ³	autres produits	39,82 GJ

GUIDE DES ANNEXES

Les annexes sont disponibles sur le site Web de l'Office (www.neb-one.gc.ca) et comprennent les données détaillées mentionnées ci-dessous.

Annexe 1 – Facteurs clés

Tableau A1.1	Indicateurs économiques, Canada
Tableaux A1.2 à A1.12	Indicateurs économiques, Provinces

Annexe 2 – Demande d'énergie

Tableau A2.1	Demande, scénario de référence, Canada
Tableaux A2.2 à A2.14	Demande, scénario de référence, Provinces
Tableau A2.15	Demande, scénario de prix bas, Canada
Tableaux A2.16 à A2.28	Demande, scénario de prix bas, Provinces
Tableau A2.29	Demande, scénario de prix élevé, Canada
Tableaux A2.30 à A2.42	Demande, scénario de prix élevé, Provinces

Annexe 3 – Pétrole et liquides de gaz naturel

Tableau A3.1	Ressources en pétrole brut et en bitume
Tableau A3.2	Besoins des raffineries en charges d'alimentation et sources des charges, Canada
Tableaux A3.3 à A3.7	Besoins des raffineries en charges d'alimentation et sources des charges, Provinces
Tableau A3.8	Offre et utilisation de pétrole brut léger et équivalents, Canada
Tableau A3.9	Offre et utilisation de pétrole brut lourd et équivalents, Canada
Tableau A3.10	Offre, demande et exportations potentielles d'éthane
Tableau A3.11	Offre, demande et exportations potentielles de propane
Tableau A3.12	Offre, demande et exportations potentielles de butane
Tableau A3.13	Offre, demande et exportations potentielles de pentanes plus
Tableau A3.14	Pétrole, scénario de référence, Perspectives de production selon la province
Tableau A3.15	Pétrole, scénario de prix bas, Perspectives de production selon la province
Tableau A3.16	Pétrole, scénario de prix élevé, Perspectives de production selon la province

Annexe 4 – Gaz naturel

Tableau A4.1	Offre de gaz naturel
Tableau A4.2	Gaz naturel, scénario de référence, Perspectives de production
Tableau A4.3	Gaz naturel, scénario de prix bas, Perspectives de production
Tableau A4.4	Gaz naturel, scénario de prix élevé, Perspectives de production
Tableau A4.5	Gaz naturel, scénario de référence, Perspectives de forage de puits gaziers dans l'Ouest canadien
Tableau A4.6	Gaz naturel, scénario de prix bas, Perspectives de forage de puits gaziers dans l'Ouest canadien
Tableau A4.7	Gaz naturel, scénario de prix élevé, Perspectives de forage de puits gaziers dans l'Ouest canadien

Annexe 5 – Électricité

Tableau A5.1	Capacité selon le type de centrale, scénario de référence
Tableau A5.2	Capacité selon le combustible, scénario de référence
Tableau A5.3	Production selon le type de centrale, scénario de référence
Tableau A5.4	Production selon le combustible, scénario de référence
Tableau A5.5	Interconnexion, scénario de référence
Tableau A5.6	Capacité selon le type de centrale, scénario de prix bas
Tableau A5.7	Capacité selon le type de combustible, scénario de prix bas
Tableau A5.8	Production selon le type de centrale, scénario de prix bas
Tableau A5.9	Production selon le type de combustible, scénario de prix bas
Tableau A5.10	Interconnexion, scénario de prix bas
Tableau A5.11	Capacité selon le type de centrale, scénario de prix élevé
Tableau A5.12	Capacité selon le type de combustible, scénario de prix élevé
Tableau A5.13	Production selon le type de centrale, scénario de prix élevé
Tableau A5.14	Production selon le type de combustible, scénario de prix élevé
Tableau A5.15	Interconnexion, scénario de prix élevé

Annexe 6 – Charbon

Tableau A6.1	Offre et demande de charbon, scénario de référence
Tableau A6.2	Offre et demande de charbon, scénario de prix bas
Tableau A6.3	Offre et demande de charbon, scénario de prix élevé

