



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

L'avenir énergétique du Canada

SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE ET SCÉNARIOS PROSPECTIFS JUSQU'À 2030



ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE NOVEMBRE 2007

Canada



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

L'avenir énergétique du Canada*

SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE ET SCÉNARIOS PROSPECTIFS JUSQU'À 2030

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE NOVEMBRE 2007

* Édition qui comprend des changements mineurs et des annexes augmentées. L'Office national de l'énergie a publié dans son site Web (www.neb-one.gc.ca) un errata à l'égard du rapport sur *L'avenir énergétique du Canada*. Le lecteur est prié de le consulter pour connaître le détail des changements importants. L'Office tient à s'excuser de tout inconvénient causé par cette situation.

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 2007

N° de cat. NE23-15/2007F
ISBN 978-0-662-07235-5

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

Demandes d'exemplaires :

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

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

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2007

Cat. No. NE23-15/2007E
ISBN 978-0-662-46855-4

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

Copies are available on request from:

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

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada



Liste des figures et des tableaux	iii
Liste des sigles et des abréviations	vii
Liste des unités	ix
Résumé	x
Aperçu analytique	xiv
Aperçu du scénario de référence et des scénarios prospectifs	xiv
Aperçu des hypothèses clés et des résultats quantitatifs	xv
Conclusions	xxvii
Avant-propos	xxx
Chapitre 1 : Introduction	1
L'avenir énergétique du Canada – Démarche adoptée en 2007	2
Scénarios prospectifs utilisés dans ce rapport	2
Commentaires des parties prenantes	3
Structure du rapport	3
Chapitre 2 : Contexte énergétique	4
Prix de l'énergie	4
Contexte mondial	5
Évolution de la politique énergétique et de la politique environnementale	7
Réaction de la demande	9
Technologies nouvelles ou émergentes	10
Infrastructures	10
Énergie et économie canadienne	12
Exportations énergétiques	12
Réserves canadiennes	13
Chapitre 3 : Scénario de référence	15
Aperçu du scénario de référence (2005-2015)	15
Perspectives macroéconomiques	15
Prix de l'énergie	17
Demande d'énergie	19
Approvisionnement en pétrole	25
Approvisionnement en gaz naturel	30
Liquides de gaz naturel	33
Approvisionnement en électricité	35
Charbon	38
Émissions de gaz à effet de serre	39
Enjeux du scénario de référence et implications	41

Chapitre 4 : Maintien des tendances	43
Aperçu du scénario (2005-2030)	43
Perspectives macroéconomiques	44
Prix de l'énergie	45
Demande d'énergie	46
Approvisionnement en pétrole	50
Approvisionnement en gaz naturel	55
Liquides de gaz naturel	57
Approvisionnement en électricité	57
Charbon	61
Émissions de gaz à effet de serre	62
Enjeux du Maintien des tendances et implications	63
Chapitre 5 : Triple-E	65
Aperçu du scénario (2005-2030)	65
Perspectives macroéconomiques	67
Prix de l'énergie	68
Demande d'énergie	70
Approvisionnement en pétrole	82
Approvisionnement en gaz naturel	87
Liquides de gaz naturel	90
Approvisionnement en électricité	91
Exportations, importations et transferts inter provinciaux	94
Charbon	95
Émissions de gaz à effet de serre	95
Enjeux du Triple-E et implications	97
Chapitre 6 : Îles fortifiées	99
Aperçu du scénario (2005-2030)	99
Perspectives macroéconomiques	101
Prix de l'énergie	102
Demande d'énergie	103
Approvisionement en pétrole	107
Approvisionnement en gaz naturel	111
Liquides de gaz naturel	114
Approvisionnement en électricité	115
Exportations, importations et transferts inter provinciaux	117
Charbon	117
Émissions de gaz à effet de serre	119
Enjeux des Îles fortifiées et implications	120
Chapitre 7 : Conclusions – Implications clés pour la filière énergétique canadienne	121
Glossaire	128
Tables de conversion	137
Guide des annexes	139

LISTE DES FIGURES

R.1	Demande canadienne totale d'énergie secondaire	xi
R.2	Intensité des émissions canadiennes de GES	xii
AA.1	Taux de croissance annuelle moyen du PIB réel, de la main-d'œuvre et de la productivité – Scénario de référence 2004-2015 et scénarios prospectifs 2004-2030	xvi
AA.2	Taux de croissance annuelle moyen du secteur des biens, du secteur des services et du revenu disponible des particuliers – Scénario de référence 2004-2015 et scénarios prospectifs 2004-2030	xvii
AA.3	Composition régionale du PIB, 2004 et 2030	xviii
AA.4	Prix du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing, en Oklahoma	xviii
AA.5	Prix du gaz naturel au carrefour Henry, en Louisiane	xviii
AA.6	Demande canadienne totale d'énergie secondaire	xix
AA.7	Perspectives de production de pétrole brut canadien	xix
AA.8	Exportations de pétrole brut léger canadien	xx
AA.9	Exportations de pétrole brut lourd canadien	xxi
AA.10	Perspectives de production de gaz naturel canadien	xxi
AA.11	Exportations nettes de gaz naturel canadien	xxii
AA.12	Production d'électricité selon le combustible et le scénario	xxiii
AA.13	Production et écoulement du charbon canadien	xxiv
AA.14	Émissions canadiennes totales de GES	xxv
AA.15	Intensité des émissions canadiennes de GES	xxvi
1.1	Scénarios prospectifs de l'ONÉ sur l'avenir énergétique	2
2.1	Consommation mondiale d'énergie primaire selon le combustible, 2006	6
2.2	Production et consommation de pétrole et gaz dans le monde selon la région, 2006	6
2.3	Réserves prouvées estimatives de pétrole, 2005	14
3.1	Taux de croissance réels du PIB – Scénario de référence 2004-2015	17
3.2	Prix du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing, en Oklahoma – Scénario de référence	17
3.3	Prix du gaz naturel au carrefour Henry, en Louisiane – Scénario de référence	18
3.4	Intensité de la demande canadienne totale d'énergie secondaire – Scénario de référence	20
3.5	Demande canadienne résidentielle d'énergie secondaire selon le combustible – Scénario de référence	21
3.6	Demande canadienne commerciale d'énergie secondaire selon le combustible – Scénario de référence	22

3.7	Demande canadienne industrielle d'énergie secondaire selon le combustible – Scénario de référence	23
3.8	Demande canadienne d'énergie dans le secteur des transports selon le combustible – Scénario de référence	24
3.9	Demande canadienne d'énergie dans le secteur des transports selon le mode – Scénario de référence	24
3.10	Production totale de pétrole au Canada – Scénario de référence	25
3.11	Production de pétrole classique dans le BSOC – Scénario de référence	26
3.12	Production de brut léger dans l'Est du Canada – Scénario de référence	27
3.13	Production tirée des sables bitumineux au Canada – Scénario de référence	28
3.14	Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut léger – Scénario de référence	30
3.15	Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut lourd – Scénario de référence	30
3.16	Perspectives de production de gaz naturel – Scénario de référence	31
3.17	Bilan de l'offre et de la demande, gaz naturel – Scénario de référence	33
3.18	Bilan de l'offre et de la demande d'éthane canadien – Scénario de référence	34
3.19	Capacité de production au Canada – Scénario de référence	35
3.20	Production au Canada – Scénario de référence	36
3.21	Transferts inter provinciaux et exportations nettes – Scénario de référence	38
3.22	Émissions canadiennes totales de GES selon le secteur – Scénario de référence	40
3.23	Intensité totale des GES au Canada – Scénario de référence	40
4.1	Taux de croissance réels du PIB – Maintien des tendances 2004-2030	44
4.2	Prix du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing, en Oklahoma – Maintien des tendances	45
4.3	Prix du gaz naturel au carrefour Henry, en Louisiane – Maintien des tendances	45
4.4	Intensité de la demande canadienne totale d'énergie secondaire – Maintien des tendances	46
4.5	Demande canadienne totale d'énergie secondaire selon le combustible – Maintien des tendances	47
4.6	Demande canadienne résidentielle d'énergie secondaire selon le combustible – Maintien des tendances	47
4.7	Demande canadienne commerciale d'énergie secondaire selon le combustible – Maintien des tendances	48
4.8	Demande canadienne industrielle d'énergie secondaire selon le combustible – Maintien des tendances	49
4.9	Demande canadienne d'énergie dans le secteur des transports selon le combustible – Maintien des tendances	50
4.10	Demande canadienne d'énergie dans le secteur des transports selon le mode – Maintien des tendances	50
4.11	Production de pétrole classique dans le BSOC – Maintien des tendances	51
4.12	Production totale de pétrole au Canada – Maintien des tendances	51
4.13	Production de brut léger dans l'Est du Canada – Maintien des tendances	52
4.14	Production tirée des sables bitumineux au Canada – Maintien des tendances	52
4.15	Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut léger – Maintien des tendances	54
4.16	Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut lourd – Maintien des tendances	54
4.17	Perspectives de production de gaz naturel – Maintien des tendances	55
4.18	Bilan de l'offre et de la demande, gaz naturel – Maintien des tendances	56
4.19	Bilan de l'offre et de la demande d'éthane canadien – Maintien des tendances	57
4.20	Capacité de production au Canada – Maintien des tendances	58
4.21	Production au Canada – Maintien des tendances	58

4.22	Transferts inter provinciaux et exportations nettes – Maintien des tendances	60
4.23	Émissions canadiennes totales de GES selon le secteur – Maintien des tendances	62
4.24	Intensité totale des GES au Canada – Maintien des tendances	63
5.1	Taux de croissance réels du PIB – Triple-E 2004-2030	68
5.2	Prix du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing, en Oklahoma – Triple-E	69
5.3	Prix du gaz naturel au carrefour Henry, en Louisiane – Triple-E	69
5.4	Demande canadienne totale d'énergie secondaire selon le combustible – Triple-E	71
5.5	Intensité de la demande canadienne totale d'énergie secondaire – Triple-E	71
5.6	Demande canadienne résidentielle d'énergie secondaire selon le combustible – Triple-E	75
5.7	Demande canadienne commerciale d'énergie secondaire selon le combustible – Triple-E	78
5.8	Demande canadienne industrielle d'énergie secondaire selon le combustible – Triple-E	80
5.9	Demande canadienne d'énergie dans le secteur des transports selon le combustible – Triple-E	82
5.10	Demande canadienne d'énergie dans le secteur des transports selon le mode – Triple-E	82
5.11	Production totale de pétrole au Canada – Triple-E	83
5.12	Schéma de l'ossature pipelière pour le CO ₂ en Alberta	85
5.13	Production de pétrole classique dans le BSOC – Triple-E	85
5.14	Production de brut dans l'Est du Canada – Triple-E	86
5.15	Production tirée des sables bitumineux au Canada – Triple-E	86
5.16	Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut léger – Triple-E	87
5.17	Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut lourd – Triple-E	87
5.18	Perspectives de production de gaz naturel – Triple-E	89
5.19	Bilan de l'offre et de la demande, gaz naturel – Triple-E	91
5.20	Bilan de l'offre et de la demande d'éthane canadien – Triple-E	91
5.21	Capacité de production au Canada – Triple-E	92
5.22	Production au Canada – Triple-E	93
5.23	Transferts inter provinciaux et exportations nettes – Triple-E	94
5.24	Émissions canadiennes totales de GES selon le secteur – Triple-E	96
5.25	Intensité totale des GES au Canada – Triple-E	96
6.1	Taux de croissance réels du PIB – Îles fortifiées 2004-2030	101
6.2	Prix du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing, en Oklahoma – Îles fortifiées	102
6.3	Prix du gaz naturel au carrefour Henry, en Louisiane – Îles fortifiées	103
6.4	Demande canadienne totale d'énergie secondaire selon le combustible – Îles fortifiées	104
6.5	Intensité de la demande canadienne totale d'énergie secondaire – Îles fortifiées	104
6.6	Demande canadienne résidentielle d'énergie secondaire selon le combustible – Îles fortifiées	105
6.7	Demande canadienne commerciale d'énergie secondaire selon le combustible – Îles fortifiées	105
6.8	Demande canadienne industrielle d'énergie secondaire selon le combustible – Îles fortifiées	106

6.9	Demande canadienne d'énergie dans le secteur des transports selon le combustible – Îles fortifiées	107
6.10	Demande canadienne d'énergie dans le secteur des transports selon le mode – Îles fortifiées	107
6.11	Production totale de pétrole au Canada – Îles fortifiées	108
6.12	Production de pétrole classique dans le BSOC – Îles fortifiées	108
6.13	Production de brut léger dans l'Est du Canada – Îles fortifiées	109
6.14	Production tirée des sables bitumineux au Canada – Îles fortifiées	110
6.15	Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut léger – Îles fortifiées	111
6.16	Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut lourd – Îles fortifiées	111
6.17	Perspectives de production de gaz naturel – Îles fortifiées	113
6.18	Bilan de l'offre et de la demande, gaz naturel – Îles fortifiées	114
6.19	Bilan de l'offre et de la demande d'éthane canadien – Îles fortifiées	115
6.20	Capacité de production au Canada – Îles fortifiées	115
6.21	Production au Canada – Îles fortifiées	116
6.22	Transferts inter provinciaux et exportations nettes – Îles fortifiées	117
6.23	Émissions canadiennes totales de GES selon le secteur – Îles fortifiées	119
6.24	Intensité totale des GES au Canada – Îles fortifiées	119

LISTE DES TABLEAUX

AA.1	Résumé des hypothèses clés et des résultats quantitatifs	xxvii
2.1	Ressources charbonnières au Canada	14
3.1	Variables macroéconomiques clés – Scénario de référence 2004-2015	16
4.1	Variables macroéconomiques clés – Maintien des tendances 2004-2030	44
5.1	Variables macroéconomiques clés – Triple-E 2004-2030	67
6.1	Variables macroéconomiques clés – Îles fortifiées 2004-2030	101

L I S T E D E S S I G L E S E T A B R É V A T I O N S

AIE	Agence internationale de l'énergie
ALÉNA	Accord de libre-échange nord-américain
API	American Petroleum Institute
ASI	Alimentation sans interruption
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CANDU	Réacteur (nucléaire) canadien à deutérium-uranium
CANMET	Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie
CAODC	Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors
CCÉ	Cogénération de chaleur et d'électricité
CCS	Capture de dioxyde de carbone et stockage
CGC	Commission géologique du Canada
CMNÉB	Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments
CO	Monoxyde de carbone
CO ₂	Dioxyde de carbone
COV	Composés organiques volatils
CTEC	Centre de la technologie de l'énergie de CANMET
DGMV	Drainage par gravité au moyen de la vapeur
DAA	Déduction pour amortissement accéléré
É.-U.	États-Unis
EGM	ÉnerGuide pour les maisons
ÉMÉ	Évaluation du marché de l'énergie
ERSE	Élaboration rapide et systèmes de l'entreprise
EUB	Energy and Utilities Board de l'Alberta
GC	Gestion de la consommation
GeoPOS	GeoPower in the Oil Sands
GES	Gaz à effet de serre
GICC	Gazéification intégrée à cycle combiné
GIFC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GNC	Gaz naturel comprimé
GNL	Gaz naturel liquéfié
H ₂	Hydrogène gazeux
IEEP	Politique favorisant une extraction supplémentaire d'éthane

LEED ^{MD}	Leadership in Energy and Environmental Design
LFC	Lampe fluorescente compacte
LGN	Liquide de gaz naturel
MCI	Moteur à combustion interne
MH	Méthane de houille
MP	Matières particulaires
MR	Mazout résiduel
NO _x	Oxydes d'azote
NYMEX	New York Mercantile Exchange
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
ONÉ	Office national de l'énergie
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PEBC	Programme d'encouragement pour les bâtiments commerciaux
PIB	Produit intérieur brut
RAH	Récupération assistée des hydrocarbures
RASM	Résidu atomisé superfin multiphasé
RCA	Réacteur CANDU avancé
RNCan	Ressources naturelles Canada
SCV	Stimulation cyclique par la vapeur
SO _x	Oxydes de soufre
StatCan	Statistique Canada
TGN	Transfert de propriété du gaz dans le réseau de NOVA
THAI TM	Injection d'air verticale puis horizontale
TVC	Transmission à variation continue
VAPEX	Injection de vapeur de solvants
VÉH	Véhicule électrique hybride
VKP	Voiture-kilomètre parcouru
VUS	Véhicule utilitaire sport
WCS	Western Canadian Select
WTI	West Texas Intermediate

Unités

\$ ou \$CAN	dollars canadiens
\$US	dollars américains
b	baril
b/j	barils par jour
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
kpi ³ /j	milliers de pieds cubes par jour
kWh	kilowattheure
m ³	mètre cube
m ³ /j	mètres cubes par jour
Mb/j	millions de barils par jour
MBTU	million de BTU
Mm ³ /j	millions de mètres cubes par jour
Mt	mégatonne
MW	mégawatt
PJ	pétajoule
Tpi ³	billion de pieds cubes
TWh	térawattheure

RÉSUMÉ

L'énergie a toujours été et continuera d'être un sujet d'une extrême importance pour les Canadiens. Compte tenu de notre climat nordique, de l'immensité du pays et de ses vastes ressources naturelles, l'énergie sert au chauffage de nos maisons, au transport, à la mise en valeur de nos ressources, ainsi qu'à la production de biens et de services. L'énergie est indispensable à notre confort et à notre prospérité économique.

Par ailleurs, nous sommes de plus en plus conscients des effets de la consommation d'énergie sur notre milieu physique, sur la qualité de l'air dans nos villes et sur notre santé, sans oublier les incidences éventuelles sur le climat de la planète. Un des très grands enjeux pour les Canadiens du XXI^e siècle consiste à trouver des façons de produire de l'énergie et de la mettre à profit en réduisant au minimum les incidences que ces activités produisent sur leur environnement.

Le présent rapport, *L'avenir énergétique du Canada*, permet à l'Office national de l'énergie (ONÉ ou Office) de faire part aux Canadiens de ses observations sur les questions de l'énergie. L'information ainsi présentée par l'ONÉ cadre avec un de ses mandats, voulant que les Canadiens profitent d'infrastructures et de marchés énergétiques efficents.

Le rapport sur *L'avenir énergétique du Canada* met en lumière les questions énergétiques auxquelles les Canadiens devront répondre, et ce que cela signifiera pour les consommateurs ainsi que pour les producteurs d'énergie au pays. Alors que le rapport se concentre sur les tendances de l'offre et de la demande d'énergie, il ne propose aucune orientation politique spécifique quant aux programmes ou aux mesures qui s'imposeraient afin d'atteindre certains objectifs. C'est à nous tous, Canadiens, représentants du secteur énergétique et décideurs, de cerner les résultats souhaités et de trouver les outils requis pour les atteindre. Notre espoir est que le présent rapport contribuera de façon positive aux échanges toujours plus en profondeur entre bon nombre de Canadiens sur l'énergie et l'environnement.

Le rapport se penche sur différents futurs énergétiques possibles pour les Canadiens d'ici 2030. Pour ce faire il s'appuie notamment sur des projections de base, c'est-à-dire un scénario de référence qui est, de l'avis de l'Office, le plus probable jusqu'en 2015. Trois autres scénarios, dits prospectifs, sont élaborés, chacun à partir d'un ensemble d'hypothèses cohérentes distinct, notamment en matière de croissance économique, de mesures environnementales et de prix de l'énergie. Ces derniers scénarios permettent de se pencher sur la question de l'avenir énergétique du pays jusqu'en 2030.

- **Scénario Maintien des tendances :** Les tendances apparentes au début de la période visée se maintiennent tout au long de cette période et au-delà de celle que visent les prévisions du scénario de référence.
- **Scénario Triple-E :** Un équilibre entre les objectifs économiques, environnementaux et énergétiques qui se traduit ici par des marchés de l'énergie qui fonctionnent bien, des ententes internationales de coopération et les politiques de gestion de la consommation les plus rigoureuses des trois scénarios prospectifs.

- **Scénario Îles fortifiées :** Les préoccupations en matière de sûreté dominent ce scénario qui est caractérisé par une agitation géopolitique, une absence de confiance et de coopération sur la scène internationale, et des politiques gouvernementales protectionnistes.

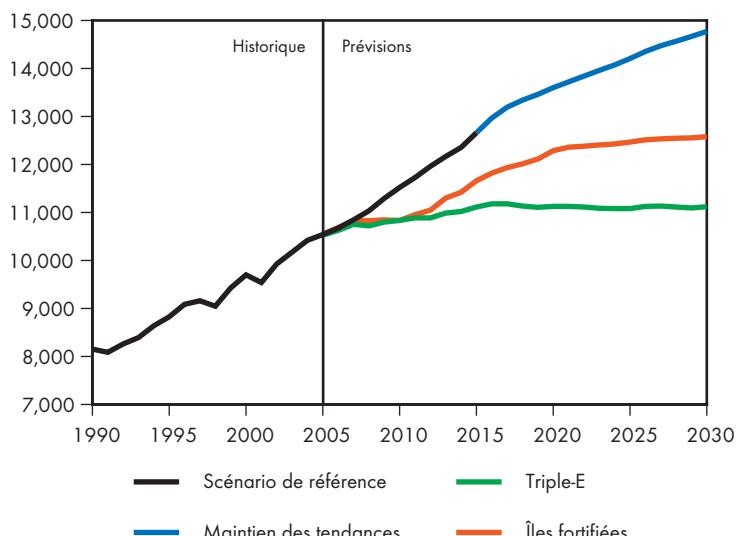
Les principales conclusions du rapport sur *L'avenir énergétique du Canada* suivent.

La demande d'énergie au Canada continuera de croître au cours des 30 prochaines années.

- La demande d'énergie suivra de très près la croissance démographique et économique. Une croissance accrue dans les deux cas signifie une demande d'énergie grandissante (figure R.1). Les Canadiens modifieront leurs habitudes de consommation d'énergie, mais lentement. Cela est attribuable au fait que nous ne remplaçons ni ne modernisons de façon régulière nos immeubles de bureaux, nos maisons et nos véhicules afin de tirer avantage des plus récentes technologies visant l'accroissement de l'efficacité énergétique. À long terme, au fil des améliorations technologiques et de celles apportées à l'efficacité énergétique, les Canadiens auront l'occasion de réduire leur demande d'énergie.
- Les Canadiens continueront d'avoir recours à l'automobile pour leurs déplacements. Même si ces véhicules consomment de moins en moins d'énergie, les combustibles fossiles demeurent privilégiés.
- L'efficacité énergétique continuera de s'améliorer à tous les niveaux de l'économie. Le rythme des améliorations dépendra des politiques gouvernementales et des engagements pris par les Canadiens afin de gérer la croissance de la demande d'énergie.
- La demande de gaz naturel se maintiendra, notamment afin de répondre aux besoins pour la transformation des sables bitumineux et pour la production d'électricité. Toutefois, d'autres possibilités commencent aussi à se dessiner, dont la commutation d'autres formes d'énergie et une efficience accrue, surtout dans le scénario Triple-E.

FIGURE R.1

Demande canadienne totale d'énergie secondaire en pétajoules



Les Canadiens disposeront d'approvisionnements suffisants en énergie pendant la période à l'étude.

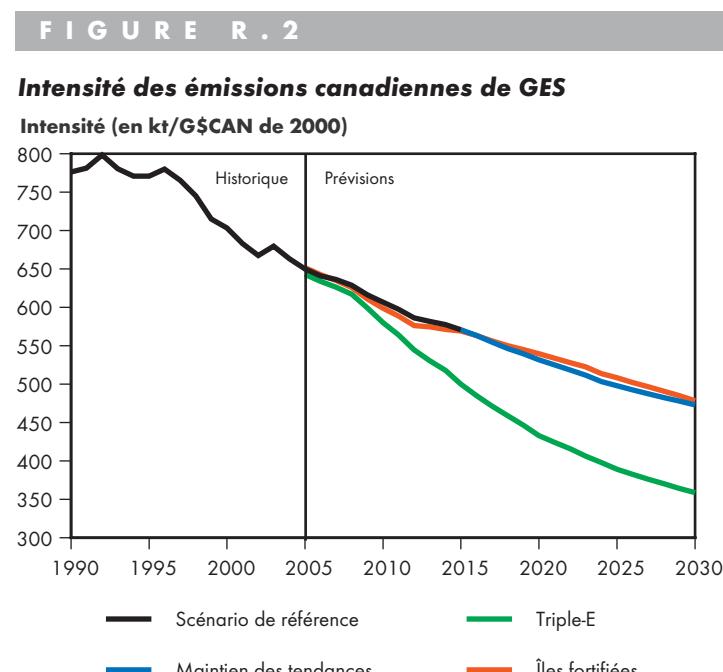
- D'ici 2030, les Canadiens continueront d'accorder la faveur aux combustibles fossiles comme source d'approvisionnement en énergie, mais les nouvelles technologies qui

émergent et les ressources énergétiques renouvelables, par exemple l'éolien et les projets de petites centrales hydroélectriques, occuperont une place toujours plus grande.

- Dans les trois scénarios prospectifs, la production tirée des sables bitumineux augmentera, contribuant à une hausse des exportations et à la croissance économique canadienne. D'importants volumes de brut tiré des sables bitumineux seront acheminés jusqu'aux marchés, ce qui nécessitera des infrastructures en conséquence.
- Dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), la production de gaz naturel diminuera. En fait, dans deux des trois scénarios prospectifs, c'est la production totale de gaz naturel qui diminue. Cependant, la possibilité de mise en valeur des réserves gazières nordiques et extracôtières existe.
- Selon les scénarios Maintien des tendances et Triple-E, les importations de gaz naturel liquéfié (GNL) augmenteront. Dans le scénario Triple-E, elles permettront de répondre à la moitié des besoins en gaz au Canada en 2030.

Le contrôle des émissions de gaz à effet de serre (GES) ne sera pas chose facile.

- Selon les scénarios prospectifs, les émissions de GES augmentent ou reculent légèrement. Pour le Maintien des tendances et les Îles fortifiées, les émissions augmentent en raison de la croissance continue de l'économie et de la demande d'énergie. Pour le Triple-E, les émissions régressent un peu compte tenu des programmes de gestion de la



consommation. Afin de réduire davantage les émissions de GES, il faudra mettre en place d'ambitieux programmes énergétiques et inciter les Canadiens à modifier certains de leurs choix de mode de vie.

- Pour atteindre l'objectif fixé par le gouvernement fédéral de réduire les émissions de GES de 20 % d'ici 2020, il faudrait tenir compte de toute la gamme des stratégies de réduction des GES, dont les puits de carbone mis en place en agriculture et en foresterie et les mécanismes internationaux d'échange de droits d'émissions. Parce qu'il vise plus particulièrement les marchés de l'énergie du Canada, le présent rapport ne tient pas compte de ces grandes stratégies.

L'intensité des émissions de GES diminue.

- Dans l'ensemble, l'intensité des émissions de GES au Canada va diminuer. Cela signifie des émissions de GES moindres pour la production d'une même quantité de biens et de services (figure R.2). Le rythme du déclin à l'avenir varie selon les politiques et les programmes adoptés.

La mise en place des principales composantes de base aidera à relever les défis et à tirer avantage des possibilités que le secteur de l'énergie offrira.

- La technologie est porteuse de solutions pour un bon nombre des enjeux actuels. L'option technologique à privilégier dépendra du scénario qui se révélera le plus juste. Il faut à la fois utiliser les mécanismes du marché et profiter des mesures incitatives offertes pour se prévaloir des occasions technologiques.
- Les marchés continueront de bien fonctionner, c'est-à-dire que l'offre et la demande d'énergie seront en équilibre. Il faudra toutefois élaborer une politique « intelligente » si l'on veut concilier de manière optimale les objectifs de croissance économique, de pérennité de l'environnement et de développement responsable du secteur énergétique. Il sera important que cette démarche soit proactive en raison des écarts interrégionaux très prononcés pour ce qui est de l'énergie et des émissions, ainsi que de l'évolution des réseaux d'approvisionnement en énergie et du contexte mondial.
- Des investissements majeurs seront nécessaires dans un proche avenir pour mettre en valeur de nouvelles sources d'énergie, répondre à la demande croissante et remplacer les infrastructures vieillissantes. Nous disposons d'énergie en grande abondance, y compris les ressources des régions nordiques et extracôtières, et l'éolien, qui nécessite des infrastructures de transport pour la livrer sur les marchés. De plus nombreuses infrastructures interprovinciales seront également nécessaires pour les besoins de production d'électricité. Les investissements qu'il faudra consentir devront être acceptés et encouragés par le grand public.
- L'analyse appropriée et adéquate des enjeux énergétiques continuera d'orienter la prise de décisions. Une telle analyse doit reposer sur des données de qualité supérieure.

Conclusion

Au Canada, le débat sur l'avenir des ressources énergétiques au pays et sur l'environnement s'intensifie. Au moment de planifier l'avenir, les Canadiens auront à prendre de nombreuses décisions quant au style de vie qu'ils souhaitent et par rapport à l'effet d'entraînement que ces choix auront à l'égard de questions plus vastes ayant une incidence sur l'environnement ainsi que sur l'économie du Canada.

Le Canada a besoin d'une vision et d'une stratégie énergétiques à long terme afin de concilier les multiples objectifs visés. Le plan ainsi produit doit être bien intégré à l'échelle régionale, tenir compte des enjeux environnementaux et de croissance économique, et être élaboré avec la participation des Canadiens. Ce n'est qu'alors que nous serons en mesure de surmonter les obstacles qui se poseront et de tirer parti des possibilités qui se présenteront.

L'ONÉ prévoit contribuer au débat en continuant d'agir en partenaire actif, efficace et averti dans le cadre de la participation de la population canadienne aux échanges sur l'avenir énergétique du pays.

APERÇU ANALYTIQUE

Cette section propose un aperçu des résultats quantitatifs dont il est question dans le rapport. Une exploration plus en profondeur de ces résultats fait l'objet des chapitres qui suivent. En outre, des tableaux de données provinciales détaillés se trouvent dans les annexes.

Les questions énergétiques ont une profonde influence sur la vie des Canadiens, et elles ont pris une importance encore plus grande ces dernières années. La hausse rapide des prix a inspiré des craintes à savoir si l'énergie continuera ou non d'être disponible en quantités suffisantes et à des prix raisonnables. De telles inquiétudes à l'égard de la sécurité des approvisionnements sont d'autant plus présentes compte tenu des conflits et des tensions géopolitiques, du fait que les ressources classiques semblent arriver à leur apogée dans certaines régions du globe, et d'une rapide augmentation de la demande énergétique mondiale en raison du rythme de croissance des pays en développement. En outre, alors qu'il est de plus en plus évident que la production et la consommation d'énergie ont des répercussions sur l'environnement, les Canadiens accordent davantage d'attention au caractère durable de la filière énergétique.

En réaction à ces questions, l'Office national de l'énergie (ONÉ ou l'Office) présente de nouvelles perspectives dans le cadre de sa série sur la demande et l'offre d'énergie à long terme. Le rapport *L'avenir énergétique du Canada* décrit les résultats d'analyse obtenus dans le contexte de quatre scénarios différents portant sur l'offre et la demande d'énergie pour la période de 2005 à 2030. Il traite exclusivement des futurs énergétiques possibles, sans tenter de prédire les répercussions des décisions réglementaires rendues par l'Office national de l'énergie. L'Office soumet ces scénarios afin que les Canadiens puissent discuter de l'avenir énergétique du pays.

Aperçu du scénario de référence et des scénarios prospectifs

Scénario de référence (2005-2015)

Le scénario de référence porte sur le moyen terme, soit sur la période de 2005 à 2015. L'ONÉ est d'avis que c'est sous cette forme que l'offre et la demande d'énergie ont le plus de chances de se concrétiser au cours des dix années à venir, compte tenu des tendances actuelles du marché énergétique, des perspectives macroéconomiques connues, des prix attendus et de la série de programmes gouvernementaux existants. Dans l'ensemble, la production d'énergie, sa consommation et les émissions de gaz à effet de serre (GES) continueront de croître.

Scénarios prospectifs à long terme (2005-2030)

Dans les trois autres cas, il s'agit de perspectives à long terme qui cherchent à cerner un plus large éventail de conséquences sur la filière énergétique. L'analyse de ces trois scénarios prospectifs porte sur la période de 2005 à 2030. Les longs délais d'exécution des projets et un lent renouvellement

des stocks font en sorte que les décisions clés doivent être prises tôt afin de pouvoir constater des différences dans les résultats d'ici 2030. Par conséquent, les analyses proposées débutent en 2005 et chevauchent ainsi la période choisie pour le scénario de référence. Les trois scénarios prospectifs sont :

- *Maintien des tendances, un scénario caractérisé, pendant toute la période à l'étude, par le maintien des tendances de fond qui sont apparentes au début.* Ici, les changements ne sont pas la norme. C'est dans de telles conditions que le Canada connaît la croissance économique la plus rapide, associée à des prix modérés pour le pétrole et le gaz. Il résulte donc de cette situation que la demande d'énergie, sa production et les émissions de GES demeurent élevées.
- *Triple-E, un scénario où les marchés énergétiques partout dans le monde fonctionnent bien, des ententes internationales de coopération existent et les politiques environnementales sont efficaces.* Il y a recherche d'équilibre entre les objectifs visés par les trois E : économie, environnement et énergie. Ce scénario est un entre-deux dans le contexte de la croissance de l'économie canadienne, les prix des produits de base pétroliers et gaziers y sont les plus faibles, et les programmes et politiques de gestion de la consommation sont nombreux. Conséquemment, la demande d'énergie croît beaucoup moins rapidement. C'est aussi le scénario dans lequel la production d'énergie est la plus faible et où il y a déclin des émissions de GES.
- *Îles fortifiées, un scénario qui met l'accent sur les questions de continuité de l'approvisionnement à l'échelle nationale.* Il est caractérisé par une agitation géopolitique, une absence de confiance et de coopération sur la scène internationale, et des politiques gouvernementales protectionnistes. La croissance économique canadienne y est la plus faible alors que les prix du pétrole et du gaz sont les plus élevés. Cette combinaison de facteurs est à l'origine d'une croissance moins rapide que pour le Maintien des tendances au chapitre de la demande d'énergie et des émissions de GES. Par ailleurs, elle occasionne la plus forte production de pétrole et de gaz au pays.

Chaque fois, l'examen en profondeur effectué est celui d'un futur plausible. Il est toutefois peu probable que l'un ou l'autre des scénarios précités se concrétise dans son intégralité. À n'en pas douter, ou presque, l'avenir des Canadiens sera constitué d'éléments de chacun de ces scénarios.

Aperçu des hypothèses clés et des résultats quantitatifs

Hypothèses

Macroéconomie

Les projections macroéconomiques constituent un facteur clé du rapport sur L'avenir énergétique du Canada. Les variables macroéconomiques, notamment la croissance de l'économie, la production brute et le revenu disponible des particuliers, servent à produire des perspectives sur l'offre et la demande. La structure de l'économie canadienne (c.-à-d. la production de biens par rapport au secteur des services) et la distribution du produit intérieur brut (PIB) selon les régions auront une influence sur les tendances de la demande.

Dans le scénario de référence, la croissance du PIB réel est de 2,9 % pour la période de 2004 à 2015¹ tandis qu'elle oscille entre 1,8 % et 2,5 % dans les trois scénarios prospectifs pour la période de 2004 à 2030 (figure AA.1). La croissance économique à long terme varie selon les hypothèses avancées

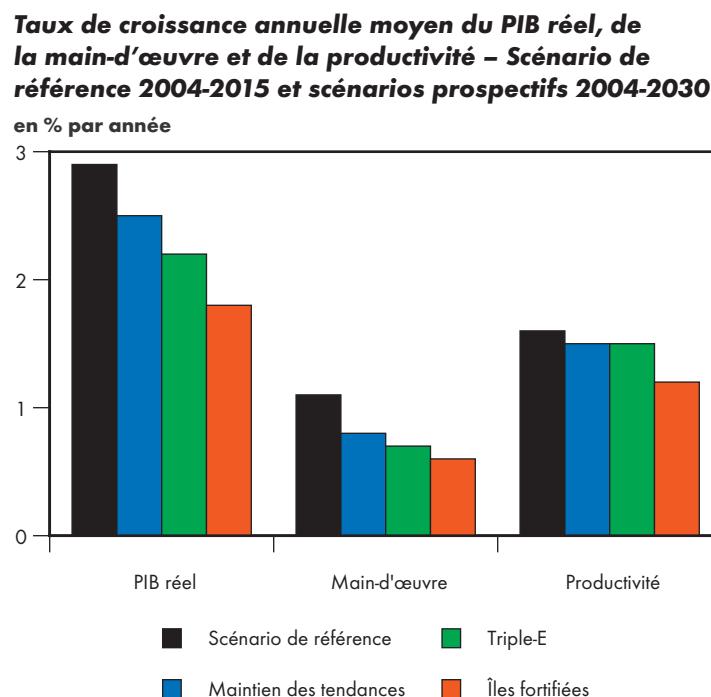
1 Le taux de croissance est le taux annuel moyen, l'année de base étant 2004.

en ce qui concerne la main-d'œuvre et la productivité. Toutes autres choses étant égales par ailleurs, plus grandes sont les améliorations dans les domaines précités, plus prononcée est la croissance économique. Les prévisions macroéconomiques sont aussi fortement influencées par l'orientation générale de chacun des scénarios.

Une vision commune aux trois scénarios prospectifs est une décelération notable de la croissance de la main-d'œuvre, qui s'intensifie au fil du temps. Cette situation est le résultat de facteurs

démographiques, notamment le vieillissement de la population et la dénatalité. Il en résulte des projections moyennes de croissance économique plus faibles dans les trois scénarios que dans un passé récent. La croissance de la main-d'œuvre selon les différents scénarios varie entre 0,6 % et 1,1 % (figure AA.1). La modification des niveaux d'apport de l'immigration est à l'origine de variations démographiques mais ne renverse toutefois pas les tendances générales. La productivité hypothétique varie entre 1,2 % et 1,6 %. Cette fourchette correspond à celle des dernières années ou s'en rapproche grandement.

FIGURE AA.1



tous les facteurs, le scénario de référence prévoit que la forte croissance économique se poursuivra. Il en va de même avec le Maintien des tendances, qui est celui des trois scénarios prospectifs à l'origine de la plus forte croissance économique. La croissance la plus faible est celle prévue pour les Îles fortifiées, tandis qu'elle se situe entre les deux en Triple-E. En 2030, comparativement à la situation économique prévue au titre du Maintien des tendances, le Triple-E affiche un recul de 7 % et les Îles fortifiées de 10 %.

La croissance économique est liée à la consommation d'énergie. Cela se vérifie tout particulièrement dans les industries énergivores du secteur de la production de biens. En Maintien des tendances et en Triple-E, le secteur de la production de biens conserve sa part actuelle du PIB. Pour ce qui est des Îles fortifiées, un ralentissement de la demande d'exportation de biens manufacturés ainsi que des taux de change un peu plus élevés compriment la part occupée par la production des biens tandis que celle du secteur des services augmente quelque peu.

La croissance du revenu disponible des particuliers a elle aussi une incidence sur les tendances de la demande d'énergie, surtout dans le secteur résidentiel et celui du transport individuel. Le scénario de référence et les scénarios prospectifs font état d'un éventail de taux de croissance du revenu disponible des particuliers tenant compte de leur situation économique respective (figure AA.2).

Certains scénarios sont à l'origine de variations de la part relative du PIB selon la région (figure AA.3). En Maintien des tendances, la part du PIB selon la région varie peu par rapport à ce qu'elle est actuellement. En Triple-E, l'évolution de la croissance économique favorisant le Canada central est le résultat d'une progression relativement forte du secteur manufacturier en raison d'une solide demande d'exportation. Les îles fortifiées subissent l'effet contraire alors qu'une faible demande d'exportation de biens manufacturés, associée à des prix élevés pour le pétrole et le gaz, handicape les régions manufacturières mais constitue une manne pour les régions pétrolières et gazières.

Prix de l'énergie

L'amplitude de la fourchette des prix de l'énergie étudiés dans le rapport sur L'avenir énergétique du Canada rend compte des incertitudes à cet égard (figures AA.4 et AA.5). Le prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) oscille entre 35,00 \$US et 85,00 \$US le baril². Le prix du gaz naturel au carrefour Henry se situe entre 5,25 \$US et 11,40 \$US le gigajoule (entre 5,50 \$US et 12,00 \$US par MBTU). Habituellement, à long terme, ces prix suivent l'évolution de ceux du pétrole brut, mais demeurent normalement un peu en retrait en termes d'équivalent énergétique, ce qui donne un rapport d'autour 0,84 entre le prix du gaz naturel et celui du pétrole. À court terme, ce rapport peut varier grandement. Afin de mieux tenir compte de la teneur en carbone plus faible du gaz naturel, ce rapport passe à 0,94 dans le scénario Triple-E.

FIGURE AA.2

Taux de croissance annuelle moyen du secteur des biens, du secteur des services et du revenu disponible des particuliers – Scénario de référence 2004-2015 et scénarios prospectifs 2004-2030

en % par année

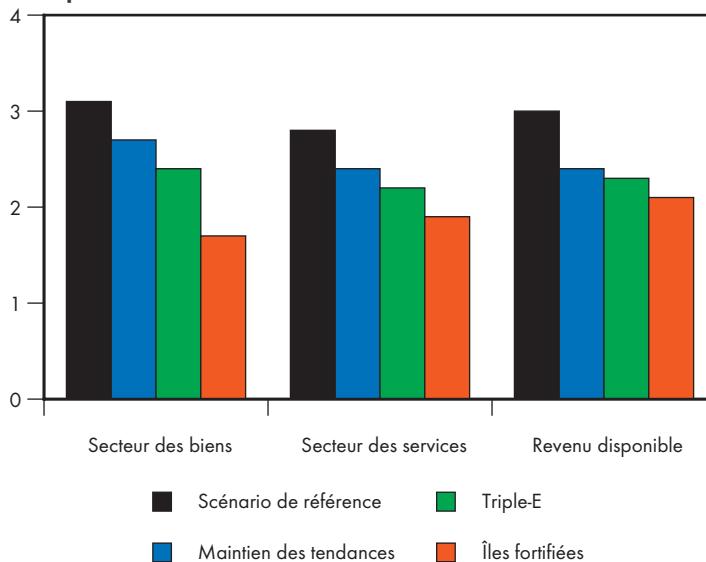
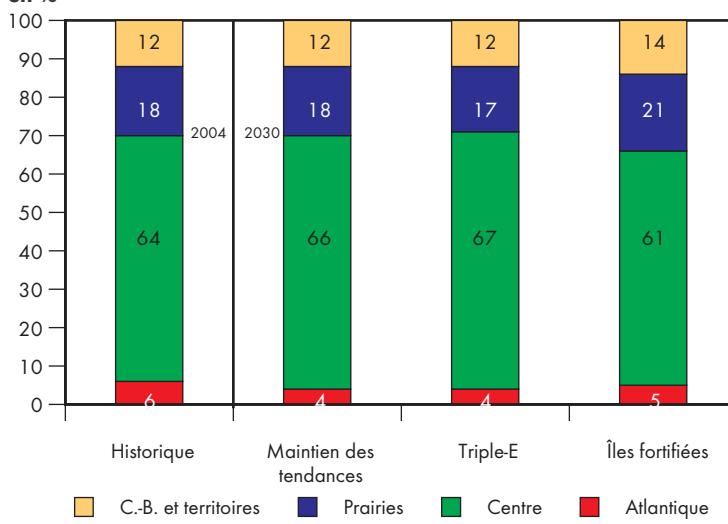


FIGURE AA.3

Composition régionale du PIB, 2004 et 2030

en %

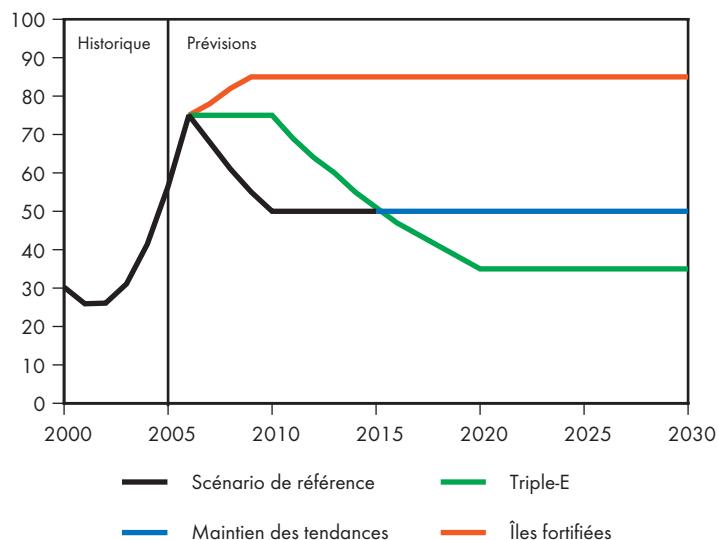


2 À moins d'indication contraire, les prix sont exprimés en dollars américains de 2005.

FIGURE AA.4

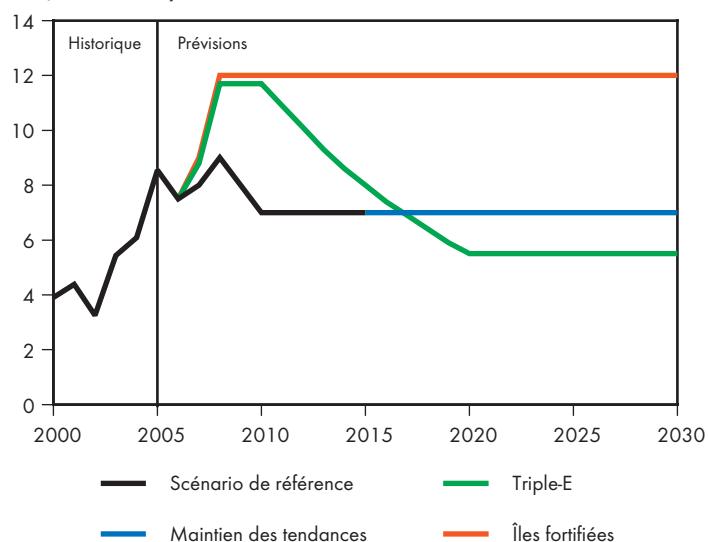
Prix du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing, en Oklahoma

en \$US de 2005/baril

**FIGURE AA.5**

Prix du gaz naturel au carrefour Henry, en Louisiane

en \$US de 2005/MBTU



canadienne ralentit quelque peu à l'approche de 2030, au même titre que le revenu disponible des particuliers et que la population, tel qu'il est décrit à la section précédente. Par conséquent, selon le Maintien des tendances, le taux de croissance de la demande d'énergie recule un peu pour s'établir à 1,4 % par année.

En Triple-E, l'économie et le revenu disponible des particuliers connaissent une croissance modérée. Même si c'est dans ces conditions que les prix des produits de base sont les plus faibles, le prix hypothétique du dioxyde de carbone (CO₂) relève ceux des combustibles livrés jusqu'à des niveaux comparables aux prix prévus en Maintien des tendances. Dans ce scénario, il existe deux barèmes de

Résultats quantitatifs

Demande d'énergie

Demande d'énergie secondaire

La demande totale d'énergie secondaire (pour utilisation finale) au Canada a augmenté en moyenne de 1,8 % par année entre 1990 et 2004. C'est le pourcentage dont tient compte le scénario de référence pour les années 2004 à 2015 (figure AA.6).

Malgré des prix plus élevés pour le pétrole et le gaz pendant la période à l'étude, les attentes sont à l'effet que la demande d'énergie demeurera robuste alors que le revenu et le PIB continueront d'exercer une pression vers le haut sur la demande de biens et de services en rapport avec l'énergie.

Dans le cas des trois scénarios prospectifs, la demande d'énergie croît entre 0,3 % et 1,4 % par année. Puisque le Maintien des tendances est une prolongation jusqu'en 2030 du scénario de référence, les mêmes hypothèses s'appliquent, c'est-à-dire que les tendances constatées au cours des quelques années passées continuent d'être présentes. Cependant, la croissance économique

prix, alors que les producteurs doivent composer avec des prix plus faibles pour les produits de base (figures AA.4 et AA.5), mais après livraison aux consommateurs, ces prix sont plus élevés³. C'est ici que l'importance accordée à l'efficacité énergétique et à l'environnement est la plus grande, les politiques et programmes gouvernementaux posés en hypothèses étant nombreux, de sorte que la croissance est plus lente en Triple-E, son taux annuel moyen étant de 0,3 % entre 2004 et 2030.

La demande totale d'énergie croît de 0,7 % par année pour les Îles fortifiées. Ce scénario est caractérisé par une croissance économique plus faible et des prix des produits de base plus élevés, deux éléments qui vont dans le sens d'une décélération de la demande totale d'énergie comparativement au Maintien des tendances et aux taux historiques en raison de l'effet modérateur du revenu et des prix.

Offre d'énergie

Pétrole brut

Les profils de production de pétrole brut élaborés pour le scénario de référence et les trois scénarios prospectifs sont à l'origine de résultats divers (figure AA.7). Tous les scénarios sont caractérisés par un déclin de la production de pétrole classique dans le BSOC, par une croissance modérée suivie d'un déclin rapide pour les gisements extracôtiers de la côte Est, et par un rôle toujours plus dominant de la production tirée des sables bitumineux.

FIGURE AA.6

**Demande canadienne totale d'énergie secondaire
en pétaJoules**

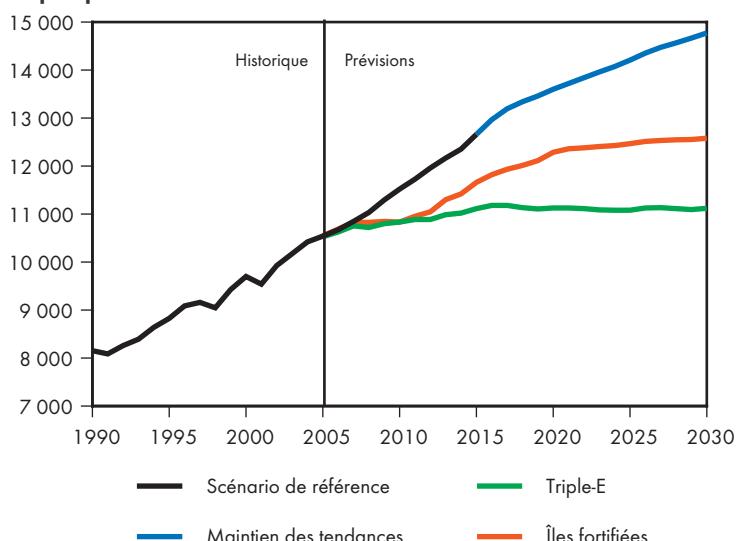
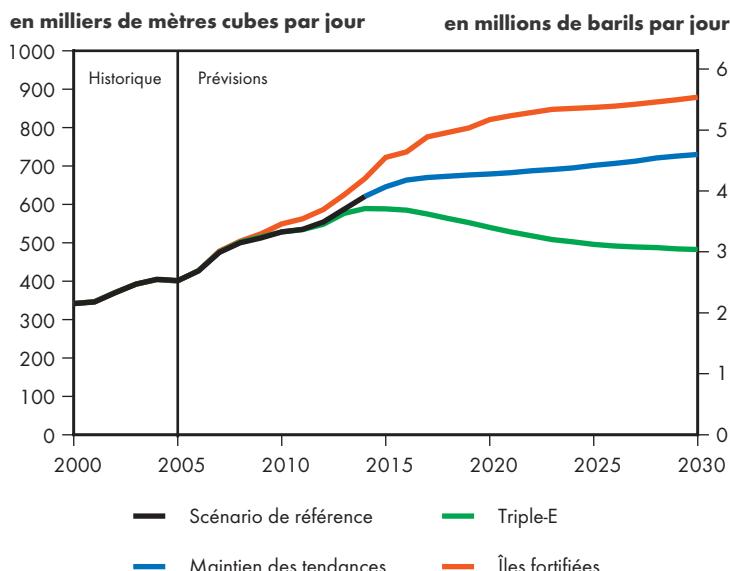


FIGURE AA.7

Perspectives de production de pétrole brut canadien



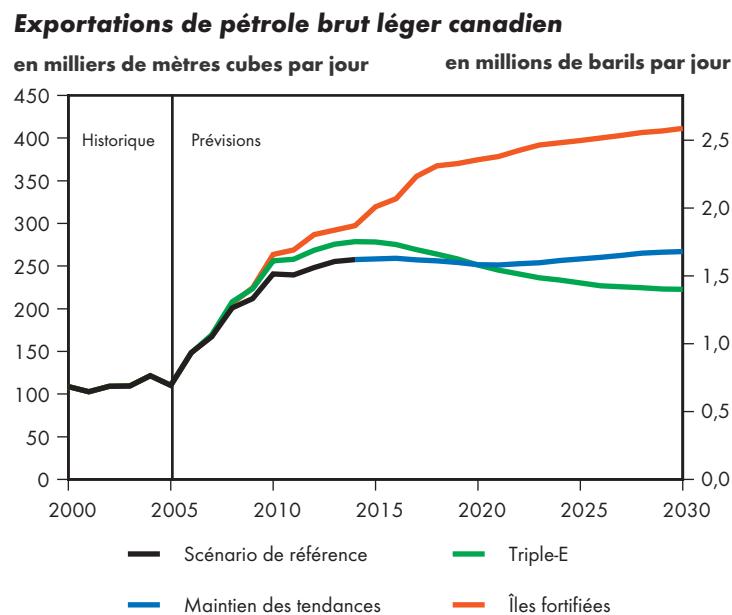
3 Le prix final ou prix des combustibles livrés varie selon le type de combustible. Des détails sur le prix final se trouvent dans les annexes.

Léger ou lourd, le pétrole brut classique dans le BSOC a amorcé un déclin à long terme. Les effets de ce déclin sont quelque peu amoindris pour les îles fortifiées compte tenu des prix plus élevés du pétrole, et en Triple-E étant donné le soutien accordé par le gouvernement à la récupération assistée des hydrocarbures (RAH)⁴ au moyen de CO₂. Les prix plus faibles en Triple-E ne favorisent nullement la mise en valeur de gisements marginaux. Sont particulièrement touchés, dans ces conditions, les gisements extracôtiers de la côte Est et les sables bitumineux. Par conséquent, la production décroît au cours de la seconde moitié de la période d'analyse. À l'inverse, pour les îles fortifiées, les prix du pétrole incitent à la mise en valeur, ce qui ajoute beaucoup à la production.

Tous les scénarios tiennent compte d'une hausse de la part de la production tirée des sables bitumineux. Les prix médians du pétrole pour le scénario de référence et en Maintien des tendances sont suffisants pour favoriser une mise en valeur relativement intense des sables bitumineux. Les pressions sur les coûts actuellement exercées et qui touchent les promoteurs de tels projets devraient s'amoindrir au fil du temps. La croissance de la production tirée des sables bitumineux se fonde sur l'hypothèse qu'il y aura, en temps opportun, développement de nouveaux marchés et ajout à la capacité pipelière, ainsi qu'obtention des approvisionnements voulus de condensats ou d'autres diluants à mélanger avec le pétrole lourd. Une autre hypothèse posée à cet égard est que l'industrie peut s'acquitter de façon rentable de certaines obligations environnementales. Dans la mesure où ces hypothèses ne se confirment pas, les niveaux projetés de production tirée des sables bitumineux pourraient ne pas se réaliser.

En raison du déclin des volumes de brut classique léger et de l'accroissement de la production tirée des sables bitumineux, la composition des charges d'alimentation des raffineries évolue et ces dernières devront être modifiées pour être en mesure d'accueillir ces nouveaux types de pétrole brut. Les investissements dans les raffineries nécessitent énormément de capitaux et exigent la confiance des marchés. Les scénarios ne font pas qu'imprimer une certaine orientation aux volumes de production. Ils influent aussi sur les décisions prises en aval à l'égard des choix qui s'offrent en matière de transformation et de modernisation. Même s'il est supposé qu'il existera toujours un marché pour l'ensemble de la production pétrolière, la part revenant aux différents produits au pays, c'est-à-dire la composition de l'offre, varie selon le scénario.

FIGURE AA.8



Les exportations totales de pétrole brut augmentent ou demeurent aux niveaux actuels (figures AA.8 et AA.9). Le maintien des tendances suppose de faibles augmentations pour ce qui est de la demande intérieure de pétrole brut léger, et un certain déplacement du pétrole brut léger classique quant aux charges d'alimentation à la faveur du pétrole brut synthétique. En Triple-E, il y a un faible recul des exportations vers la fin de la période à l'étude,

4 L'expression moins fréquente de récupération améliorée du pétrole est aussi utilisée.

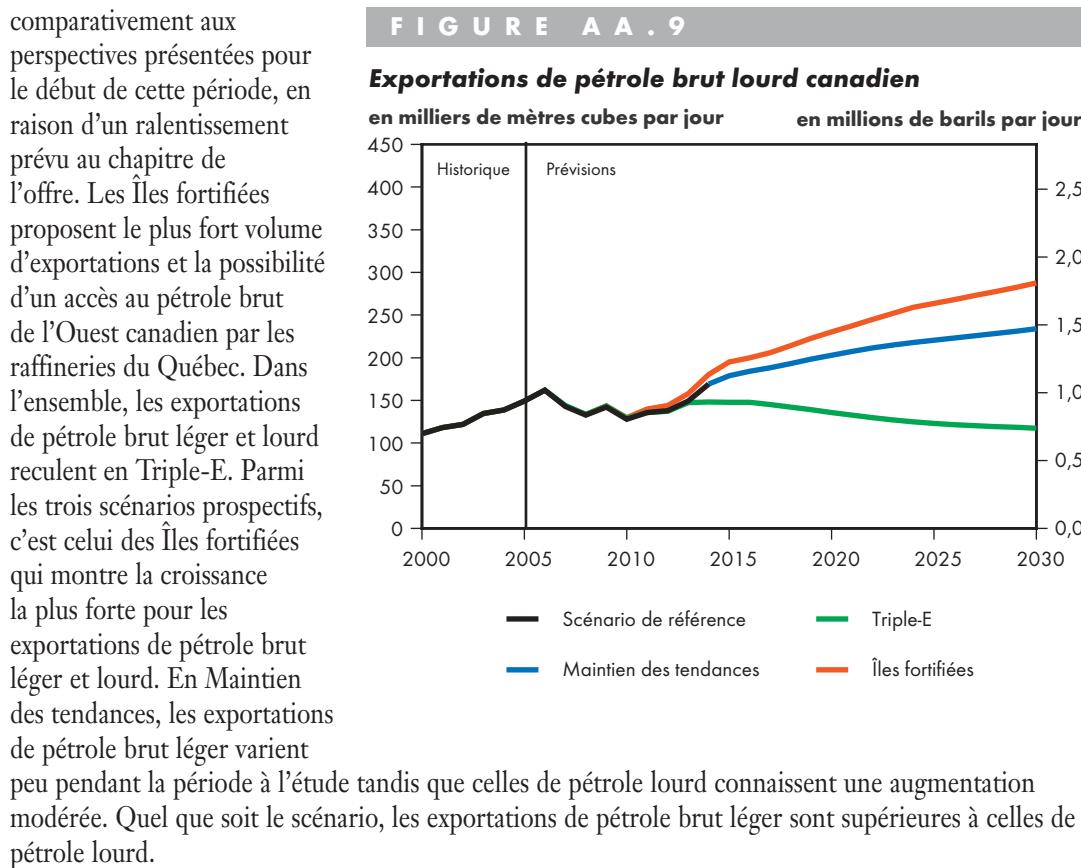
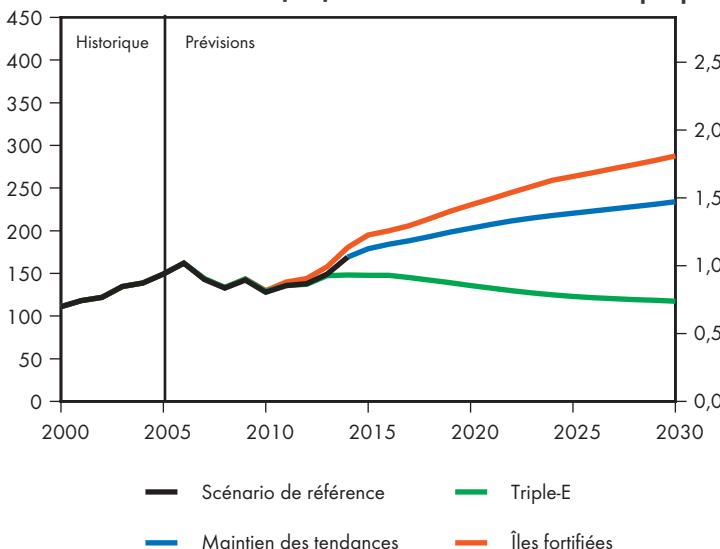


FIGURE AA.9

Exportations de pétrole brut lourd canadien

en milliers de mètres cubes par jour en millions de barils par jour



Gaz naturel

Les prix médians pour le scénario de référence et en Maintien des tendances sont à l'origine de déclins graduels de la production de gaz naturel canadien alors que, pour les Îles fortifiées, les prix élevés la font augmenter de façon significative (figure AA.10).

En Triple-E, l'afflux de GNL importé, qui finit, en 2030, par répondre à un peu plus de la moitié des besoins en gaz naturel au Canada, maintient les prix à un bas niveau. Les importations de gaz naturel liquéfié (GNL) sont plus modestes en Maintien des tendances et inexistantes pendant la plus grande partie de la période à l'étude pour les Îles fortifiées.

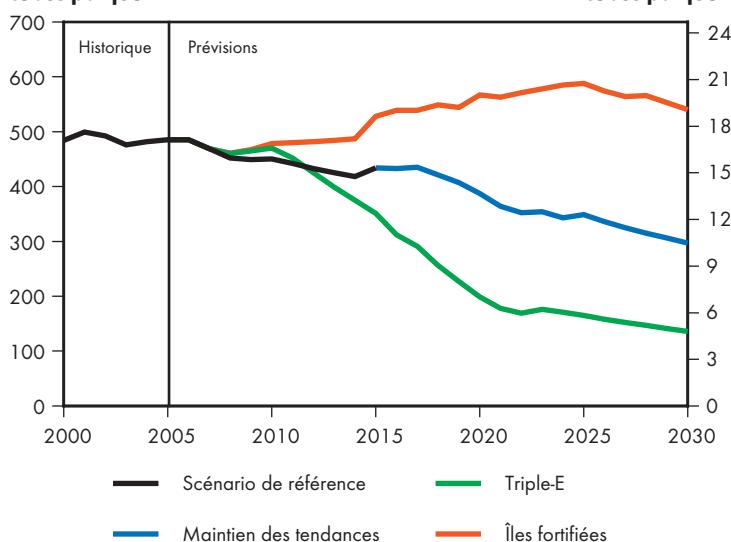
La demande de gaz naturel au Canada varie beaucoup elle aussi. Regroupées, les tendances de l'offre et de la

FIGURE AA.10

Perspectives de production de gaz naturel canadien

en millions de mètres cubes par jour

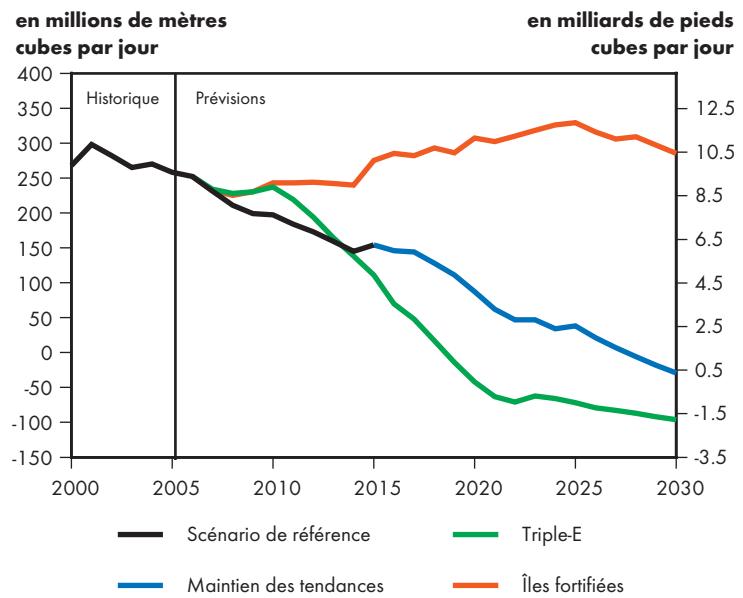
en milliards de pieds cubes par jour



La croissance de la demande des dernières années se poursuit en Maintien des tendances en raison d'une forte utilisation de gaz pour la production d'électricité et de pétrole tiré des sables bitumineux.

FIGURE AA.11

Exportations nettes de gaz naturel canadien



Alliées au déclin graduel de la production, ces perspectives d'accroissement de la demande ramènent les exportations nettes au niveau zéro en 2028, alors qu'il entre davantage de GNL au Canada que le pays n'exporte de gaz naturel classique. Au cours des dernières années de la période à l'étude, le Canada devient un importateur net de gaz et a beaucoup recours aux importations de GNL⁵.

La croissance de la demande totale de gaz au Canada n'est pas aussi élevée en Triple-E,

ni pour les îles fortifiées. En Triple-E, cette situation est attribuable à une plus grande efficacité et à une demande gazière moindre en rapport avec les projets des sables bitumineux. Pour les îles fortifiées, elle est le résultat de la hausse des prix de l'énergie et du ralentissement de la croissance économique. Dans ce dernier scénario, le potentiel des exportations nettes s'érode légèrement jusqu'en 2015, année où le gaz qui commence à être produit dans les régions pionnières permet aux exportations annuelles nettes de gaz naturel d'établir de nouveaux records.

Liquides de gaz naturel

Les projections en matière d'approvisionnements de liquides de gaz naturel (LGN) provenant des usines à gaz sont fondées sur les projections de production de gaz naturel. Les chiffres ainsi obtenus peuvent être encore accrus du fait de l'extraction de liquides à partir du gaz du delta du Mackenzie, des dégagements gazeux des sables bitumineux, et d'une progression accélérée des coupes lourdes aux usines de chevauchement en Alberta. Le gaz de l'Alaska pourrait commencer à être importé au Canada ou à y transiter un peu avant 2030. Selon la configuration et les dispositions contractuelles adoptées, les liquides que ce gaz renferme pourraient être extraits au Canada afin d'arrondir l'offre intérieure. Une autre possibilité serait que le gaz de l'Alaska soit expédié sous forme de GNL sans passer par le Canada. Puisque les inconnues demeurent encore fort nombreuses quant au potentiel d'un éventuel projet gazier alaskien et, à son échéancier, son envergure et sa configuration, les volumes de ce gaz n'ont pas été inclus dans les projections.

Au vu des prévisions, l'approvisionnement à long terme en éthane est moins fiable. Selon les scénarios Maintien des tendances et Triple-E, la demande d'éthane surpassera l'offre d'ici la fin de la période à

⁵ Par exportations nettes de gaz, on entend l'écart positif qui existe entre la production de gaz au Canada et la consommation de gaz naturel par les Canadiens. Les quantités réelles de gaz qui sortent du pays seront supérieures aux exportations nettes étant donné que du gaz est également importé pour consommation au pays ou réexportation hors de ses frontières.

l'étude. Il s'agit là d'un résultat direct des diminutions de la production gazière attribuables au recul des prix, et d'une demande toujours en hausse de la part du secteur pétrochimique en Alberta. Pour les Îles fortifiées, l'offre d'éthane surpassé la demande, à plus longue échéance, en raison d'ajouts substantiels à partir des dégagements gazeux des sables bitumineux, d'agrandissements des usines de chevauchement, et aussi du gaz du delta du Mackenzie.

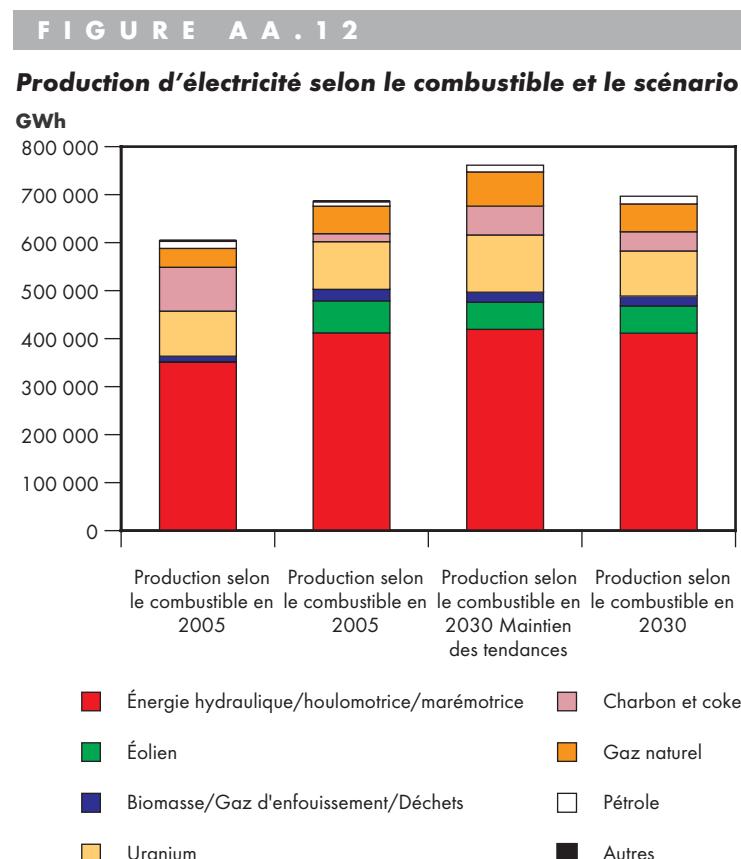
Quel que soit le scénario et tout au long de la période à l'étude, il existe un surplus de propane et de butane pour l'exportation. Toutefois, en Triple-E, l'équilibre entre l'offre et la demande de propane et de butane tend à se rompre vers la fin de la période alors que les prix plus faibles des produits de base font diminuer la production de gaz naturel.

Électricité

Des modifications importantes sont attendues en matière d'offre d'électricité, nombre de changements découlant de décisions récentes au sujet de la production et du transport de l'électricité (figure AA.12). Même si, quel que soit le scénario, la plus grande partie de l'électricité continue d'être obtenue selon des moyens de production classiques, l'incidence des technologies émergentes commence à se faire sentir sur la composition de la production canadienne.

En Ontario, les centrales au charbon existantes sont mises hors service d'ici 2015. Elles sont remplacées par des centrales au gaz ou nucléaires, ou encore par l'éolien ou d'autres technologies émergentes. La production nucléaire reprend de la vigueur dans les trois scénarios prospectifs alors que cinq centrales de ce type sont construites, afin de remplacer les plus anciennes et les centrales au charbon mises au rencart. Des technologies émergentes existent également pour ce qui est de la production d'électricité au moyen de charbon avec la gazéification intégrée à cycle combiné (GICC) qui deviendra disponible après 2015. Tous les scénarios supposent une utilisation accrue de bitume à des fins de cogénération dans la région des sables bitumineux en Alberta. Puisque le degré de cogénération dépend du niveau de production des sables bitumineux, il est le plus élevé en Îles fortifiées et le moins élevé en Triple-E.

Les prix élevés du gaz naturel et les inquiétudes au sujet de la continuité des approvisionnements favorisent la production à partir du charbon dans le scénario des Îles fortifiées, tandis que les prix

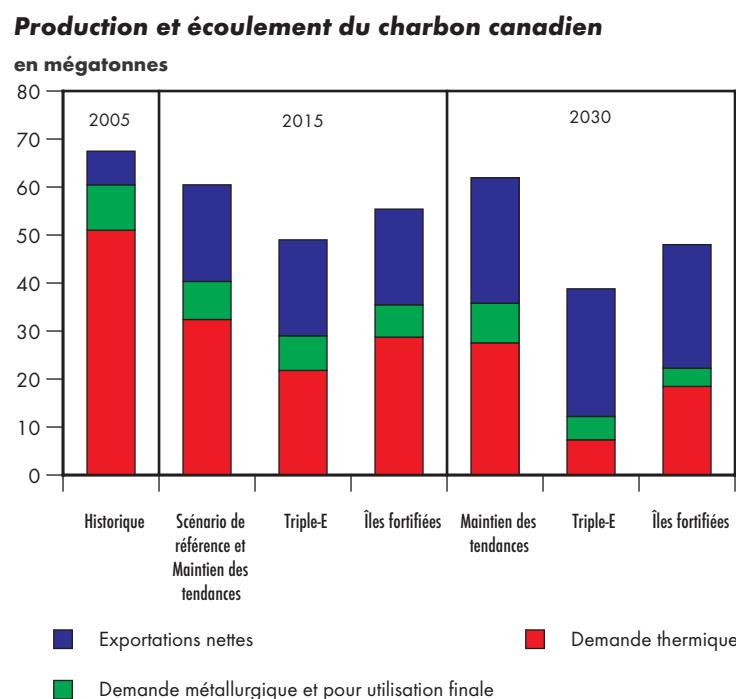


moindres du gaz naturel et les préoccupations environnementales sont des arguments en faveur de la production au gaz naturel en Triple-E. Dans ce dernier cas, la mise en valeur d'autres sources d'énergie est privilégiée : l'éolien et la biomasse sont plus prévalents que dans les autres scénarios, de même que les projets pilotes pour l'énergie houleuse et marémotrice. En outre, des centrales de GICC, avec capture de CO₂ et stockage (CCS), sont prévues en Alberta et en Saskatchewan après 2019 au titre de ce scénario.

Les échanges inter provinciaux d'électricité et les exportations vers les États-Unis prennent de l'ampleur dans presque tous les scénarios. Compte tenu d'une demande qui commence à régresser après avoir atteint un sommet, les exportations et les échanges inter provinciaux montent en flèche selon les scénarios des Îles fortifiées et Triple-E, même si les causes sont différentes. Pour les Îles fortifiées, l'énergie éolienne et l'énergie hydroélectrique sont considérées comme étant sans danger et permettant de se prémunir contre les prix élevés des combustibles fossiles. En Triple-E, l'avantage de l'éolien et de l'énergie hydroélectrique découle du fait qu'il s'agit d'une production neutre au chapitre des GES. En Maintien des tendances, c'est la production hydroélectrique qui permet de répondre en majeure partie à la hausse de la demande. Dans ce scénario, un resserrement général de l'offre au pays comprime les possibilités d'exportation.

L'expansion du réseau de transport est requis quel que soit le scénario : à l'intérieur des provinces compte tenu de la nouvelle production, afin de permettre une interconnexion inter provinciale accrue, et entre le Canada et les États-Unis de manière à pouvoir accroître les exportations. Dans tous les scénarios, de nouvelles structures doivent être érigées du fait que les centrales existantes arrivent à la fin de leur vie utile de 40 ans. Il pourrait y avoir d'importants aménagements hydroélectriques à Terre-Neuve-et-Labrador, au Québec, au Manitoba et en Colombie-Britannique, et ces travaux nécessiteraient des ajouts substantiels et sans précédent aux réseaux de transport.

FIGURE AA.13



(Au total, la demande thermique, métallurgique et pour utilisation finale au Canada, plus les exportations, équivaut à la production canadienne.)

Charbon

Dans l'ensemble, la demande de charbon au Canada diminue et les exportations nettes augmentent, ce qui est à l'origine d'un recul de la production canadienne dans les trois scénarios prospectifs (figure AA.13). C'est en Maintien des tendances que la production et la demande totales sont les plus élevées. En Triple-E, la demande d'énergie thermique est la plus faible et il y a recours à la GICC avec capture de CO₂ et stockage. Une faible croissance économique et des prix élevés mènent à une demande d'énergie thermique moindre pour les Îles fortifiées. La fermeture de centrales ontariennes alimentées au charbon est

le facteur qui a la plus grande incidence sur les importations à court et à long terme de charbon thermique, alors qu'il est prévu que les exportations de charbon métallurgique prendront de l'ampleur compte tenu d'une plus grande place occupée dans les secteurs du fer et de l'acier sur la scène internationale. Le succès de la GICC, de la CCS et des autres technologies houillères nouvelles qui se préoccupent de questions environnementales sera fonction des coûts ainsi que du degré d'acceptabilité par rapport aux autres possibilités en matière de production. Les exportations nettes prennent de l'ampleur quel que soit le scénario.

Émissions de gaz à effet de serre⁶

Dans une large mesure, les émissions de GES suivent les tendances de la demande d'énergie; c'est pourquoi elles augmentent avec l'accroissement de la demande. Leur croissance va de -0,1 % à 1,5 % par année (figure AA.14). À court et à moyen terme, la demande d'énergie suit la logique rigoureuse des industries en place, des mécanismes existants, des services offerts et des habitudes ancrées. Selon le scénario de référence, il est prévu que les émissions de GES s'accroîtront de 1,5 % par année. En Maintien des tendances, cette croissance est de 1,2 % par année en raison d'une progression économique légèrement moins marquée. Pour les Îles fortifiées, une croissance de 0,6 % par année des émissions de GES est prévue. La hausse moins importante dans ce scénario, comparativement aux données historiques, est le résultat direct de la montée des prix de l'énergie et du ralentissement de la croissance économique ainsi que des revenus au Canada, exclusion faite du secteur pétrolier et gazier. En Triple-E, un recul de 0,1 % par année des émissions de GES est prévu entre 2004 et 2030. Cette diminution est le résultat de politiques visant l'atteinte d'un équilibre entre la consommation d'énergie, les effets environnementaux et la croissance économique.

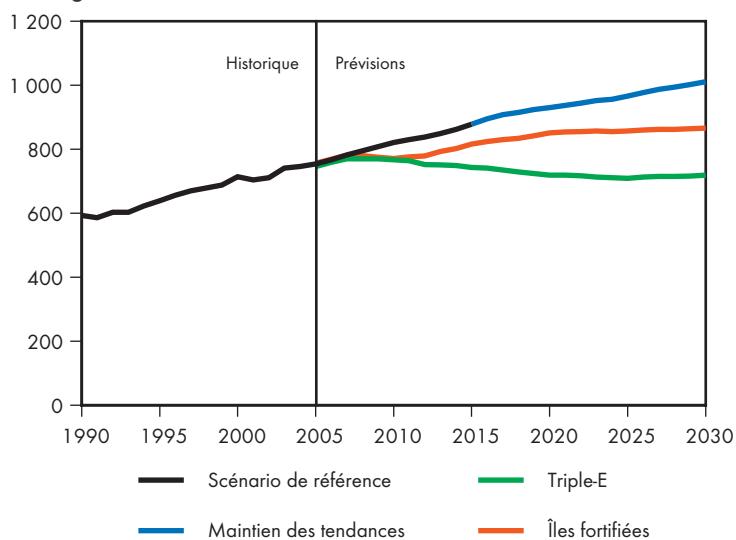
Il importe de souligner que l'intensité des émissions de GES tout au long du scénario de référence et des trois scénarios prospectifs affiche un recul, ce qui signifie des émissions moindres pour la production d'une même quantité de biens et de services (figure AA.15).

Le gouvernement fédéral a récemment fait part de son intention de réduire de 20 %, d'ici 2020, les émissions de GES au Canada en fonction de leur niveau de 2006. Les incertitudes sont considérables quant aux moyens devant permettre d'atteindre cet objectif. Quel que soit le scénario

FIGURE AA.14

Émissions canadiennes totales de GES

en mégatonnes

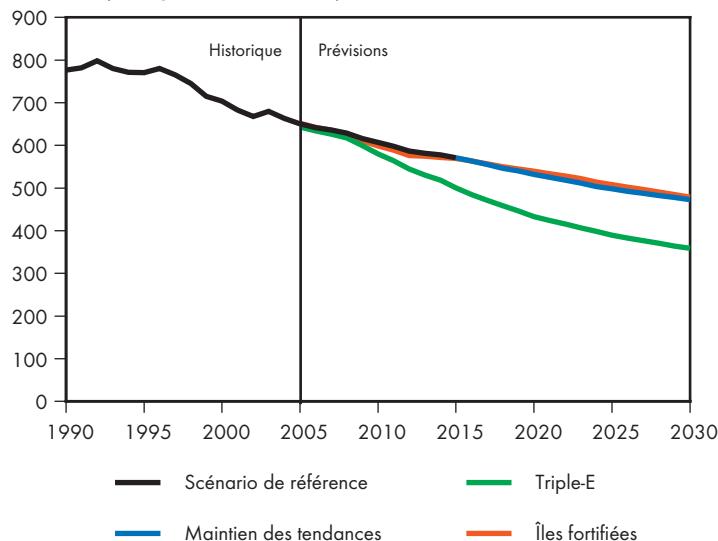


⁶ Les données historiques sur les émissions de GES correspondent à l'inventaire des émissions de GES au Canada, qui englobe tant les émissions d'énergie que les émissions des secteurs autres qu'énergétique. Au cours de la période visée par le rapport, les émissions des secteurs autres qu'énergétique augmentent selon le taux de croissance de l'économie et sont incluses dans la catégorie autres.

FIGURE AA.15

Intensité des émissions canadiennes de GES

Intensité (en kt/G\$CAN de 2000)



une analyse des avenir énergétiques possibles pour le Canada. Donc, le rapport se concentre exclusivement sur les réductions des émissions de GES dans le contexte des activités énergétiques au Canada (p. ex., mesures visant à accroître l'efficacité énergétique, amélioration des systèmes de gestion de l'énergie ou investissements dans la CCS). L'analyse ne porte pas directement sur les stratégies de réduction des émissions de GES. En effet, l'analyse ne tient pas compte de deux des sources possibles de réduction des émissions : a) les réductions découlant de mesures prises hors du secteur énergétique, comme la séquestration du carbone en agriculture et en foresterie, et b) celles attribuables à l'adoption de mécanismes internationaux, comme celui pour un développement du carbone en agriculture et en foresterie propre du Protocole de Kyoto, ou à des régimes internationaux d'échanges de crédits d'émission de CO₂. La prise en compte de ces deux sources, ainsi que d'autres sources de réduction des émissions, dans le cadre d'une gamme complète de stratégies de réduction des GES pourrait jouer un rôle de premier plan en vue de l'atteinte de l'objectif canadien de réduction de « 20 % d'ici 2020 ».

Il faut souligner qu'il subsiste des incertitudes de taille quant à la technologie et à la façon dont les consommateurs réagiront à des programmes et des politiques de gestion de la consommation ou portant sur les émissions de GES. Au moment où le présent rapport a été rédigé, il a été tenu compte de l'information la plus à jour à des fins d'analyse. Cependant, la situation technologique et en matière de politique climatique évolue rapidement. Si la technologie devait progresser à un rythme plus rapide que ce qui est supposé dans le présent rapport ou encore si les consommateurs et l'industrie devaient faire preuve d'une plus grande volonté de changement quant à leur style de vie et à leurs modes de production, la réduction des émissions de GES montrerait un profil plus dynamique que celui illustré dans l'analyse actuelle.

Les conclusions que nous avons tirées au sujet des GES montrent clairement que si le Canada veut atteindre les objectifs visés pour 2020, d'importants changements de fond devront être apportés à notre style de vie ainsi qu'à notre mode de production de biens et de services. En dernier ressort, la voie empruntée devra faire l'objet de débats sociaux et politiques en profondeur au cours des prochaines années de manière à assurer un ordre prioritaire équilibré entre diverses questions économiques, environnementales et énergétiques.

étudié, le Canada n'atteint que partiellement l'objectif de « 20 % d'ici 2020 » fixé par le gouvernement. Les voies pouvant mener à une réduction des émissions de GES sont nombreuses. Celles choisies pourraient avoir de profondes incidences sur les orientations technologiques privilégiées, sur la configuration de nos villes et de nos filières énergétiques, ainsi que sur le comportement des consommateurs. Cette analyse n'a pas repéré de mécanismes spécifiques devant permettre d'atteindre l'objectif visé.

Le présent rapport constitue

Conclusions

Le rapport sur *L'avenir énergétique du Canada* met en lumière les nombreux enjeux, au même titre que le grand nombre de possibilités, qui existent à l'heure actuelle et qui se manifesteront plus tard, dans le secteur de l'énergie et pour les Canadiens individuellement. Les scénarios envisagés explorent un large éventail de résultats possibles sur le marché de l'énergie. Un aperçu général des hypothèses clés et des résultats quantitatifs en découlant est présenté au tableau AA.1.

Les principaux résultats de l'analyse peuvent être résumés selon cinq thèmes majeurs.

1. Marchés et ressources énergétiques

Aucun dérapage n'est prévu sur les marchés canadiens de l'énergie alors que les prix de celle-ci visent à assurer une offre suffisante en fonction de la demande. Il semble qu'à long terme, les prix seront plus élevés que par le passé. En général, il appert que les économies nord-américaine et mondiale s'ajustent aux prix plus élevés qui ont eu cours récemment.

La disponibilité future de ressources énergétiques ne devrait pas causer problème. Le type et la composition des ressources énergétiques dépendront des niveaux des prix de l'énergie. Dans l'ensemble, l'offre énergétique canadienne et la composition des combustibles au pays réagissent assez étroitement aux prix, ce qui est à l'origine d'un large éventail de conséquences possibles selon les diverses trajectoires pouvant être adoptées par les prix ainsi que selon le modèle socioéconomique proposé dans les trois scénarios prospectifs.

2. Offre, demande et exportations énergétiques

L'énergie sous forme de combustibles fossiles continue de représenter la majeure partie de l'offre, même si des sources d'approvisionnement autres et non classiques commencent à jouer un rôle plus important. La diversité des combustibles devrait continuer d'exister au Canada. Tous les scénarios illustrent un ensemble de combustibles surtout composé de ressources classiques, mais qui varie en termes d'apports des technologies émergentes et des combustibles de remplacement.

La composition de l'énergie électrique produite sera grandement modifiée avec la croissance prévue de l'éolien, du nucléaire et des technologies d'épuration du charbon.

T A B L E A U A A . 1

Résumé des hypothèses clés et des résultats quantitatifs

	PIB réel	Prix de l'énergie	Demande d'énergie	Production pétrolière et gazière	Émissions de GES
Scénario de référence (2004-2015)	2,9 %	Pétrole : 50 \$/b Gaz : 7 \$/MBTU	1,8 %	Pétrole : 4,4 % Gaz : -0,9 %	1,5 %
Maintien des tendances	2,5 %	Pétrole : 50 \$/b Gaz : 7 \$/ MBTU	1,4 %	Pétrole : 2,3 % Gaz : -1,8 %	1,2 %
Triple-E	2,2 %	Pétrole : 35 \$/b Gaz : 5,50 \$/ MBTU	0,3 %	Pétrole : 0,7 % Gaz : -4,8 %	-0,1 %
Îles fortifiées	1,8 %	Pétrole : 85 \$/b Gaz : 12 \$/ MBTU	0,7 %	Pétrole : 3,0 % Gaz : 0,4 %	0,6 %

(Taux de croissance annuelle moyen de 2004 à 2030 [en % par année], à moins d'indication contraire.)

L'offre d'énergie suit d'assez près les prix, mais ce n'est pas le cas de la demande. La demande continue d'être rigide à court terme en raison de la longue durée de vie du parc actuel d'immeubles, des véhicules et des principes de conception à l'origine des villes canadiennes. Toutefois, à long terme, il existe une possibilité de comprimer la demande en réaction à des politiques et programmes ciblés, notamment ceux visant des améliorations en matière d'efficacité énergétique.

Au Canada, les exportations nettes totales d'énergie devraient augmenter, mais l'augmentation varie selon le produit de base et le scénario. Les exportations de pétrole et d'électricité augmentent quel que soit le scénario, alors que les exportations nettes de gaz naturel n'augmentent que pour les Îles fortifiées. L'accroissement, dans tous les cas, des exportations de pétrole est le résultat direct de la production accrue tirée des sables bitumineux. Ces changements auront des conséquences sur les infrastructures d'approvisionnement.

3. Interactions de l'énergie avec l'économie et l'environnement

La situation économique continue d'être un facteur de premier plan dans le contexte de la filière énergétique, et les différentes projections macroéconomiques des trois scénarios prospectifs mènent à divers résultats sur le plan de l'énergie, surtout lorsqu'il s'agit de la demande. Quel que soit le scénario, la croissance macroéconomique est inférieure à celle observée ces dernières années, surtout en raison de la décélération de la croissance démographique et des conséquences d'une telle situation sur le recours à une main-d'œuvre appropriée et qualifiée. Ces conséquences devront être contrebalancées par des améliorations à la productivité et/ou par une immigration accrue.

Les Canadiens se préoccupent des changements climatiques. Bon nombre de politiques et de programmes sont en cours d'élaboration, aux paliers fédéral et provincial, visant la réduction des GES. Afin de traiter de la question des changements climatiques de façon pertinente au Canada, il faut prendre des mesures sans tarder et faire appel à toutes les stratégies à notre disposition. Les émissions de GES par unité d'énergie consommée diminuent dans chacun des scénarios, mais le taux de cette diminution est plus ou moins élevé selon les politiques et les programmes pris en compte.

4. Composantes de base de l'avenir énergétique du Canada

À l'intérieur de la filière énergétique, la technologie peut offrir des solutions à de nombreux enjeux, et même si elle est de plus en plus présente, l'orientation, le rythme et la portée des changements qui en découlent varient d'un scénario à l'autre. Pour les Îles fortifiées, c'est du côté de l'offre que la poussée technologique est le plus palpable. En Triple-E, la technologie va nécessairement de pair avec l'efficacité énergétique et la réduction des émissions de GES.

Une politique « intelligente » est requise pour favoriser l'optimisation des objectifs multiples de la croissance économique, de la pérennité de l'environnement et du développement du secteur énergétique de façon responsable. Des cadres de politique s'étendant au-delà des frontières provinciales devront être définis de façon à tenir compte des vastes différences régionales au chapitre de l'énergie et des émissions, de l'évolution des réseaux d'approvisionnement en énergie, et des modifications de l'environnement sur la scène mondiale. Les Canadiens ont un rôle crucial à jouer, pour ce qui est de l'élaboration de la politique à adopter, en précisant la direction à privilégier en termes d'objectifs visés.

Des investissements majeurs seront requis au cours des dix années à venir pour la mise en valeur de nouvelles sources d'énergie et aussi pour répondre à la croissance de la demande d'énergie ainsi que pour remplacer des infrastructures vieillissantes. À plus long terme, les exigences et les enjeux en matière d'infrastructures sont davantage influencés par les circonstances propres au

scénario, notamment en ce qui concerne le maintien de la diversité sur le plan de la composition des combustibles. Toutes les nouvelles infrastructures devront tenir compte des grandes préoccupations environnementales au moment de la construction et de l'exploitation. De nouvelles démarches devront être adoptées en matière de résolution des différends entre promoteurs et intérêts locaux afin d'accroître le degré de prévisibilité de réalisation des projets. Dans certains cas, cela peut signifier une plus grande clarté à l'égard des processus réglementaires et de participation du public, et dans d'autres cas, en présence de plusieurs compétences, cela peut vouloir dire un recours accru à la notion de « guichet unique ».

Avec un besoin grandissant pour le renouvellement et l'agrandissement de nos infrastructures afin de répondre à des besoins énergétiques croissants et variés, il faut que le public accepte mieux ces projets et y prenne une part plus active. Il faudra atteindre un équilibre entre acceptation du public et décisions devant être prises en temps opportun. En outre, toutes les parties prenantes, y compris l'industrie et les gouvernements, devront travailler ensemble en vue d'une acceptation plus étendue.

Des données de grande qualité constituent un solide fondement pour l'analyse de l'offre et de la demande du type de celle effectuée dans le cadre du rapport sur L'avenir énergétique du Canada. Les questions d'énergie étant toujours plus complexes, il faut améliorer et moderniser les bases de données statistiques existantes, afin d'habiliter la prise de décisions.

5. *L'avenir énergétique du Canada*

L'analyse suggère une modification en profondeur de plusieurs éléments de la filière énergétique⁷. Pour surmonter les obstacles et tirer avantage des possibilités qui se présenteront, le Canada a besoin d'une vision et d'une stratégie énergétiques à long terme afin de concilier les différents objectifs visés. Ce plan doit être bien intégré à l'échelle régionale, tenir compte des enjeux environnementaux et de la croissance économique et être élaboré avec la participation des Canadiens.

L'ONÉ prévoit contribuer au débat en continuant d'agir en partenaire actif, efficace et averti dans le cadre de la participation de la population canadienne aux échanges sur l'avenir énergétique du pays.

⁷ La filière énergétique est définie comme étant la façon dont les Canadiens produisent et consomment de l'énergie.

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (ONÉ ou l'Office) est un organisme fédéral indépendant qui réglemente plusieurs aspects du secteur énergétique au Canada. Sa raison d'être est de promouvoir, dans l'intérêt public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience 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'ONÉ s'occupe principalement de réglementer la construction et l'exploitation des pipelines internationaux ou inter provinciaux, ainsi que les droits et les tarifs connexes. Une autre de ses fonctions importantes consiste à réglementer les lignes internationales de transport d'électricité et des lignes interprovinciales désignées. En outre, l'ONÉ réglemente les importations et les exportations de gaz naturel, les exportations de pétrole, de liquides de gaz naturel et d'électricité, de même que des travaux précis d'exploration pétrolière et gazière dans les régions pionnières, en particulier dans le Nord canadien et en mer.

L'ONÉ recueille et analyse des données au sujet des marchés de l'énergie au Canada par la voie de processus réglementaires et aussi grâce à la surveillance des marchés. L'Office est par la suite en mesure de produire des documents, des rapports statistiques et des discours sur divers aspects commerciaux des produits énergétiques du Canada. Les rapports d'Évaluation du marché de l'énergie (ÉMÉ) publiés par l'Office présentent des analyses des principales ressources énergétiques. Ces ÉMÉ permettent aux Canadiens de se tenir au courant des perspectives qui se dessinent à l'égard de l'offre et de la demande d'énergie et de mieux comprendre les problèmes sous-jacents aux décisions prises dans le domaine énergétique.

Le présent rapport d'ÉMÉ, intitulé *L'avenir énergétique du Canada*, examine les évolutions possibles de la demande et de l'offre d'énergie à long terme au Canada. Les principaux objectifs visés par ce rapport sont les suivants :

- fournir une analyse impartiale, pertinente, globale et avertie de l'offre et de la demande d'énergie, ainsi que de leurs incidences économiques et environnementales, afin que les parties intéressées par les tendances et les questions énergétiques au Canada puissent s'en servir comme norme de référence;
- servir de créneau de discussion avec les parties prenantes et entre elles, tant pendant la rédaction du rapport qu'après sa réalisation, autour de questions énergétiques émergentes d'importance nationale;
- informer les décideurs des risques et incertitudes de fond à l'égard de l'avenir énergétique, et leur faire part des problèmes de réglementation et autres sur lesquels ils devraient se pencher.

Dans le contexte de la préparation du rapport, l'ONÉ a tenu une série de réunions formelles et informelles avec des experts du marché de l'énergie et d'autres parties intéressées. Il apprécie l'information et les commentaires qui lui ont été communiqués et il tient à remercier tous les

participants qui ont contribué de leur temps comme de leur expertise. L'ONÉ tient également à remercier les nombreux membres du personnel dévoué qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce rapport.

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.

S'adresser aux personnes dont les noms suivent pour tout commentaire ou question au sujet de cette ÉMÉ :

Généralités

Abha Bhargava	courriel : abhargava@neb-one.gc.ca
Tara Smolak	courriel : tsmolak@neb-one.gc.ca
Stéphane Thivierge	courriel : sthivierge@neb-one.gc.ca

Demande d'énergie

Abha Bhargava	courriel : abhargava@neb-one.gc.ca
Tara Smolak	courriel : tsmolak@neb-one.gc.ca

Pétrole et liquides de gaz naturel

Cliff Brown	courriel : cbrown@neb-one.gc.ca
Bill Wall	courriel : bwall@neb-one.gc.ca

Approvisionnements en gaz

Paul Mortensen	courriel : pmortensen@neb-one.gc.ca
----------------	-------------------------------------

Approvisionnements en électricité

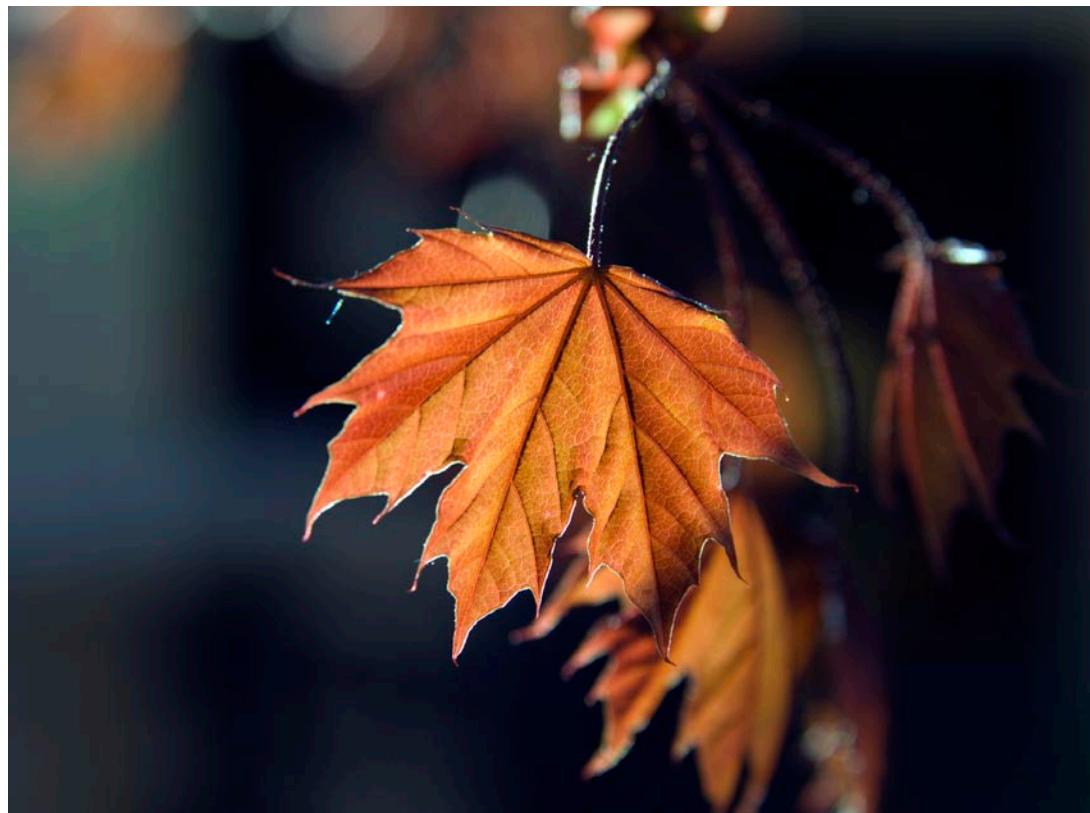
Bill Seney	courriel : bseney@neb-one.gc.ca
------------	---------------------------------

Charbon

Louis Morin	courriel : lmorin@neb-one.gc.ca
-------------	---------------------------------

Émissions de gaz à effet de serre

Abha Bhargava	courriel : abhargava@neb-one.gc.ca
Tara Smolak	courriel : tsmolak@neb-one.gc.ca



INTRODUCTION

Le rapport de 2007 sur *L'avenir énergétique du Canada* est fermement ancré dans les réalités d'aujourd'hui en matière d'énergie. Il s'agit en outre d'un appel à la participation des Canadiens dans le contexte des enjeux pressants qui se posent. Ces enjeux sont notamment : prix de l'énergie élevés et volatils, agitation géopolitique qui perdure, diminution des réserves classiques, besoin de diversification de l'offre, infrastructures d'acheminement des produits limitées et vieillissantes et préoccupations environnementales grandissantes. L'Office national de l'énergie a tenu compte de tous ces facteurs pour la production du rapport sur *L'avenir énergétique du Canada*.

Afin de mieux répondre aux besoins des différentes parties prenantes, l'Office a adopté ici une démarche hybride, c'est-à-dire qu'il a allié une perspective à court terme à des scénarios à long terme. Il s'agit d'une progression depuis le rapport précédent⁸, lequel avait eu recours à deux scénarios opposés : « Pression de l'offre » et « Techno-vert ». La nouvelle méthodologie a été adoptée en réaction aux commentaires des parties prenantes sur le rapport précédent, recommandant l'inclusion d'un scénario de référence et l'étude d'un éventail plus large d'incertitudes et de questions dans le cadre de scénarios prospectifs.

Scénarios – Ce qu'ils sont et à quoi ils servent

Un scénario est une « histoire » complète qui présente comment l'avenir pourrait se dérouler. Très différente est l'analyse de sensibilité, qui cherche à établir dans quelle mesure les résultats varieront en fonction de changements apportés aux hypothèses clés. Dans un scénario, toutes les hypothèses clés sont sujettes à modification. Les scénarios aident à dégager des mesures et des résultats plausibles compte tenu du contexte. Il favorise le cause à effet qui, à son tour, privilégie une réaction coordonnée à long terme.

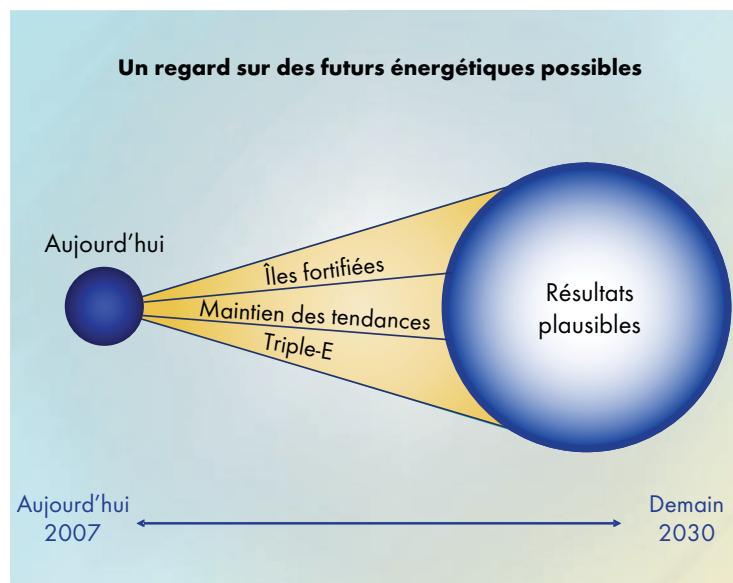
⁸ *L'avenir énergétique du Canada – Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*. Office national de l'énergie, 2003. <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/spplydmnd/spplynddmndt20252003/spplydmnd2003-fra.pdf>.

L'avenir énergétique du Canada – Démarche adoptée en 2007

Du fait que plus la période est longue, moins la certitude est grande, la démarche hybride adoptée en 2007 a prévu des calendriers d'analyse différents pour le scénario de référence et les scénarios prospectifs. Le scénario de référence, jugé le plus probable, est particulièrement éloquent à court et à moyen terme. Le calendrier d'analyse du scénario de référence s'étend de 2005 à 2015. Le mot « scénario » évoquant un certain degré d'incertitude, les scénarios se prêtent davantage au plus long terme. Le calendrier d'analyse des scénarios prospectifs du rapport sur *L'avenir énergétique du Canada* va de 2005 à 2030⁹.

FIGURE 1.1

Scénarios prospectifs de l'ONÉ sur l'avenir énergétique



2007 (figure 1.1). Ces trois scénarios visent à :

- favoriser les échanges et les débats sur la façon dont la filière énergétique canadienne pourrait évoluer au cours des 25 prochaines années;
- inviter les parties prenantes dans le secteur de l'énergie à étudier les réactions possibles dans le contexte d'un scénario donné;
- permettre aux parties prenantes et aux décideurs de définir les éléments des résultats souhaitables en matière d'énergie.

Les trois scénarios prospectifs varient en fonction des politiques et programmes gouvernementaux, du contexte géopolitique, des valeurs sociétales, des prix de l'énergie, des taux de croissance macroéconomique, ainsi que du rythme de l'évolution technologique et des types de technologies. Toutefois, les tendances et les relations fondamentales sont maintenues d'un scénario à l'autre. Certains des traits communs comprennent un désir de progresser en matière environnementale, l'importance continue des échanges commerciaux canado-américains, le rôle des gouvernements au Canada, une demande croissante, à l'échelle mondiale, pour des biens et des services dont la

Scénarios prospectifs utilisés dans ce rapport

L'utilisation de scénarios prospectifs permet d'avoir recours à des perspectives variées sur l'évolution de la situation énergétique au Canada. Il ne s'agit ni de prévisions, ni de prédictions, mais bien de résultats plausibles décrivant un éventail de futurs possibles. Les scénarios qui peuvent représenter des avenir plausibles du marché de l'énergie sont nombreux. Trois scénarios prospectifs ont été choisis afin de représenter trois « ensembles » distincts de données dans le rapport de

⁹ Dans le présent rapport, 2005 représente la première année des prévisions.

production requière de l'énergie, et la poursuite du déclin des sources d'approvisionnement en énergie à l'intérieur des pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE). Aucun scénario en particulier n'a été jugé plus probable que les autres. Les scénarios prospectifs utilisés dans ce rapport sont :

- **Maintien des tendances**, un scénario caractérisé pendant toute la période à l'étude par le maintien des tendances de fond apparentes au début. Il se veut une prolongation du scénario de référence;
- **Triple-E**, un scénario où les marchés énergétiques fonctionnent bien, des ententes internationales de coopération existent et les politiques environnementales sont efficaces. Il y a recherche d'équilibre entre les objectifs visés par les trois E : économie, environnement et énergie;
- **Îles fortifiées**, un scénario où la sécurité est à l'avant-plan des préoccupations du public. Il est caractérisé par une agitation géopolitique, une absence de confiance et de coopération sur la scène internationale, et des politiques gouvernementales protectionnistes.

Nombreux sont les facteurs étudiés dans le rapport de 2003 de l'Office qui sont encore pertinents de nos jours, et qui continuent donc d'influer sur les scénarios prospectifs privilégiés en 2007. L'élément distinctif de la présente analyse est la forte influence du contexte mondial. Les scénarios prospectifs sont caractérisés par les perceptions qui prévalent à la grandeur de la planète plutôt que par des éléments canadiens bien distincts. Les produits énergétiques de base sont transigés sur les marchés internationaux, où le Canada est assujetti aux mêmes risques et profite des mêmes avantages que les autres pays. Ces risques et avantages sont intégrés à l'analyse dans le contexte de différentes trajectoires pouvant être empruntées par les prix des produits énergétiques de base.

Le détail de chacun des trois scénarios prospectifs est présenté dans des chapitres distincts du rapport.

Commentaires des parties prenantes

À l'occasion d'une série de séances de consultation tenues au pays en 2006 et au début de 2007, l'Office a cherché à connaître l'opinion d'experts et de parties prenantes dans le domaine de l'énergie au Canada, notamment de représentants de l'industrie, du gouvernement, d'organisations environnementales non gouvernementales et du monde universitaire. Les points de vue ainsi recueillis ont eu leur rôle à jouer dans la méthodologie utilisée, les hypothèses avancées et l'analyse effectuée. Par la voie de ces séances de consultation, il a été possible d'obtenir des renseignements généraux de grande valeur¹⁰.

Structure du rapport

La structure du rapport sur *L'avenir énergétique du Canada* traduit bien la démarche analytique adoptée. Le « contexte énergétique » sert de toile de fond en présentant sous forme concentrée les questions d'importance qui se posent actuellement dans le secteur de l'énergie au Canada. Les analyses du scénario de référence et des scénarios prospectifs sont présentées de façon détaillée dans quatre chapitres distincts. Chacun de ces chapitres propose de l'information approfondie sur les différents produits énergétiques de base et sur des questions connexes, notamment le contexte économique et les effets environnementaux. Enfin, le dernier chapitre résume les résultats clés et les implications fondamentales selon cinq grands thèmes. Des tableaux détaillés portant sur divers éléments de la demande et de l'offre d'énergie pour chaque province et territoire se trouvent dans les annexes.

10 Des résumés des consultations sont présentés sur le site Web de l'ONÉ au www.neb-one.gc.ca.



CONTEXTÉ ENERGÉTIQUE

Ce chapitre fournit des renseignements généraux sur des questions essentielles jouant actuellement un rôle dans la filière énergétique canadienne. Il traite notamment des prix de l'énergie, des facteurs mondiaux, des politiques énergétiques et environnementales, de la façon dont la demande réagit, des technologies émergentes, des infrastructures, de la place de l'énergie dans l'économie canadienne, des exportations et des réserves.

Prix de l'énergie

Récemment, les prix élevés de l'énergie sont le résultat d'une croissance exceptionnelle de la demande dans les pays en développement, d'une pénurie de matériaux, de matériel, de main-d'œuvre et de services techniques, ainsi que de tensions géopolitiques.

Les prix du pétrole brut augmentent depuis janvier 1999, alors que le prix moyen du baril de WTI se situait autour de 12 \$US. Moins de dix ans plus tard, le pétrole brut s'est transigé à plus de 80 \$US le baril, sous l'effet conjugué d'un niveau record de la demande d'essence, d'une instabilité dans le secteur du raffinage, ainsi que d'un équilibre précaire entre l'offre et la demande. Une faible capacité de production de réserve et des inquiétudes de nature géopolitique dans les grands pays producteurs que sont l'Irak, l'Iran, le Nigeria et l'Arabie saoudite ont accentué la pression vers le haut exercée sur les prix du pétrole brut.

Les prix du gaz naturel en Amérique du Nord ont eu tendance à augmenter sous la poussée de la montée en flèche des prix du pétrole brut sur la scène mondiale et d'un équilibre précaire entre l'offre et la demande gazières. Le prix du gaz naturel au carrefour Henry est passé de quelque 2,25 \$US/GJ (2,35 \$US/MBTU) en janvier 2000 à environ 6,65 \$US/GJ (7,00 \$US/MBTU) en 2007. En outre,

les perturbations des approvisionnements attribuables au passage d'ouragans ont occasionné des hausses subites des prix, qui ont ainsi pu atteindre, pendant une brève période, 13,30 \$US/GJ (14,00 \$US/MBTU), mais la série récente d'hivers doux a aidé à faire contrepoids à des prix qui auraient pu atteindre des niveaux encore plus élevés. À l'exception de courtes périodes pendant lesquelles les marchés gaziers sont particulièrement déséquilibrés (comme après des perturbations des approvisionnements attribuables au passage d'ouragans, pendant des périodes de températures extrêmes ou à l'approche de l'atteinte des limites supérieure ou inférieure de la capacité de stockage), les prix du gaz naturel ont tendance à évoluer dans le même sens que ceux du pétrole. C'est ainsi qu'en général, les prix du gaz se situeront dans la moitié inférieure de la fourchette délimitée, en termes d'équivalent énergétique, par le mazout résiduel, dans le bas, et par le distillat (mazout n° 2) dans le haut. Ces types de mazout constituent des solutions de remplacement au gaz naturel, surtout pour la production d'électricité et le chauffage.

Par le passé, compte tenu de réserves massives de charbon, non seulement en Amérique du Nord mais partout dans le monde, les prix de la houille augmentaient à des taux très modestes variant entre 1 % et 2 % par année. Cependant, depuis 2003, la tendance a changé du tout au tout et les prix du charbon augmentent d'au moins 10 % par année. Cette évolution de la situation coïncide avec le fait que la Chine, un des principaux producteurs de charbon, en est devenue un importateur net plutôt qu'un exportateur net du fait de la croissance de la demande intérieure dans ce pays. En 2006, la croissance de la consommation mondiale de charbon était attribuable à 70 % à la Chine.

Les prix de l'électricité en Amérique du Nord ont eu tendance eux aussi à augmenter sous l'influence de la hausse des coûts des combustibles comme le charbon, le pétrole, l'uranium ou le gaz naturel, des frais associés au respect de normes plus strictes sur les émissions, et des dépenses engagées en vue de l'amélioration du réseau de transport afin d'en accroître le degré de fiabilité. Les prix de l'électricité peuvent varier selon la région en fonction de la part occupée par les différents combustibles servant à sa production, des marges de réserve et de la croissance de la charge.

Contexte mondial

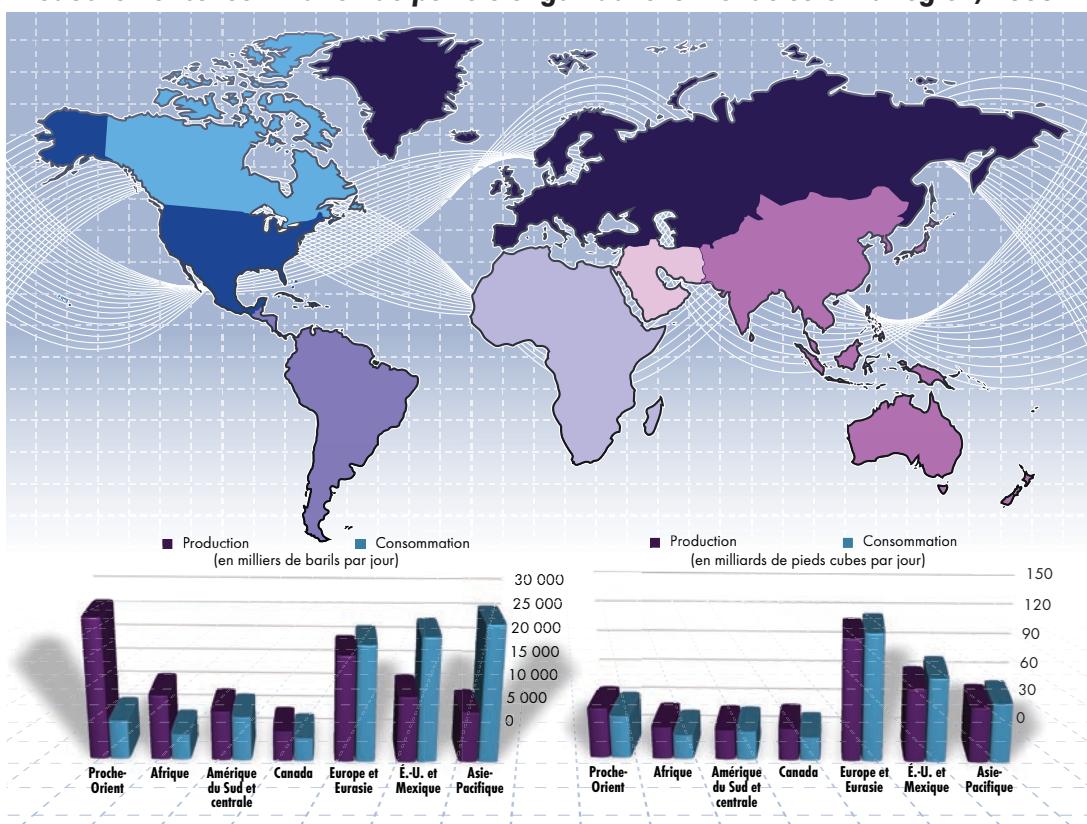
Ces dernières années, c'est aux pays en développement, en particulier à la Chine et à l'Inde, qu'est attribuable la croissance mondiale de la demande d'énergie. Pendant ce temps, l'offre a eu de la difficulté à maintenir le rythme. Les régions productrices de pétrole et de gaz classiques arrivent à maturité, et pour maintenir leur production ou à tout le moins en ralentir le déclin, une plus grande activité est requise et il faut avoir davantage recours à des interventions technologiques.

Le pétrole et le gaz sont produits et consommés dans des parties différentes du monde (figure 2.1). Pour la plus grande partie, les ressources énergétiques sont concentrées dans des régions politiquement instables. Les tensions géopolitiques, le nationalisme économique et politique, au même titre que l'opposition locale à des projets de mise en valeur, sont autant d'éléments qui ont limité l'accès à de nouvelles ressources dans des régions clés un peu partout dans le monde. Cette réalité géopolitique se traduit par des préoccupations au chapitre de la sécurité de l'approvisionnement pour les pays consommateurs.

En 2006, 10,8 milliards de tonnes (79,7 milliards de barils) d'équivalent énergétique du pétrole ont été consommés dans le monde, une masse répartie de la façon suivante : 36 % de pétrole, 24 % de gaz naturel, 28 % de charbon, 6 % de nucléaire et 6 % d'énergie hydroélectrique (figure 2.2).

FIGURE 2.1

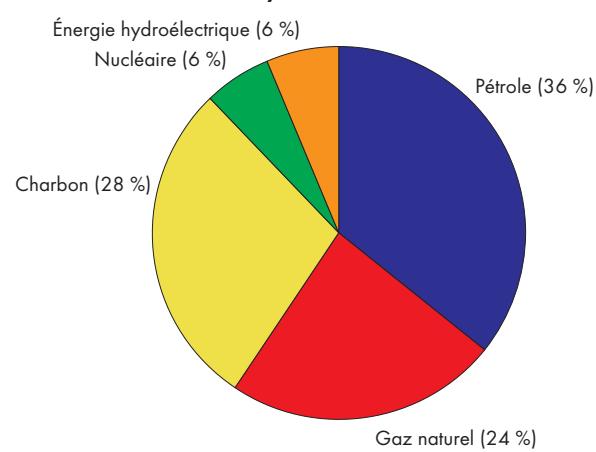
Production et consommation de pétrole et gaz dans le monde selon la région, 2006



Source : BP Statistical Review of World Energy, 2007

FIGURE 2.2

Consommation mondiale d'énergie primaire selon le combustible, 2006



Source : BP Statistical Review of World Energy, 2007

Pétrole

Le plus grand producteur actuel de pétrole dans le monde est l'Arabie saoudite avec $1,7 \text{ Mm}^3/\text{j}$ ($10,8 \text{ Mb/j}$). Les É.-U. arrivent au troisième rang et le Canada en septième place. Il est prévu qu'à peine 15 pays¹¹ compteront pour une part pouvant atteindre 84 % de la croissance nette de la capacité mondiale de production de pétrole au cours des dix prochaines années. Par ordre de croissance absolue de capacité, les cinq premiers pays de cette liste sont la Russie, l'Arabie saoudite, le Canada, l'Irak et le Brésil. Sur la scène mondiale, ce sont les É.-U. qui représentent, et de loin, le plus important marché pour le pétrole, comptant pour presque 25 % de la demande totale ($3,27 \text{ Mm}^3/\text{j}$ ou $20,6 \text{ Mb/j}$).

11 Ces 15 pays sont la Russie, l'Arabie saoudite, le Canada, l'Irak, le Brésil, le Kazakhstan, l'Iran, le Koweït, l'Algérie, le Qatar, la Libye, le Nigeria, les Emirats arabes unis, l'Angola et l'Azerbaïdjan.

Le Canada ne compte que pour 2,5 % de la demande mondiale totale de pétrole (353 milliers m³/j ou 2,2 Mb/j).

Gaz

C'est en Russie, en Iran et au Qatar que se trouvent presque 60 % des réserves mondiales de gaz naturel. En 2006, la Russie était encore une fois le plus important producteur de gaz naturel avec 1,67 Mm³/j (59,2 Gpi³/j) représentant 21 % de la production mondiale totale. Viennent ensuite les É.-U., dont la plus grande partie de la production est consommée directement au pays. Le Canada arrive troisième et produit plus de 6 % du gaz dans le monde, mais il semble que sa production future ne progressera pas et pourrait même régresser. L'Asie constitue le plus gros marché régional pour le GNL et accueille 64 % des importations mondiales totales à cet égard, le Japon arrivant largement en tête des pays importateurs.

Charbon

À l'inverse des réserves de pétrole et de gaz, celles de charbon sont réparties à une vaste échelle dans le monde. En outre, le charbon est abondamment disponible. À l'échelle mondiale, le rapport entre les réserves et la production de charbon est d'une durée estimative de 147 ans, alors que pour le pétrole et le gaz naturel, cette durée est respectivement de 40,5 ans et de 63,3 ans. Le charbon est le combustible dont la croissance est la plus rapide dans le monde, tant en termes de consommation que de production. Ce combustible est, pour la majeure partie, produit et consommé en Chine. Le Canada ne compte que pour 1 % de l'offre et de la demande mondiales de charbon.

En 2006, cinq pays, soit les É.-U., la Chine, la Russie, le Japon et l'Inde, représentaient plus de 50 % de la demande d'énergie primaire dans le monde¹². La part du Canada s'établit autour de 3 %. Entre 2000 et 2006, la part collective de la Chine et de l'Inde a augmenté de presque 6 % alors que les autres pays connaissaient une faible régression à ce chapitre. Nombre de pays développés cherchent à comprimer le taux d'accroissement de la demande d'énergie. Toutefois, la consommation des pays en développement comme la Chine s'accroît afin de répondre aux besoins d'économies en rapide expansion.

Évolution de la politique énergétique et de la politique environnementale

En matière de politique énergétique et de politique environnementale, les responsabilités au Canada sont partagées entre les gouvernements fédéral et provinciaux. L'activité n'aura jamais été aussi intense que récemment dans ce domaine. Les provinces ont réagi à l'importance croissante des questions énergétiques en produisant des stratégies et des directives d'orientation en la matière. Au début de 2007, la Colombie-Britannique a rendu public un document intitulé *A Vision for Clean Energy Leadership* qui se concentre sur les questions d'efficacité énergétique, d'autosuffisance en électricité, d'émissions nettes nulles pour ce qui est de la production thermique, de normes relatives au portefeuille de sources d'énergie renouvelable et de combustibles de remplacement. En Alberta, la loi intitulée *Climate Change and Emissions Management Amendment Act* et un document de stratégie bioénergétique en neuf points portent principalement sur la réduction de l'intensité des émissions des grands émetteurs finaux et l'expansion de l'industrie de la bioénergie. La politique ontarienne récemment rendue publique en avril 2007 porte surtout sur l'efficacité énergétique et

¹² *BP Statistical Review of World Energy*, 2007. Les É.-U., la Chine, la Russie, le Japon et l'Inde représentent 52,1 % de la demande d'énergie primaire dans le monde.

les changements dans le secteur de l'électricité. Plusieurs autres directives d'orientation ont été annoncées précédemment, notamment sur la conservation, les projets de production d'énergie de remplacement à petite échelle, la facturation nette et le financement des infrastructures. Toutes visent à faire la promotion d'une consommation efficace de l'énergie tout en réduisant les émissions. Les éléments clés de la stratégie énergétique québécoise mise de l'avant en 2006 comprennent la mise en valeur accélérée des ressources hydroélectriques et de l'énergie éolienne, l'efficacité énergétique sous toutes ses formes et pour toutes les utilisations, ainsi que l'innovation. En Nouvelle-Écosse, plusieurs directives d'orientation ont également été produites et elles visent les sources d'énergie de remplacement, notamment l'énergie marémotrice, ainsi que les modes de transport hybrides, l'efficacité énergétique et la réduction des émissions de GES.

Entre 1990 et 2004, les émissions de GES au Canada ont augmenté de 26 %. Cette augmentation est le résultat d'un certain nombre de facteurs, dont l'accroissement démographique et la croissance économique. La consommation accrue de combustibles et la hausse des émissions sont en grande partie imputables à la progression des secteurs énergivores de l'économie comme celui de la production pétrolière. Au-delà des directives d'orientation en matière d'énergie, plusieurs plans d'action sur les changements climatiques¹³ ont été rendus publics par des provinces, dont la Colombie-Britannique, l'Alberta, le Manitoba, le Québec, la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador, ainsi que par les Territoires du Nord-Ouest.

Les Canadiens commencent à se reconnaître une certaine responsabilité individuelle pour ce qui est de la prise de mesures de protection de l'environnement¹⁴. De ce sentiment émanent des politiques et des programmes plus rigoureux. Même si elles ne sont pas encore en vigueur, un certain nombre de politiques récemment annoncées par le gouvernement fédéral exigeront des réductions des émissions de la part du secteur industriel. Le plan de 2007 du gouvernement fédéral intitulé *Prendre le virage – Un plan d'action pour réduire les gaz à effet de serre et la pollution atmosphérique cible*, en termes absolus, des réductions des émissions de GES de 20 %, d'ici 2020, par rapport à leur niveau de 2006. Parallèlement, le plan vise une réduction de moitié de la pollution atmosphérique industrielle d'ici 2015¹⁵.

Les politiques élaborées, tant d'ordre provincial que fédéral, constituent des étapes importantes sur la voie de l'atteinte, par le Canada, de ses objectifs en matière d'énergie et d'environnement. Il s'agit pour l'instant de « travaux inachevés ». Les provinces ne sont pas toutes sur un pied d'égalité lorsqu'il s'agit d'élaboration de politiques, et tous les secteurs ne sont pas visés dans la même mesure pour ce qui est des améliorations en matière de consommation d'énergie et des réductions des émissions de GES. Afin de pouvoir profiter d'un large soutien, les politiques et programmes devront maintenir un équilibre entre les objectifs économiques, environnementaux et énergétiques visés.

-
- 13 Les changements climatiques sont des modifications des régimes climatiques à long terme, notamment au chapitre des températures et des précipitations. Des représentants du milieu scientifique de partout dans le monde s'entendent pour dire que les changements climatiques sont attribuables à l'activité humaine, notamment au recours à des combustibles fossiles, qui émettent des GES dans l'atmosphère. Pour un complément d'information : <http://www.ipcc.ch/>
- 14 Par exemple, dans un sondage effectué en septembre 2006 par le Centre de recherche Décima et portant sur l'état d'esprit des Canadiens, 91 % des répondants ont dit être d'accord avec l'énoncé suivant : « J'ai une responsabilité morale d'améliorer l'environnement pour les générations futures. » Anderson, Bruce. *Decima Insights*, 12 janvier 2007.
- 15 Les polluants atmosphériques comprennent les oxydes d'azote (NO_x), les oxydes de soufre (SO_x), les composés organiques volatils (COV) et les matières particulières (MP). Le benzène et le mercure, notamment, peuvent aussi être inclus dans ce groupe. La pollution atmosphérique a des effets sur la santé et aussi sur l'environnement, par exemple sous forme de smog ou de pluies acides.

Réaction de la demande¹⁶

Intuitivement, il semble que des prix élevés de l'énergie devraient mener à une diminution de la demande. Cependant, la réaction de la demande en matière de consommation d'énergie est relativement rigide, en particulier à court terme, ce qui alimente les discussions, surtout dans le contexte de prix de l'énergie élevés. Les discussions ont été plus fréquentes au sujet de la réaction des consommateurs face à des prix plus élevés dans le contexte de réductions de la demande globale. Les habitudes de consommation d'énergie dépendent dans une grande mesure de la composition des stocks existants de dispositifs consommant cette énergie. Puisque ces stocks ont une longue durée de vie, les possibilités de réduction de la demande sont limitées. En outre, avec l'accroissement de leurs revenus, les consommateurs se procurent davantage de biens et de services consommant de l'énergie, ce qui contribue à la croissance de la demande. En général, c'est ce qui ressort des données d'ensemble sur la demande disponibles à ce jour.

Malgré une absence inhérente de souplesse et un effet revenu qui contribue à la croissance de la demande d'énergie, certaines indications laissent croire que les consommateurs réagissent aux prix élevés. Sur le plan qualitatif, d'après certains faits récents, il semble que les Canadiens réagissent aux coûts plus élevés de l'énergie en modifiant leur style de vie et leurs habitudes de consommation. Même si le volume total d'essence vendue au Canada continue d'augmenter, les tendances qui se dégagent en ce qui concerne l'achat de véhicules semblent subir l'influence des prix élevés et volatils. En fait, pour la première fois en 2006, plus de la moitié des acheteurs d'automobile ont choisi un petit véhicule efficace sur le plan énergétique¹⁷. Toutefois, cette tendance mettra des années avant d'avoir des répercussions appréciables sur la demande compte tenu du taux de renouvellement du parc automobile. Par ailleurs, les améliorations au chapitre de l'efficacité énergétique ne se traduisent pas nécessairement en réductions directes de la demande d'énergie puisque la diminution des frais d'exploitation associés à l'économie de carburant pourrait mener à une hausse des voitures-kilomètres parcourus (VKP).

Il existe également un grand nombre d'investissements à faible coût desquels pourraient émaner des économies d'envergure à l'intérieur de la filière énergétique existante et qui pourraient manifester leur présence ultérieurement. Les propriétaires cherchent des moyens de réduire leurs coûts énergétiques. Un sondage récent révèle qu'en 2006, 9 acheteurs de résidence sur 10 à Toronto et à Ottawa cherchaient une maison leur permettant d'accroître l'efficacité énergétique¹⁸. Dans la même optique, les programmes proposés par Ressources naturelles Canada (RNCAN) et portant sur l'efficacité énergétique dans les secteurs industriel, commercial et résidentiel suscitent un intérêt de plus en plus grand.

À plus long terme, les consommateurs pourront réagir d'un plus grand nombre de manières en présence d'augmentations des prix de l'énergie, de l'imposition de nouveaux programmes gouvernementaux ou de la modification des valeurs sociétales car les stocks en place peuvent être remplacés au moyen de matériel moins énergivore et les comportements peuvent être façonnés de manière à réduire la demande.

16 Aux fins des présentes, par réaction de la demande il faut entendre, dans le contexte des forces du marché, la relation qui existe entre les prix de l'énergie, le revenu et la consommation énergétique, ce qui diffère de la réaction de la demande d'électricité, laquelle se rapporte à des réductions intermittentes, négociées ou volontaires, de la consommation d'électricité.

17 Van Praet, Nicolas. « Smaller cars a bigger draw as drivers seek greater fuel economy » (les conducteurs qui cherchent à réaliser des économies d'essence se tournent vers les petites voitures), *National Post*, 1^{er} mars 2007.

18 Energy Evolution. « Builders say energy efficiency targets will affect affordability » (les constructeurs affirment que les cibles visant l'efficacité énergétique auront un impact sur l'abordabilité), 25 septembre 2006. <http://www.energyevolution.ca>.

Technologies nouvelles ou émergentes

La technologie est perçue comme une composante importante de la solution aux enjeux environnementaux et à la problématique de l'approvisionnement en énergie. Les dernières décennies ont connu des progrès technologiques rapides et il est peu probable que la vapeur se renverse. Du côté de l'offre, ces progrès visent à permettre de maintenir les niveaux actuels de production classique, d'avoir accès à des ressources non classiques, et de développer des sources d'énergie de remplacement. Pour ce qui est de la demande, des technologies qui cherchent à accroître l'efficacité énergétique sont en cours d'élaboration. Il importe surtout de cerner les technologies à privilégier, l'ampleur du soutien à leur accorder et les buts ultimes à viser.

À bien des égards, le Canada est un grand novateur en matière d'énergie. L'extraction de pétrole et de gaz non classiques, les réacteurs canadiens à deutérium-uranium (CANDU) avancés (RCA), les combustibles de remplacement, la recherche sur les piles à combustible et la conception d'immeubles spécialement adaptés aux climats nordiques sont autant d'exemples de l'innovation canadienne. Voilà plus de 30 ans, des stratégies inédites d'investissements réunissant les secteurs public et privé ont mené à la création d'installations de recherches sur les sables bitumineux et à l'exploitation des gisements de ces sables. Les possibilités pour les 30 années à venir comprennent le déploiement à grande échelle de production d'énergie nucléaire, l'épuration du charbon, la gazéification des sables bitumineux avec CCS, des combustibles de remplacement à base biologique, des technologies de transport de pointe et de fortes améliorations de l'efficacité énergétique. Même si le présent rapport n'en traite pas, il est également possible que certaines percées technologiques soient à l'origine de modifications fondamentales dans la façon dont les Canadiens produisent de l'énergie ou la consomment. Par exemple, une méthode rentable pourrait être mise de l'avant afin de tirer profit des importantes ressources en hydrates de gaz au Canada, le pays pourrait entrer dans l'ère de l'hydrogène ou faire une percée dans le domaine de la fusion.

Les technologies fleuriront en fonction de l'ordre prioritaire social et politique futur. Depuis quelques années, les travaux de recherche dans le domaine de l'énergie n'ont pas été en mesure de suivre le rythme de la croissance économique¹⁹. Les scénarios du rapport sur *L'avenir énergétique du Canada* décrivent un contexte possible en vue de l'exploration de possibilités technologiques.

Infrastructures

Les besoins en nouvelles infrastructures et la signification de tels besoins rendent bien compte de la diversité et de la nature étendue de l'économie énergétique au Canada. Alors que des enjeux uniques se posent dans les secteurs du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité, de nouvelles installations ne sont jamais les bienvenues, quel que soit le secteur et peu importe la source d'énergie. Des ajouts aux infrastructures, allant de la mise en valeur des sables bitumineux jusqu'à la production et au transport d'électricité, sont également requis compte tenu des préoccupations actuelles à l'égard de la qualité de l'air et de la nécessité, à plus long terme, de réduire les émissions de GES.

D'autres facteurs ayant une incidence sur l'exécution en temps opportun des plans visant l'ajout d'infrastructures comprennent la disponibilité d'une main-d'œuvre qualifiée et de prestations professionnelles, au même titre que l'escalade des coûts des produits et des services.

19 Investissements privés en recherche et développement dans le secteur de l'énergie : 0,75 % des revenus; 3,8 % ailleurs que dans le secteur de l'énergie. Pour un complément d'information : Ressources naturelles Canada, *Construire des alliances puissantes – Priorités et orientations en sciences et en technologies énergétiques au Canada*, Groupe consultatif national sur les sciences et technologies relatives à l'industrie durable, 2006.

En raison des prix actuels et prévus du pétrole ainsi que des engagements substantiels qui ont déjà été pris par les promoteurs, les sables bitumineux semblent destinés à dominer les projets de mise en valeur dans le secteur amont pendant encore de nombreuses années. Des incertitudes demeurent quant à l'ampleur de tels travaux et à leur échéancier compte tenu des inquiétudes à l'égard de la disponibilité des ressources aquifères à des fins de transformation, des coûts croissants, du manque de main-d'œuvre qualifiée et de la présence en quantités suffisantes de diluants à mélanger au bitume. L'accroissement substantiel de la production tirée des sables bitumineux laisse entrevoir qu'il faudra ouvrir l'accès à de nouveaux marchés. Dans un tel contexte, les propositions actuellement à l'étude de nouveaux pipelines sont nombreuses pour approvisionner certaines régions, aux É.-U., en dehors des marchés habituels. Par ailleurs, l'industrie pourrait plus tard porter son attention vers les marchés d'outre-mer. Les raffineurs doivent se pencher sur la question des types de pétrole brut à transformer afin de tenir compte d'une production tirée des sables bitumineux beaucoup plus imposante en raison d'un accroissement des investissements dans ce domaine. Le maintien de prix élevés pour le pétrole fait que les propriétaires des ressources, en particulier les provinces, réévaluent les régimes de redevances en place. Ce facteur pourrait avoir lui aussi des répercussions sur la réalisation de nouveaux projets de mise en valeur et sur leurs échéanciers, dans les régions pionnières comme dans celles renfermant des ressources classiques.

Le marché gazier nord-américain passe graduellement d'autonome qu'il était à une situation où il doit de plus en plus faire appel au GNL produit à l'extérieur du continent. L'importance des importations en Amérique du Nord dépendra dans une certaine mesure du degré de succès des projets gaziers en Alaska, dans le delta du Mackenzie et sur la côte Est, ainsi que de la mise en valeur de ressources non classiques comme le méthane de houille (MH) dans l'Ouest canadien et la région des Rocheuses aux É.-U., tout cela ayant des incidences supplémentaires sur les infrastructures pipelinaires actuelles et à venir. La récente escalade des coûts pour les projets dans le Nord ajoute aux incertitudes quant aux dates d'entrée en service et soulève certaines inquiétudes au sujet de leur réalisation. Par contre, il est prévu que la demande de gaz naturel continuera de croître, surtout pour la production d'électricité, ce qui créera un besoin pour la prestation de nouveaux services gaziers destinés au secteur électrique, notamment le stockage de gaz. La production de sables bitumineux pousse elle aussi à la hausse de la demande de gaz, et elle présente en outre une belle occasion de production efficace d'électricité par récupération de chaleur résiduelle (cogénération).

Partout au Canada, les stratégies provinciales portant sur l'énergie en général et sur l'électricité en particulier sont examinées afin d'assurer le caractère approprié des objectifs environnementaux et de production. De nouvelles infrastructures substantielles pour les modes de production classiques et les technologies émergentes (p. ex., l'éolien, les petites centrales hydroélectriques et la biomasse) sont planifiées ou en cours d'aménagement. La façon dont chaque province prévoit répondre à ses besoins uniques dépend de la structure de ses marchés et de ses ressources de production (p. ex., les projets d'aménagement hydroélectriques ont tendance à dominer à Terre-Neuve-et-Labrador, au Québec, au Manitoba et en Colombie-Britannique, tandis que dans les autres provinces, il y a amalgame de ressources thermiques et hydrauliques). À l'heure actuelle, après nombre d'années de croissance faible ou inexistante au chapitre du transport, d'importants investissements dans des projets inter provinciaux (p. ex., en Alberta et en Ontario) et dans des interconnexions interprovinciales (p. ex., du Québec à l'Ontario et du Manitoba à l'Ontario) sont envisagés. Qui plus est, de nouvelles interconnexions avec les É.-U. sont également à l'étude.

Énergie et économie canadienne

Par habitant, les Canadiens comptent parmi les plus gros consommateurs d'énergie dans le monde. Cet état de fait est attribuable en grande partie à notre climat²⁰, aux industries présentes et à la superficie du territoire pour ce qui est du transport des personnes et des marchandises. Le Canada est également un pays laborieux. En 2005, il se classait quatorzième, parmi tous les pays du monde, pour ce qui est du produit intérieur brut (PIB) par habitant²¹.

L'industrie de l'énergie joue un rôle vital dans l'économie canadienne. Cette industrie²² comptait directement pour 9,9 %²³ du PIB canadien en 2005 et employait directement 2,9 % de la main-d'œuvre au pays²⁴ cette même année. Les revenus d'exportations énergétiques ont totalisé 87,0 milliards de dollars en 2005, ce qui représentait 20 % de la valeur de tous les biens et services canadiens exportés. La part de l'énergie n'a cessé d'augmenter depuis 1998, alors que celle-ci comptait pour 8,1 % de la valeur totale des exportations. À 48,1 milliards de dollars, les exportations nettes d'énergie en 2005 étaient considérables et ont sans cesse progressé depuis 1990 alors qu'elles s'établissaient à 6,7 milliards de dollars²⁵. En outre, les retombées et les effets indirects de l'industrie de l'énergie abondent, touchant les activités et les charges de travail dans des secteurs comme le gouvernement, le monde des finances, la construction, les métaux et l'aluminium, les technologies émergentes et la recherche et la consultation, sans oublier de nombreuses incidences à l'échelle locale.

Exportations énergétiques

Comparés à la taille des marchés énergétiques du pays, les approvisionnements en pétrole, gaz naturel, électricité et charbon du Canada sont impressionnantes. Compte tenu des écarts importants de la demande attribuables aux conditions météorologiques qui prévalent, et compte tenu aussi des énormes distances à franchir pour relier sources d'approvisionnement et marchés, la construction de pipelines et d'infrastructures de transport à des fins d'interconnexion n'aurait pu constituer une entreprise économiquement viable sans la greffe de volumes d'exportation permettant d'absorber une partie des frais engagés. En 2006, pour la première fois depuis nombre d'années, la valeur des exportations nettes de pétrole du Canada vers les É.-U. était supérieure à celle des exportations nettes de gaz naturel. La croissance des exportations de pétrole est le résultat de l'accroissement de la production tirée des sables bitumineux et des régions pionnières sur la côte Est.

Une question qui ne cesse d'être soulevée au sujet du pétrole et des liquides de gaz naturel est celle de la mesure dans laquelle l'énergie est exportée dans sa forme brute à moindre valeur plutôt que transformée au Canada en des produits à valeur ajoutée destinés à l'exportation. Cette dernière

20 Le Canada se trouve parmi les dix pays du monde où le nombre de degrés-jours de chauffage est le plus élevé. Climate Analysis Indicators Tool : <http://cait.wri.org/downloads/DN-HCDD.pdf>; tient compte des densités de population dans chacun des pays.

21 Fonds monétaire international : <http://www.imf.org/>; moyenne canadienne par habitant de 35 105 \$US en dollars de 2005.

22 Comprend l'ensemble du secteur pétrolier et gazier et les activités de soutien, l'exploitation minière du charbon, les services publics d'électricité et de gaz naturel, les raffineries, le secteur des oléoducs et des gazoducs ainsi que le secteur pétrochimique.

23 En dollars courants de 1997, le pourcentage est de 6 %. Ce pourcentage moindre est attribuable au fait que les prix des produits de base servant au calcul du PIB en dollars de 1997 sont de loin inférieurs aux prix de 2005 (taux d'inflation plus élevés de 1997 à 2005).

24 Au total, 365 400 personnes; 290 400 personnes exclusion faite des employés des stations-service. Source : *Enquête sur la population active*, Statistique Canada.

25 La valeur monétaire des exportations nettes en 1990 est tirée du *Guide statistique de l'énergie de Statistique Canada*, tableau 3.2.

façon de procéder est à l'origine de revenus d'exportation supérieurs, mais il faut alors compter avec les coûts d'aménagement d'infrastructures de transformation et elle va à l'encontre des principes économiques classiques voulant qu'il soit plus avantageux de transformer des biens à proximité des marchés d'utilisation finale plutôt qu'au point d'extraction.

Les volumes d'exportation de gaz naturel ont récemment régressé en raison du déclin de la production provenant de gisements arrivés à maturité et de la hausse de la demande au pays. Si cette tendance devait se maintenir, des coûts pourraient découler de la sous-utilisation des infrastructures en place.

Les exportations d'électricité sont la conséquence de la taille des infrastructures, construites de manière à pouvoir répondre aux besoins de pointe en hiver, ouvrant ainsi la voie à une sous-utilisation possible pendant le reste de l'année. La capacité d'exporter et d'importer en dehors des périodes de pointe et pendant ces périodes améliore la fiabilité et l'efficacité du réseau. L'idée d'ajouter à la capacité de transport est-ouest pourrait signifier un recul des échanges nord-sud avec les É.-U. Dans le même esprit, un réchauffement des températures et une diminution des précipitations pourraient mener à une baisse des exportations en raison d'une moins grande disponibilité d'énergie électrique à de telles fins et d'une consommation accrue d'électricité pour la climatisation en été.

Les importations et les exportations de charbon canadien sont touchées par les ajouts à la capacité de production d'électricité, les types de production choisis et le caractère concurrentiel ou non de ce charbon sur les marchés internationaux. Les importations au Canada de charbon thermique subissent le contre coup de la fermeture de centrales en Ontario, tandis que la situation de l'industrie du fer et de l'acier à l'étranger et la capacité concurrentielle des producteurs au pays auront des répercussions sur les exportations canadiennes de charbon métallurgique.

Réerves canadiennes

Le point de départ pour l'élaboration de projections à long terme portant sur la production de pétrole brut et de gaz naturel consiste à étudier le potentiel des réserves. Les ressources classiques pour le pétrole et le gaz naturel sont calculées d'après des estimations publiées par les organismes provinciaux de l'énergie, les offices des hydrocarbures extracôtiers, la Commission géologique du Canada (CGC) et l'Office. Les estimations des ressources de bitume sont celles de l'Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB)²⁶.

À la fin de 2005, les réserves pétrolières restantes du Canada s'établissaient à 28,2 Gm³ (178 milliards de barils), dont 27,5 Gm³ (173 milliards de barils) de bitume et 0,7 milliard de mètres cubes (4,2 milliards de barils) de pétrole brut classique (figure 2.3).

En tenant compte de ses immenses réserves récupérables de sables bitumineux, le Canada arrive au deuxième rang dans le monde, derrière l'Arabie saoudite, en termes de réserves de pétrole.

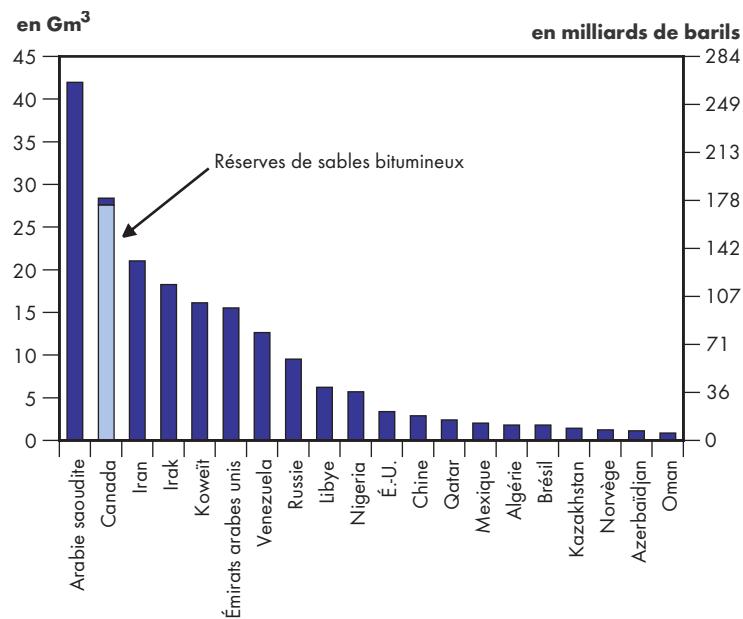
Selon le rapport *BP Statistical Review of World Energy* produit en 2007, le Canada renferme 0,9 % des réserves prouvées de gaz naturel dans le monde et compte pour 6,7 % de la production mondiale. Les estimations de l'ONÉ en ce qui a trait aux réserves restantes de gaz commercialisable à la fin de 2005 sont de 1 619 Gm³ (57,2 Tpi³). Des ajouts aux réserves de 212 Gm³ (7,5 Tpi³) en 2005 ont permis de remplacer 125 % de la production de cette même année. L'accroissement des réserves restantes est le résultat de plus importants travaux d'exploration et d'une meilleure récupération dans les

26 Comme ce fut le cas pour la revue *Oil & Gas Journal*, le rapport *BP Statistical Review of World Energy* a admis comme valables les estimations de réserves établies de bitume, produites par l'EUB, dans son énumération des réserves mondiales de pétrole.

gisements gaziers connus, compte tenu de la forte augmentation des prix du gaz naturel en 2005. Au cours de cette même année, les réserves initiales ont augmenté en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan, alors qu'elles ont légèrement diminué en Ontario et dans les régions pionnières. Avec le recul des prix du gaz naturel, la progression des réserves attribuable aux prix en 2005 pourrait en partie s'inverser en 2006²⁷. Depuis la déréglementation des marchés du gaz naturel au milieu des années 1980, le rapport entre réserves restantes de gaz et production annuelle (l'indice de la durée de vie des réserves) a régressé et est passé de plus de 20 à une relative stabilité entre 8 et 10 depuis 1999.

FIGURE 2.3

Réserves prouvées estimatives de pétrole, 2005



Source : BP Statistical Review of World Energy, 2007

Le Canada dispose d'importantes réserves de charbon (tableau 2.1). Aux prix actuels, les réserves de charbon représentent environ 8 % des ressources, et au taux de production qui prévaut, elles suffiraient à répondre à la demande pendant environ un siècle, comparativement à une décennie pour le gaz naturel et le pétrole classique. Si le rythme de production devait se maintenir, les réserves de sables bitumineux seraient suffisantes pour répondre à la demande pendant plus ou moins 500, mais il faut prévoir que cette durée diminuera du fait que la production tirée des sables bitumineux augmente rapidement.

TABLEAU 2.1

Ressources charbonnières au Canada

(en millions de tonnes)	Anthracite	Bitumineux	Subbitumineux	Lignite	Total
Ouest canadien ¹	2 515	29 255	34 470	10 975	77 215
Est du Canada ²	0	1 480	180	0	1 660
Total	2 515	30 735	34 650	10 975	78 875

1. Saskatchewan, Alberta, Colombie-Britannique et les territoires

2. Nouvelle-Écosse, Nouveau-Brunswick et Ontario

Source : Ressources canadiennes en charbon, Commission géologique du Canada, 1989.

27 Toutes les données pour 2006 n'étaient pas disponibles au moment de la rédaction du présent rapport.



SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE

Aperçu du scénario de référence (2005-2015)

L'ONÉ est d'avis que c'est sous la forme présentée dans le scénario de référence que l'offre et la demande d'énergie ont le plus de chances de se concrétiser au cours des dix prochaines années compte tenu des tendances actuelles du marché énergétique, des perspectives macroéconomiques supposées, des prix attendus et de la série de programmes gouvernementaux existants²⁸.

Perspectives macroéconomiques

Les perspectives macroéconomiques procurent l'information nécessaire, au sujet de l'économie canadienne, en vue de l'élaboration de projections de l'offre et de la demande d'énergie. Les facteurs clés comprennent le total des biens et services produits, le revenu disponible, la population, la productivité et les indicateurs financiers²⁹.

28 Seuls les programmes gouvernementaux rendus publics dans leur intégralité et ayant actuellement cours sont pris en compte. Le scénario de référence ne tient pas compte des programmes simplement annoncés, comme l'intention du gouvernement fédéral d'apporter la dernière main au règlement sur les émissions atmosphériques dans le secteur industriel d'ici 2010. Les nouveaux programmes seront inclus dans le scénario de référence des rapports subséquents sur l'avenir énergétique du Canada au fil de leur adoption. Dans le présent rapport, ce n'est que dans le cadre du scénario prospectif Triple-E qu'il a été tenu compte des programmes annoncés.

29 À partir d'éléments comme les hypothèses avancées dans le scénario de référence et dans les divers scénarios prospectifs, tels qu'ils sont présentés dans les chapitres 3 à 6, Informetrica Limited a produit des prévisions macroéconomiques dans chaque cas.

La croissance économique à long terme au Canada varie selon les hypothèses avancées en ce qui concerne la main-d'œuvre et la productivité. Toutes autres choses étant égales par ailleurs, plus rapide est la progression dans les domaines précités, plus prononcé est le rythme de la croissance économique. Une vision commune aux trois scénarios prospectifs est une décelération notable de la croissance de la main-d'œuvre, qui s'intensifie au fil de la période de projection. Cette situation est le résultat de facteurs démographiques, notamment le vieillissement de la population et une faible natalité. La modification des niveaux d'apport de l'immigration est à l'origine de variations démographiques mais ne renverse toutefois pas la tendance générale.

T A B L E A U 3 . 1

**Variables macroéconomiques clés – Scénario de référence
2004-2015¹**

	1990-2004	2004-2015
Population	1,0	0,8
Main-d'œuvre	1,3	1,1
Productivité	1,4	1,6
Produit intérieur brut	2,8	2,9
Biens	2,5	3,1
Services	3,0	2,8
Revenu disponible des particuliers	1,6	3,0
Taux de change (en \$US/\$CAN) – moyenne	74,0	93,0
Taux d'inflation (en %) – moyenne	2,3	1,7

1 La comparaison du revenu disponible des particuliers de la période des prévisions avec celle de la période de 1990 à 2004 est quelque peu trompeuse puisque cette dernière période chevauche deux segments de croissance relativement faible, notamment celui de la récession du début des années 1990, et qu'elle a vu l'adoption, par les gouvernements fédéral et provinciaux, de politiques privilégiant une réduction active de la dette au pays.

(Taux de croissance annuelle moyen [en % par année], à moins d'indication contraire.)

Dans le scénario de référence, l'hypothèse posée est celle d'un ralentissement de la croissance démographique au cours des dix années à venir, laquelle croissance régresse à 0,8 % par année après avoir été de 1,0 % par année pour les années 1990 à 2004 (tableau 3.1), ce qui a des incidences sur la main-d'œuvre, dont l'augmentation annuelle passe ainsi de 1,3 % à 1,1 %. L'hypothèse suppose également que la productivité, mesurée en termes de production par employé, progresse de 1,6 % par année au cours de la période du scénario de référence.

Par conséquent, le Canada continue de profiter d'une forte croissance de son PIB, qui augmente de 2,9 % par année, ce qui se traduit en une hausse de 3,0 % par année du revenu disponible des particuliers.

D'ici 2015, aucun changement n'est prévu quant à la part relative de la production de biens par rapport au secteur des services comparativement aux niveaux de 2004. Les biens continuent de représenter plus ou moins un tiers du PIB, le reste revenant aux services. La distribution de la croissance économique régionale au Canada a des conséquences importantes sur les projections de la demande d'énergie puisque chaque industrie et chaque région privilégient certains types de combustibles.

Le scénario de référence illustre une croissance économique, au Canada, dont les principaux moteurs sont l'Ontario, l'Alberta, les Territoires du Nord-Ouest et la Colombie-Britannique, ce qui correspond aux tendances des 15 dernières années (figure 3.1).

Prix de l'énergie

Prix du pétrole brut

Même si le Canada compte parmi les plus grands pays producteurs de pétrole dans le monde, sa part de la production quotidienne totale est inférieure à 3 %, et il n'a donc pas d'influence sur le prix. Le prix du WTI à Cushing, en Oklahoma, constitue un des principaux repères pour le pétrole brut sur la scène mondiale. Le prix du brut canadien est établi en fonction de celui du WTI du fait que les É.-U. ont été, depuis fort longtemps, un des principaux marchés d'exportation du Canada. En outre, le marché américain est le plus gros du monde pour ce qui est du pétrole brut.

Les prix du pétrole brut sont établis en fonction de l'interaction qui existe entre l'offre et la demande d'énergie. Tels qu'il est mentionné au chapitre 2, les prix de l'énergie ont énormément augmenté ces dernières années en raison d'une forte demande partout dans le monde et d'une offre précaire. Il faut s'attendre à ce que les prix plus élevés de l'énergie favorisent la conservation et soient à l'origine d'une offre supplémentaire, ce qui, à court terme, aura un effet modérateur sur ces mêmes prix. Le scénario de référence suppose que les prix réels du pétrole brut régresseront et, à partir des niveaux élevés qu'ils ont atteint ces dernières années, se stabiliseront autour de 50 \$US/baril jusqu'à la fin de la période à l'étude (figure 3.2).

Les mélanges de bitume et de pétrole lourd classique sont moins prisés sur le marché que le pétrole léger, car ils sont plus difficiles à raffiner et ils procurent moins de produits à valeur supérieure. L'écart entre le pétrole léger et le pétrole lourd varie selon les conditions de l'offre et

FIGURE 3.1

Taux de croissance réels du PIB – Scénario de référence 2004-2015

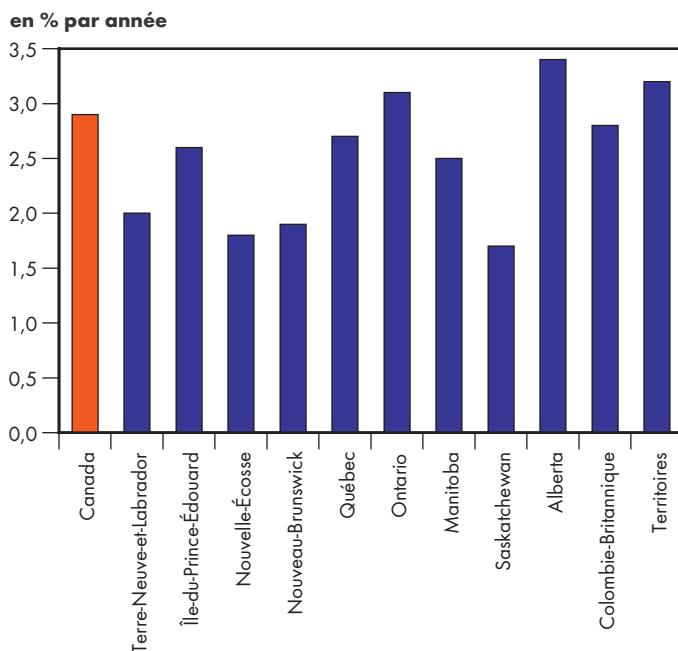
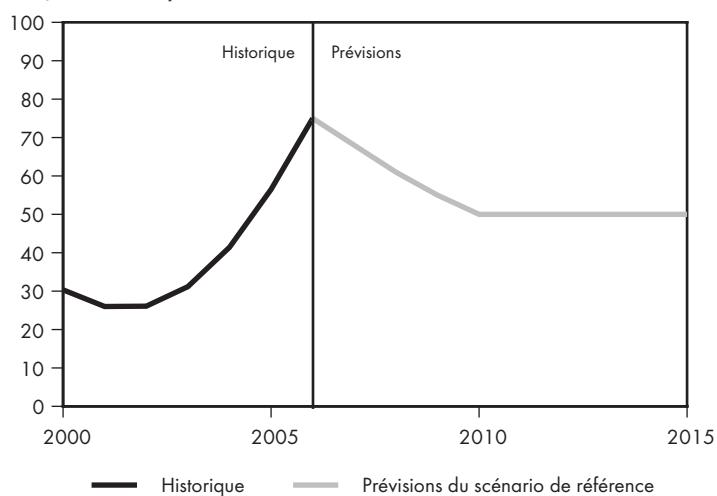


FIGURE 3.2

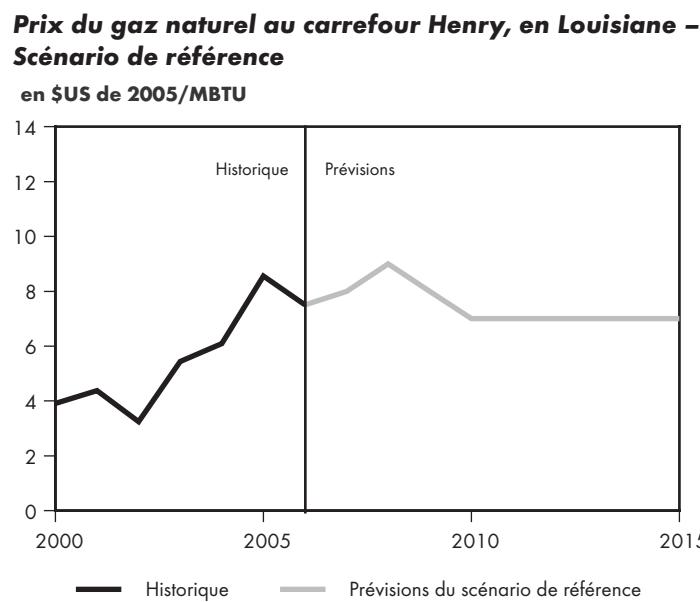
Prix du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing, en Oklahoma – Scénario de référence

en \$US de 2005/baril



de la demande ainsi que selon les valeurs de raffinage sur les grands marchés. L'hypothèse d'un écart de 30 % est fondée sur la moyenne des dix dernières années. Elle est appliquée au scénario de base comme aux trois scénarios prospectifs.

FIGURE 3.3



dans le Nord-Est des É.-U. C'est ainsi que les prix du gaz naturel ont tendance à suivre ceux du pétrole brut³⁰. Dans le scénario de référence, la relation historique entre gaz naturel et pétrole brut est maintenue, le prix du gaz naturel se situant à 84 % de celui du pétrole brut en fonction d'un équivalent de contenu en énergie de 6 : 1 (plus ou moins 6 MBTU de gaz naturel par baril de pétrole brut). Cela entraîne un prix du gaz naturel au carrefour Henry, en Louisiane, de 6,65 \$US/GJ (7,00 \$US/MBTU).

Un tel niveau de prix pour le gaz naturel est relativement proche de l'indice de prix moyen pour l'offre gazière canadienne pendant la période de 2003 à 2006 (mesuré selon le prix de transfert de propriété du gaz dans le réseau de NOVA [TGN] en Alberta). Il est considérablement plus élevé que le prix annuel moyen des dix dernières années et rend compte d'une précarisation attendue de l'équilibre entre l'offre et la demande en Amérique du Nord.

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 (p. ex., 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 en capital sont amortis dans une large mesure³¹. Par exemple, au Québec, le prix de

Prix du gaz naturel

Les prix du gaz naturel sont en majeure partie établis à l'échelle continentale compte tenu de la nature intégrée du marché de l'offre et de la demande gazières en Amérique du Nord, d'une capacité d'importation limitée et de la fluidité du marché mondial du GNL. Ce sont surtout les conditions météorologiques et les prix des combustibles concurrents qui influent sur la demande. Certains consommateurs industriels ont la capacité de commuter entre le pétrole et le gaz naturel, en particulier

³⁰ En général, la limite supérieure est fonction des prix du mazout n° 2 tandis qu'à l'autre extrémité de la fourchette se trouve plus souvent qu'autrement le mazout résiduel (MR).

³¹ Les actifs patrimoniaux représentent la quantité d'énergie et la capacité énergétique établies pour les actifs de production existants à la suite de décisions prises dans le cadre d'un précédent mode de fonctionnement des marchés. Cette énergie est généralement vendue sur le marché à un prix reflétant les coûts historiques.

l'offre pour la partie patrimoniale (165 TWh) est établi de par la loi à 2,79 cents/kWh. En 2006-2007, cette partie patrimoniale représentera 95 % de l'électricité distribuée par Hydro-Québec. Le coût de la tranche restante de 5 % rendra compte des prix du marché. Dans la plupart des provinces précitées, 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 de la nouvelle production, généralement plus élevé que les coûts patrimoniaux, doit aussi être approuvé et intégré à l'ensemble, ce qui est à l'origine d'une hausse des coûts moyens. Ce modèle vaut pour l'ensemble des provinces et territoires, sauf en Alberta, où 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 la nouvelle production.

À l'intérieur d'une province donnée, les prix ont tendance à être plus élevés pour les clients du secteur résidentiel, et moins pour les clients à fort volume des secteurs commercial et industriel, ce qui rend compte du coût des prestations à l'endroit de ces marchés. En outre, les gros clients peuvent avoir accès à de l'électricité à coûts moins élevés 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.

Dans le scénario de référence, les prix augmentent de façon constante du fait que l'accroissement de la demande nécessite le recours à une nouvelle production ajoutée à un coût plus élevé. Selon la province, les nouvelles installations de production font appel à diverses techniques classiques, dont la production au gaz naturel ou au charbon et la remise à neuf de centrales nucléaires, ainsi qu'à des technologies émergentes ou de remplacement comme l'éolien et la biomasse.

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, rendant compte des 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.

À court terme, les prix élevés du pétrole et du gaz poussent à la hausse ceux du charbon. Cependant, tout au long de la période à l'étude dans le scénario de référence, il est prévu que les pressions concurrentielles et les accroissements de la productivité au chapitre de l'exploitation minière et du transport ferroviaire feront régresser les prix.

Demande d'énergie

Les perspectives en matière de demande d'énergie sont fonction du milieu macroéconomique, des prix de l'énergie, des améliorations au chapitre de l'efficacité énergétique, des politiques gouvernementales et des conditions météorologiques³². Le scénario de référence se fonde principalement sur les tendances historiques. Au cours des dernières décennies, l'évolution technologique a été sans pareille

32 Les hypothèses climatiques sont fondées sur les normales établies d'après les moyennes historiques sur 30 ans.

et le rythme devrait se maintenir. La trajectoire envisagée des futures améliorations technologiques suit la voie historique tracée à ce jour.

Le scénario de référence prend acte de l'existence de plusieurs centaines de programmes et de politiques axés sur l'efficacité énergétique, la gestion de la consommation, les travaux de recherche et développement, les formes d'énergie émergentes ou de remplacement, ainsi que les combustibles de remplacement qui étaient en vigueur au Canada au début de la période à l'étude.

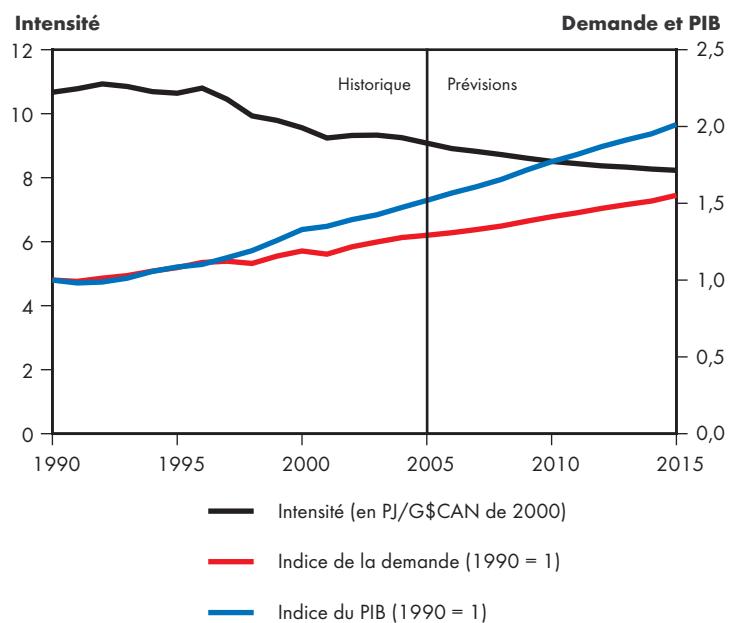
Tendances de la demande totale d'énergie secondaire

La demande canadienne totale d'énergie secondaire (ou pour utilisation finale) dans le contexte du scénario de référence croît à un rythme de 1,8 % par année de 2004 à 2015, tandis que l'intensité énergétique de l'économie canadienne progresse de

1,1 % par année pendant cette même période (figure 3.4). La progression de l'intensité rend compte, dans le scénario de référence, de prix de l'énergie plus élevés que par le passé. Ainsi, comparativement aux 15 années précédentes, il y a recours accru aux améliorations d'application simple en ce qui concerne l'efficacité énergétique ainsi qu'adoption d'un plus grand nombre de mesures de conservation de l'énergie. Malgré tout, la demande d'énergie demeure robuste.

Dans l'ensemble, elle continue d'être définie par des dispositifs, des industries, des services, des modèles et des habitudes bien établis. La forte progression prévue de l'économie et du revenu soutient les niveaux de croissance de la demande d'énergie.

FIGURE 3.4
Intensité de la demande canadienne totale d'énergie secondaire – Scénario de référence



Il est prévu qu'un des secteurs les plus importants au chapitre de la croissance de la demande d'énergie, soit celui de la production énergétique, plus particulièrement les sables bitumineux, compte aussi parmi ceux qui progresseront le plus rapidement. C'est ainsi que la part de l'Alberta, par rapport à la demande totale d'énergie au Canada en 2015, est celle qui augmente à la plus grande vitesse, passant de 26 % à 30 %, un pourcentage qui sera alors identique à celui de l'Ontario³³.

Demande d'énergie secondaire dans le secteur résidentiel

La demande d'énergie secondaire dans le secteur résidentiel au Canada croît à un rythme de 1,8 % par année pendant la période à l'étude dans le scénario de référence (figure 3.5). La hausse

33 L'annexe 2 renferme des renseignements détaillés sur la demande d'énergie par province.

du revenu disponible des particuliers se traduit par un accroissement des dépenses des consommateurs qui se procurent de plus grosses maisons, qu'ils doivent éclairer et munir en appareils ménagers et électroniques. Cette profusion de biens de consommation est plus importante que les gains réalisés en matière d'efficacité énergétique, ce qui mène à une croissance de la demande d'énergie dans le secteur résidentiel.

Au Canada, la composition des combustibles dépend de ceux disponibles au niveau régional, des prix de l'énergie et de la demande pour utilisation finale. Le chauffage des bâtiments et de l'eau compte pour environ

80 % de la demande d'énergie dans le secteur résidentiel. 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, l'Ontario, le Manitoba et la Colombie-Britannique, s'en remettent davantage qu'ailleurs à l'électricité pour répondre à cette demande puisque ses prix ont tendance à être concurrentiels par rapport à ceux des combustibles. De la même manière, l'Alberta et la Saskatchewan font une utilisation plus grande du gaz naturel que les autres régions puisqu'il s'agit dans ces provinces d'un combustible abondant.

Il existe une certaine commutation de combustible dans le cadre du scénario de référence. Les prix élevés prévus pour l'électricité ont un effet modérateur sur la croissance de sa demande, qui pourrait autrement être plus importante compte tenu de la hausse du revenu disponible des particuliers. Par contre, les prix modérés du gaz naturel favorisent une expansion toujours plus grande des réseaux gaziers.

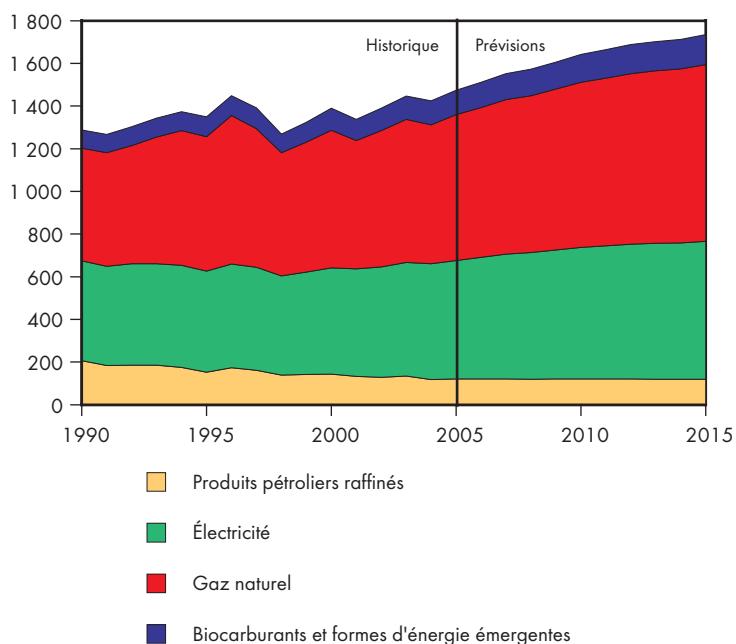
Ces dernières années, des infrastructures gazières ont été construites au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse, dans les secteurs résidentiel et commercial. En 2005 et en 2006, les prix élevés du gaz naturel après le passage des ouragans Katrina et Rita ont été à l'origine d'un ralentissement de la demande gazière dans ces provinces. Toutefois, selon le scénario de référence, des prix plus modérés du gaz naturel lui permettront de gagner davantage en popularité sur le marché résidentiel. D'ici 2015, le gaz naturel représentera 2 % de la demande d'énergie dans le secteur résidentiel en Nouvelle-Écosse et 5 % au Nouveau-Brunswick.

Les tendances climatiques influent grandement sur la demande résidentielle d'énergie. Des hivers plus doux réduiront la demande puisque les besoins de chauffage seront moindres, alors que des étés plus chauds l'augmenteront afin de répondre aux besoins de climatisation. Ces variations sont visibles dans le profil historique, en dents de scie, de la demande d'énergie dans le secteur résidentiel à la figure 3.5.

FIGURE 3.5

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

en pétajoules



Il importe de savoir que l'ONÉ suppose des régimes climatiques normaux, c'est-à-dire qui respectent les moyennes historiques des 30 dernières années. Or, depuis dix ans, les températures au Canada ont été plus élevées que celles enregistrées en moyenne sur 30 ans. Par conséquent, les estimations de la demande résidentielle d'énergie pourraient présenter des inexactitudes si, pendant la période à l'étude, les régimes climatiques ressemblent davantage à ceux des dix dernières années qu'à la moyenne établie sur 30 ans³⁴.

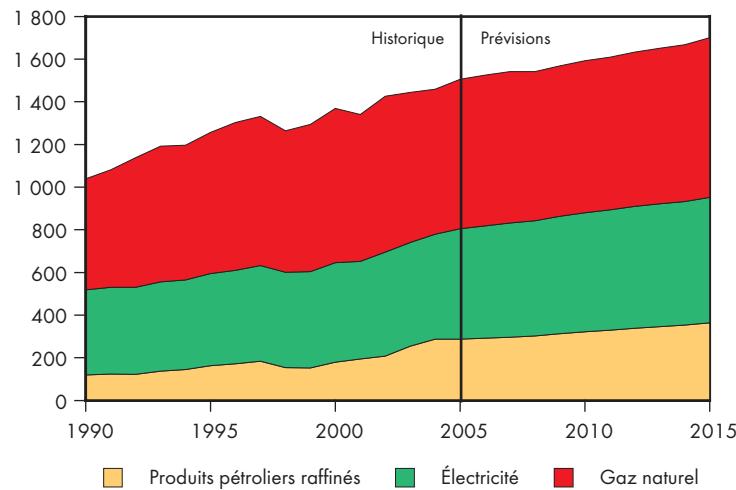
Demande d'énergie secondaire dans le secteur commercial

Il est prévu que la demande d'énergie secondaire dans le secteur commercial au Canada croîtra suivant un rythme de 1,4 % par année pendant la période de 2004 à 2015 (figure 3.6). Cela est le résultat d'une progression économique plus lente du secteur des services, et aussi de prix de l'énergie plus élevés. Dans le scénario de référence, il semble que les prix de l'énergie seront à l'origine d'une réaction, au chapitre de la demande dans le secteur commercial, où les possibilités de gains d'efficacité énergétique sont encore considérables.

FIGURE 3.6

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

en pétajoules



cette composition demeure relativement constante, même si la balance penche un peu plus du côté du gaz naturel en raison des prix élevés de l'électricité³⁵.

Comme c'est le cas dans le secteur résidentiel, la composition des combustibles dépend des marchés et de la disponibilité à l'échelle régionale. En général, pendant la période à l'étude,

Demande d'énergie secondaire dans le secteur industriel

La demande d'énergie secondaire dans le secteur industriel au Canada croîtra de façon modérée, suivant un taux de 2,0 % par année pendant la période de 2004 à 2015 (figure 3.7). Ce secteur comprend la demande de l'industrie manufacturière et forestière, des pêches, de l'agriculture, du secteur de la construction et des mines. Dans le secteur industriel, 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, ainsi que celui du raffinage de produits pétroliers et d'extraction de pétrole et de gaz, comptent pour la plus grande partie de la demande

34 Il n'existe pas d'estimation exacte du degré d'erreur possible. Cependant, l'Office de l'efficacité énergétique suppose que les changements climatiques ont été à l'origine de modifications de la demande d'énergie dans le secteur résidentiel, entre 1997 et 2004, allant de moins 2 % à plus 4 %.

35 Certains problèmes de répartition des données dans le secteur commercial peuvent aussi avoir un effet de distorsion sur les quotes-parts des différents combustibles. Le secteur commercial sert habituellement de fourre-tout pour divers éléments de la demande d'énergie, de sorte que la quote-part du pétrole y a augmenté au cours des dernières années.

d'énergie³⁶. Ces industries, relativement matures, doivent affronter une concurrence internationale toujours plus intense et des taux de change plus élevés pour le dollar canadien. De tels facteurs économiques tempèrent la croissance de la demande énergétique.

Une exception notable au chapitre des tendances de la demande dans l'industrie lourde est celle du secteur pétrolier et gazier. La vigueur de ce secteur 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 comme le pétrole (p. ex., sous forme de gaz de distillation, de coke de pétrole ou de diesel³⁷), ainsi que d'électricité. Les attentes en matière de demande d'énergie dépendent des perspectives de production pour les sables bitumineux, lesquelles sont traitées plus en profondeur dans la section sur le pétrole. En outre, la présente section renferme des renseignements portant sur les exigences énergétiques de l'industrie des sables bitumineux.

En 2015, l'Alberta compte pour 44 % de la demande industrielle d'énergie au Canada, et 86 % de cette demande est celle de l'industrie pétrolière et gazière. La demande de l'Ontario représente, au deuxième rang, une tranche de 24 % par rapport à celle de l'ensemble du pays tandis que la part du Québec suit à 15 %. Les quotes-parts provinciales varient grandement selon les types d'industries et leur intensité énergétique, ainsi qu'en fonction de la disponibilité des combustibles.

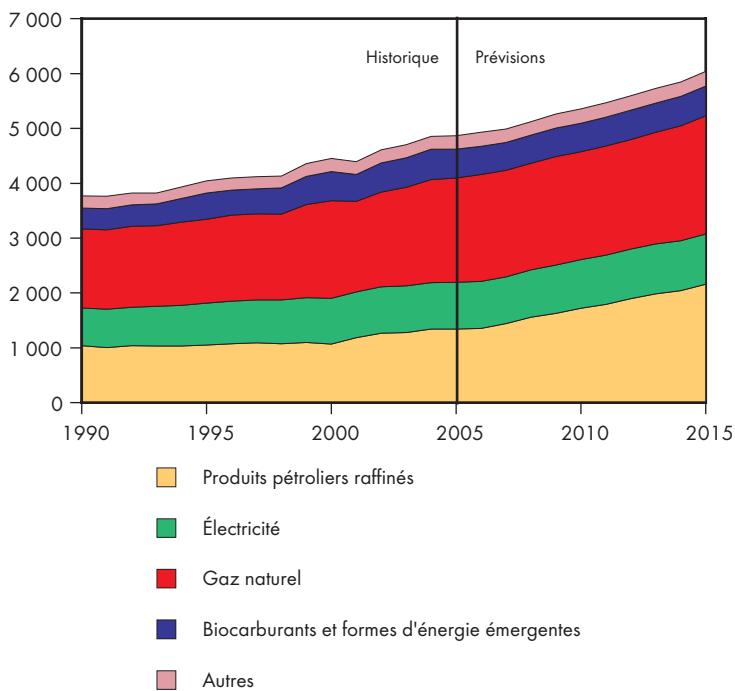
Demande d'énergie dans le secteur des transports

La demande d'énergie dans le secteur des transports au Canada progresse de 1,6 % par année pendant la période de 2004 à 2015 (figure 3.8). Il s'agit d'un pourcentage légèrement inférieur au taux historique de 1,9 %, ce qui indique que les incidences de l'accroissement de l'efficacité énergétique tempèrent celles de la hausse du revenu disponible des particuliers et de la croissance

FIGURE 3.7

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

en pétaJoules



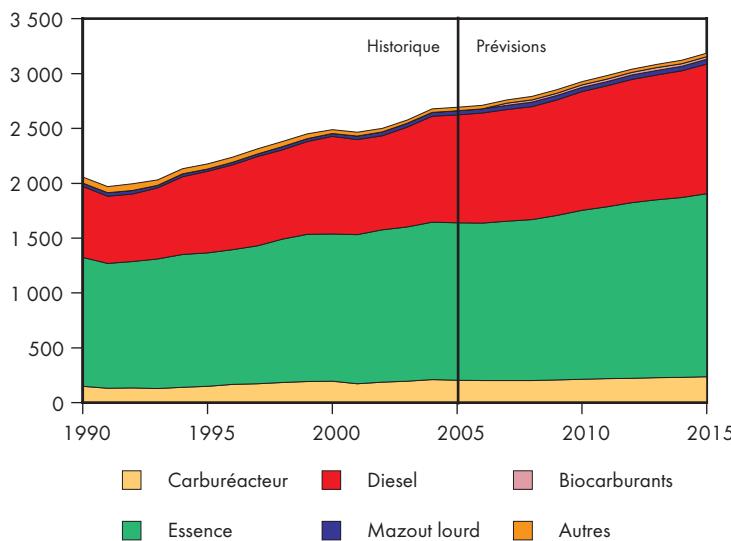
(Dans « Autres » sont compris le charbon, le coke, le gaz de cokerie, la vapeur et le naphte.)

36 En 2004, les industries énergivores comptaient pour 80 % de la demande d'énergie dans le secteur industriel. Par ailleurs, l'industrie légère, l'agriculture, la foresterie et la construction comptent chacune pour une partie relativement faible de la demande industrielle d'énergie, mais une fois réunies, elles représentent tout de même 20 % de cette demande.

37 Aux fins du présent rapport, le diesel consommé est inclus dans le transport à l'égard des véhicules de chantier.

FIGURE 3.8

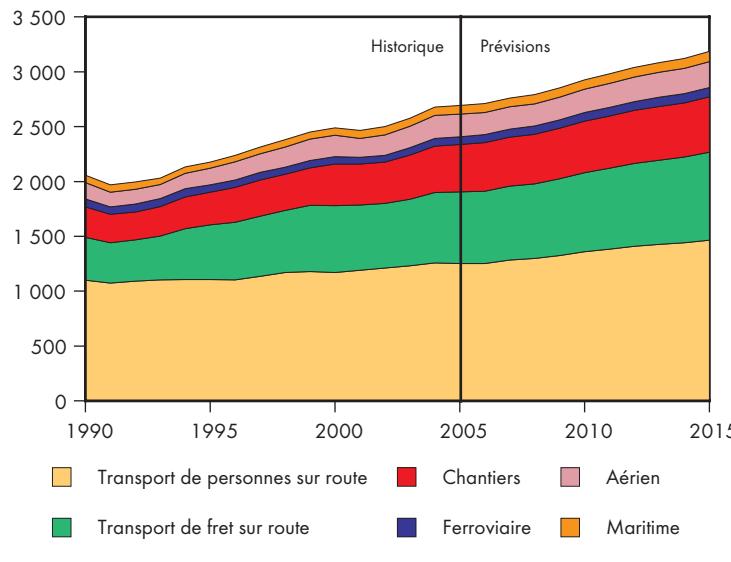
Demande canadienne d'énergie dans le secteur des transports selon le combustible – Scénario de référence
en pétajoules



était presque nulle, atteint 1 % en 2015 compte tenu des politiques prévues en la matière en Ontario et en Saskatchewan³⁸. Des prix de l'énergie modérés dans le scénario de référence, alliés à une forte croissance du revenu disponible des particuliers, mènent à une hausse importante de la demande d'essence et du transport de personnes sur route.

FIGURE 3.9

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



du PIB. Ce secteur est régi par les conditions macroéconomiques, les prix de l'énergie et les normes gouvernementales.

Le secteur des transports se divise en six sous-secteurs : sur route – personnes ou fret, chantiers, rail, air et mer (figure 3.9). Le plus important de ces sous-secteurs est celui du transport des personnes sur route, dont le combustible de prédilection est l'essence. L'éthanol et les autres combustibles de transport ne comptent que pour une très faible proportion de la demande de transport des personnes dans ce secteur. La part de l'éthanol, qui

Le transport de fret sur route et les véhicules de chantier consomment principalement du diesel. La forte croissance industrielle est à l'origine d'un accroissement des volumes de transport de fret sur route, ce qui fait qu'il y a hausse de la consommation de diesel. Par véhicules de chantier il faut entendre ceux qui roulent principalement hors des voies asphaltées ou publiques, notamment ceux utilisés dans les secteurs de l'agriculture, de la construction et de l'exploitation minière. La quote-part de ce sous-secteur demeure élevée en raison de

³⁸ En Ontario, l'hypothèse posée est celle que l'éthanol représentera 5 % du volume (3,4 % de l'énergie) par rapport à toute l'essence consommée dans la province en 2007. En Saskatchewan, l'hypothèse avancée veut que l'éthanol représente 7,5 % du volume (5,1 % de l'énergie) par rapport à toute l'essence consommée dans la province en 2007.

la croissance prévue pour ce qui est des sables bitumineux, des activités agricoles et des travaux de construction.

En 2004, le transport aérien, ferroviaire ou maritime représentait plus ou moins 14 % de la demande d'énergie totale du secteur. Aucun de ces pourcentages ne devrait varier grandement pendant la période à l'étude dans le scénario de référence.

Approvisionnement en pétrole

Pétrole brut et équivalents

Ressources en pétrole brut et en bitume

Les ressources en pétrole

brut et en bitume au Canada demeurent constantes dans le scénario de référence et les trois scénarios prospectifs. Les estimations actuelles des réserves pétrolières restantes établies pour le Canada sont de 28,2 Gm³ (178 milliards de barils), dont 27,5 Gm³ (173 milliards de barils) pour les gisements de sables bitumineux de l'Alberta et 483 Gm³ (3,0 milliards de barils) pour les réserves de pétrole classique dans le BSOC. Aux taux actuels de production au pays, ces données représentent des approvisionnements de 181 ans. Les ressources dans l'Est du Canada et les régions pionnières sont estimées à 211 Mm³ (1,3 milliard de barils)³⁹.

Production totale de pétrole au Canada

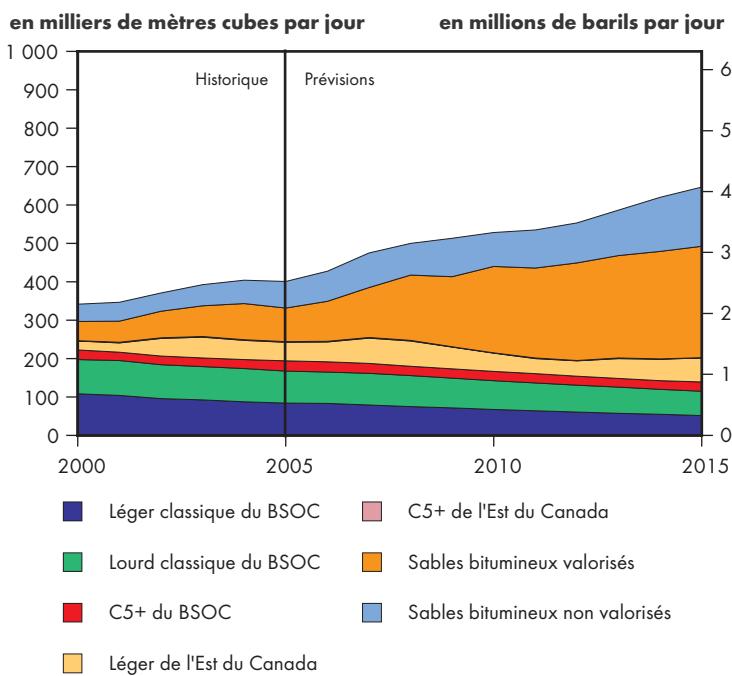
Dans le scénario de référence, les prix du pétrole demeurent suffisamment porteurs et l'offre de sables bitumineux prend toujours plus d'ampleur. Le recul du pétrole classique dans le BSOC est largement compensé par la hausse de la production tirée des sables bitumineux et celle sur la côte Est. La part de la côte Est tient compte du raccordement de plusieurs gisements satellites ainsi que d'une nouvelle découverte de 80 Mm³ (500 Mb). En 2015, les niveaux de production du scénario de référence auront augmenté de 61 % par rapport à ceux de 2005, atteignant 642 000 m³/j (4,05 Mb/j), ce qui, aujourd'hui, placerait le Canada au quatrième rang des producteurs à l'échelle internationale (figure 3.10).

Pétrole brut classique – BSOC

Les projections du scénario de référence sont fondées sur des extrapolations des tendances historiques de diminution, en tenant compte des réserves restantes, des possibilités de nouvelles découvertes et de la RAH, ainsi que des tendances relatives aux taux de production initiaux des nouveaux puits.

FIGURE 3.10

Production totale de pétrole au Canada – Scénario de référence



39 D'autres détails sur les ressources pétrolières du Canada sont présentés à l'annexe 3.

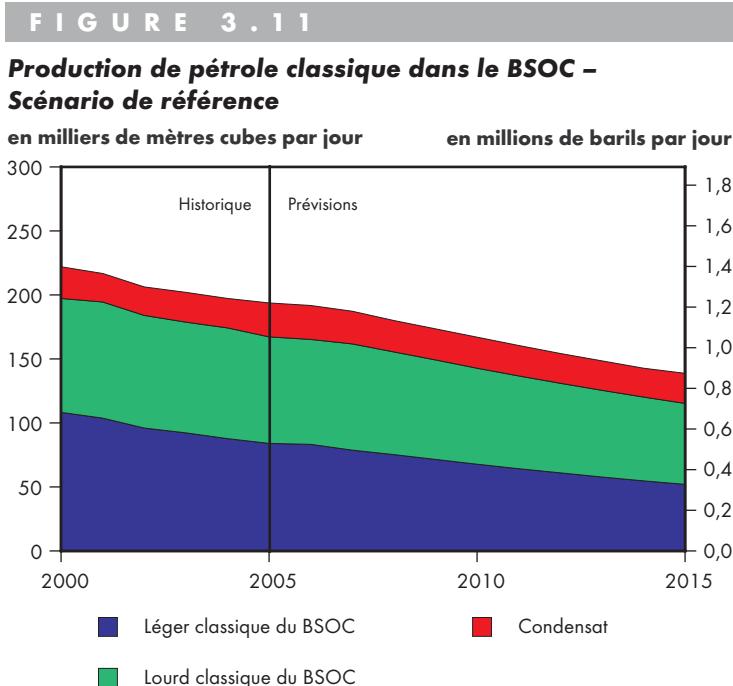
Le rapport élevé entre les prix du pétrole et ceux du gaz a entraîné un déplacement à la faveur des forages visant du pétrole. Par ailleurs, le récent succès d'exploitation des gisements de pétrole de Bakken du bassin Williston, dans le sud-est de la Saskatchewan et le sud-ouest du Manitoba, a permis de produire davantage de pétrole brut léger. Cette situation freinera quelque peu la diminution de la production dans le BSOC qui dure depuis plusieurs années, après quoi il est prévu que les tendances historiques reprendront le dessus compte tenu du degré de maturité du bassin d'approvisionnement et compte tenu aussi des réserves restantes.

Parce que le BSOC est un bassin d'approvisionnement mature, les travaux d'exploration effectués mènent à la découverte de gisements d'une amplitude toujours moindre, mais les forages de mise en valeur et la RAH, principalement l'injection d'eau, comptent pour une plus large part des ajouts aux réserves.

À la suite du succès remporté par la RAH au moyen de l'injection de dioxyde de carbone (CO_2) dans les gisements de Weyburn et de Midale, en Saskatchewan, il est prévu que cette méthode gagnera en popularité pour les gisements matures de pétrole partout dans le BSOC.

Selon le scénario de référence, la production de pétrole brut classique et ses équivalents dans le BSOC recommencera à décliner

vers 2009-2010, tant pour le pétrole classique lourd que léger, et en 2015, les niveaux de production seront de 52 000 m^3/j (328 kb/j) pour le pétrole brut léger classique, et de 63 300 m^3/j (399 kb/j) pour le pétrole brut lourd classique (figure 3.11). En 2015, la production de pétrole brut classique du BSOC aura régressé de quelque 30 % comparativement aux niveaux de 2005. Le condensat est principalement dérivé du gaz naturel, de sorte que les projections associées à sa production vont dans le sens de celles pour le gaz naturel. Dans le scénario de référence, les niveaux de production de condensat s'établissent à 22 300 m^3/j (140 kb/j) en 2015.



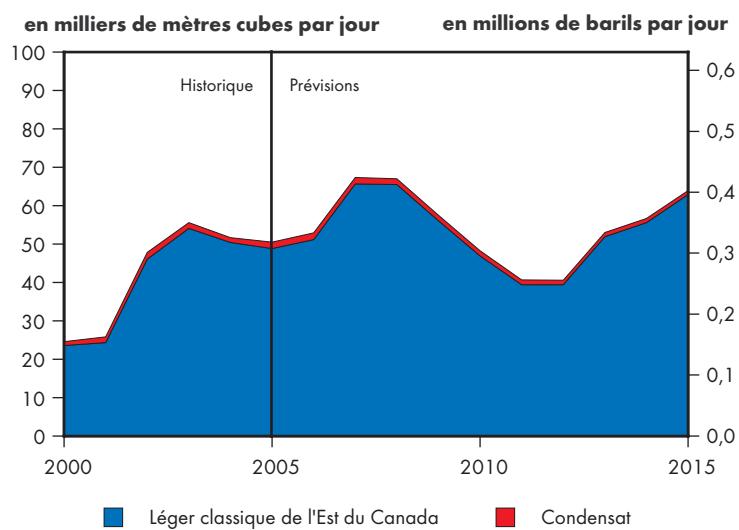
Production de brut léger dans l'Est du Canada

Les projections de production pétrolière pour l'Est du Canada sont dominées par les gisements extracôtiers, la production prévue pour l'Ontario étant d'importance mineure.

Après Hibernia et Terra Nova, en 2005, White Rose a été le troisième gisement extracôtier de Terre-Neuve-et-Labrador à entrer en production. Il est prévu que les niveaux de cette production totaliseront 66 000 m^3/j (416 kb/j) en 2007 avec l'expansion de White Rose et le retour de Terra Nova

FIGURE 3.12

Production de brut léger dans l'Est du Canada – Scénario de référence



néo-écossaise en eaux profondes. L'entrée en production du gisement en 2015 pousse les niveaux de production à 75 000 m³/j (473 kb/j).

Offre de sables bitumineux

Les projections pour la production tirée des sables bitumineux dans le scénario de référence sont fondées en grande partie sur l'Évaluation du marché de l'énergie (ÉMÉ) de juin 2006 de l'ONÉ intitulée *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives et défis jusqu'en 2015 – Mise à jour*.

Les prix de l'énergie avancés dans le scénario de référence sont à l'origine de flux de trésorerie suffisants pour que les exploitants dans la région des sables bitumineux cherchent activement à rehausser les niveaux de production. L'offre de bitume découle tant de l'extraction à ciel ouvert que de la séparation in situ. Pour la majeure partie, les approvisionnements in situ sont le fruit des processus thermiques de drainage par gravité au moyen de la vapeur (DGMV) et de stimulation cyclique par la vapeur (SCV). L'apport des processus d'injection d'air par la méthode THAI™ et d'injection de vapeur de solvants (VAPEX) devrait augmenter avec le temps. Il est supposé que les niveaux de « production à froid » ou de sources primaires augmenteront à un taux annuel de 1 % pendant la période de projection.

L'offre de bitume valorisé comprend le bitume produit par extraction à ciel ouvert, par séparation in situ et à partir de sources primaires. Cet approvisionnement valorisé regroupe les envois à des usines qui se consacrent exclusivement à la valorisation (sur place) et à d'autres qui sont autonomes (dans le couloir de raffinage d'Edmonton). Les niveaux de bitume valorisé passent progressivement à 290 000 m³/j (1,82 million b/j) d'ici 2015 et ils représentent alors 65 % de l'offre totale de bitume (figure 3.13). L'offre de bitume « non valorisé » régresse en raison de l'entrée en service d'une capacité de valorisation toujours plus grande. Dans le scénario de référence, les niveaux de bitume non valorisé

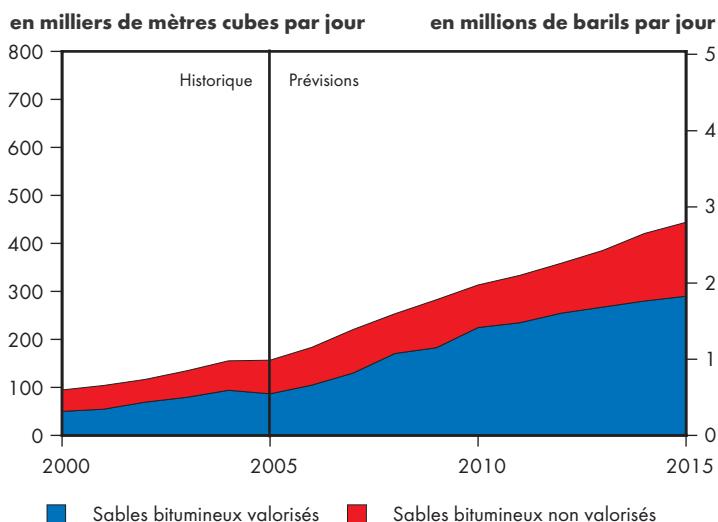
à pleine capacité après des travaux de maintenance en 2006 (figure 3.12). Le gisement de Hebron entre en production en 2013. Les apports de gisements satellites de moindre envergure dans le bassin Jeanne-d'Arc sont en outre inclus à compter de 2010⁴⁰.

Il est également supposé qu'un nouveau gisement de 80 Mm³ (500 Mb) est découvert à l'intérieur de certains périmètres de la côte Est qui étaient jusque-là demeurés relativement inexplorés, peut-être dans la région de la passe Flamande ou de la plate-forme

40 Les estimations présentées ici rendent compte de l'état d'esprit qui prévaut au moment de l'analyse. Certaines sont de nature spéculative et pourraient devoir être révisées au fil de l'obtention de nouvelles données. Il sera tenu compte de telles révisions dans les analyses futures de l'Office.

FIGURE 3.13

Production tirée des sables bitumineux au Canada – Scénario de référence



atteignent 154 000 m³/j (970 kb/j) en 2015.

L'industrie des sables bitumineux consomme beaucoup de gaz naturel et des travaux de recherche ont été menés afin de réduire sa dépendance à l'égard de ce combustible. Depuis dix ans, l'efficacité énergétique de l'exploitation des sables bitumineux s'est améliorée à raison de 1 % par année. Dans le scénario de référence, ce taux d'amélioration est maintenu jusqu'en 2015. Par ailleurs, l'adoption de combustibles de remplacement, dans le cadre de certains nouveaux projets,

est envisagée. La gazéification du bitume répondra à la plus grande partie des besoins en combustible et en charge d'alimentation pour le projet de DGMV avec usine de valorisation d'OPTI/Nexen à Long Lake, devant entrer en exploitation en 2007. L'hypothèse avancée est que la gazéification du bitume gagnera graduellement en importance, tant pour les activités de séparation in situ que pour celles de valorisation. En outre, les technologies THAI™ et de RASM commenceront à jouer un rôle pendant la période 2010-2012. Dans le scénario de référence, l'intensité du gaz naturel acheté, de 0,67 kpi³/j qu'elle était en 2005, s'établit à 0,59 kpi³/j en 2015. Au total, le gaz naturel devant être acheté, exception faite du gaz visant à répondre aux besoins d'électricité sur place, passe de 18,4 Mm³/j (0,65 Gpi³/j) en 2005, à 51,0 Mm³/j (1,8 Gpi³/j) en 2015.

Bilans de l'offre et de la demande

Les besoins des raffineries canadiennes en charge d'alimentation sous forme de pétrole brut sont fonction de la demande projetée et des niveaux hypothétiques d'exportations et d'importations de produits pétroliers. La demande intérieure totale de produits pétroliers était de 290 900 m³/j (1,83 million b/j) en 2005. En 2015, elle atteint 392 400 m³/j (2,47 Mb/j).

Au pays, les raffineries sont réparties entre quatre grandes régions : l'Ouest canadien, l'Ontario, le Québec et le Canada atlantique. Au Canada, la capacité de transformation de réserve est très faible. De deux des trois raffineries du Canada atlantique sortent des produits pétroliers principalement destinés au marché d'exportation. À l'exception de la raffinerie de Shell Canada à Scotford, en Alberta, les raffineries canadiennes ont pour la plupart plus de 30 ans. Le scénario de référence suppose que presque toutes les sociétés se concentreront sur une optimisation de la production et de la circulation des produits aux raffineries existantes plutôt que d'investir dans de nouvelles raffineries.

Les raffineries du Québec et du Canada atlantique n'ont pas accès au pétrole brut de l'Ouest canadien et c'est au moyen d'importations qu'elles répondent à la plus grande partie de leurs besoins en charge d'alimentation. La production extracôtière de l'Est du Canada peut atteindre le Québec et même l'Ontario, cependant, les degrés de qualité du brut et de stabilité des approvisionnements, sans oublier

les facteurs économiques propres aux importations, feront qu'il sera difficile de remplacer de forts volumes importés dans ces marchés.

Pétrole brut léger⁴¹ – Bilan de l'offre et de la demande

Les exportations de pétrole brut léger grimpent en flèche pour passer de 110 200 m³/j (694 kb/j) en 2005 à 258 300 m³/j (1,63 million b/j) en 2015 (figure 3.14). Pour la plupart, les raffineries de l'Ouest canadien accueilleront des volumes plus grands de pétrole brut synthétique qui pourraient

Perspectives et défis pour les sables bitumineux

La croissance de l'économie mondiale et la multiplicité des mises en chantier qui en découlent et qui ont été à l'origine de rapides augmentations de la demande de main-d'œuvre ainsi que des prix des matériaux, surtout l'acier et le ciment, sans oublier la très grande activité dans le milieu de la construction en Alberta, ont fait monter les coûts des travaux dans cette province. Les promoteurs de projets de sables bitumineux ne connaissent que trop bien les enjeux propres à la construction et à la mise en service de grosses installations. Une économie en état de surchauffe signifie une pénurie d'ingénieurs, de directeurs de projets, de main-d'œuvre qualifiée, de gens de métier et même de matériaux. Qui plus est, l'arrivée de capitaux et de personnes a fortement mis à l'épreuve les infrastructures de soutien, et le manque d'écoles, de logements, de soins de santé et d'autres services essentiels a eu des incidences sur les budgets et les calendriers d'exécution. Il en a résulté, pour les producteurs présents dans la région des sables bitumineux, une escalade des coûts en capital de l'ordre de 40 % à 50 % au cours des deux dernières années. Par exemple, de tels coûts en vue de l'ajout de capacité intégrée d'extraction à ciel ouvert et de valorisation pendant la période de 2010 à 2011 tournent autour de 80 000 \$ à 100 000 \$ le baril par jour.

La volatilité des prix du pétrole et du gaz, au même titre que celle des écarts entre les prix des pétroles bruts léger et lourd, rend beaucoup plus risquée la prédition des taux de rendement éventuels pour les projets de sables bitumineux. Aussi, du fait que le prix du pétrole est en dollars américains, le raffermissement du dollar canadien a des incidences négatives importantes sur les facteurs économiques des projets. De récentes modifications à la politique fiscale portant sur l'élimination de la déduction pour amortissement accéléré (DPAA) ont également eu des répercussions.

L'industrie des sables bitumineux est par ailleurs confrontée à des incertitudes relatives à la conformité environnementale, alors que ne sont pas encore entièrement définis les règlements sur les émissions de GES, provinciaux comme fédéraux. Des règlements provinciaux sur la consommation d'eau, la qualité de l'air et l'utilisation des sols ne sont pas, eux non plus, entièrement définis. De plus, le gouvernement de la province de l'Alberta a entrepris un examen des redevances pétrolières et gazières, notamment celles des sables bitumineux. Un rapport à ce sujet a été rendu public dans sa version définitive à l'automne 2007.

Toutes ces questions en suspens ont quelque peu ralenti le rythme des activités et un certain nombre de sociétés réévaluent les facteurs économiques associés à leurs projets.

Les occasions qui s'offrent à l'industrie des sables bitumineux sont tout aussi nombreuses. Alors que les nations du monde défendent leurs ressources avec toujours plus de jalousie, les phénoménales réserves que représentent les sables bitumineux au Canada, pays qui profite d'une relative stabilité à l'égard des choix politiques et économiques effectués, représentent une cible d'investissement attrayante. Le potentiel des innovations technologiques visant à réduire les coûts d'extraction du bitume et de sa valorisation constitue un autre attrait. Compte tenu des perspectives voulant que les prix du pétrole demeurent élevés, le taux de rendement devrait être suffisant pour assurer une présence accrue dans la région des sables bitumineux.

41 Par souci de correspondance avec les données de Statistique Canada (StatCan), par « pétrole brut léger » il faut entendre l'ensemble du pétrole brut titrant à au moins 26 API et par « pétrole brut lourd » tout le brut titrant à moins de 26 API. Le présent rapport reclasse les statistiques d'exportation actuellement disponibles sur le site Web de l'ONÉ, lesquelles réunissent pétrole brut moyen (entre 25 API et 30 API) et pétrole brut lourd.

éventuellement prendre la place de 11 700 m³/j (74 kb/j) de pétrole brut léger classique, lequel pourrait alors être exporté.

Pétrole brut lourd – Bilan de l'offre et de la demande

Les exportations de pétrole brut lourd passent de 149 200 m³/j (940 kb/j) en 2005 à 178 900 m³/j (1,13 million b/j) en 2015, mais la progression n'est pas constante pendant la période à l'étude (figure 3.15). Certaines raffineries de l'Ouest canadien pourraient également être en mesure de transformer directement du bitume, ce qui se traduirait par un accroissement de la demande intérieure de pétrole brut lourd.

Approvisionnement en gaz naturel

Ressources disponibles de gaz naturel au Canada

Compte tenu des prix envisagés dans le scénario de référence, la partie restante des ressources disponibles de gaz naturel commercialisable au Canada est estimée à 12 011 Gm³ (424 Tpi³). Le gaz classique de l'Ouest canadien représente presque un tiers de la partie restante des ressources disponibles et il est prévu que de là proviendra une tranche équivalant plus ou moins à 80 % de la production projetée de gaz naturel au Canada jusqu'en 2015.

En outre, l'Ouest canadien renferme d'importantes ressources de gaz naturel non classique, dont du MH, du gaz de réservoir étanche et du gaz de schiste. Ces ressources atteignent 1 841 Gm³ (65 Tpi³) ou 15 % de la partie restante estimative des ressources de gaz naturel.

FIGURE 3.14

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

en milliers de mètres cubes par jour en millions de barils par jour

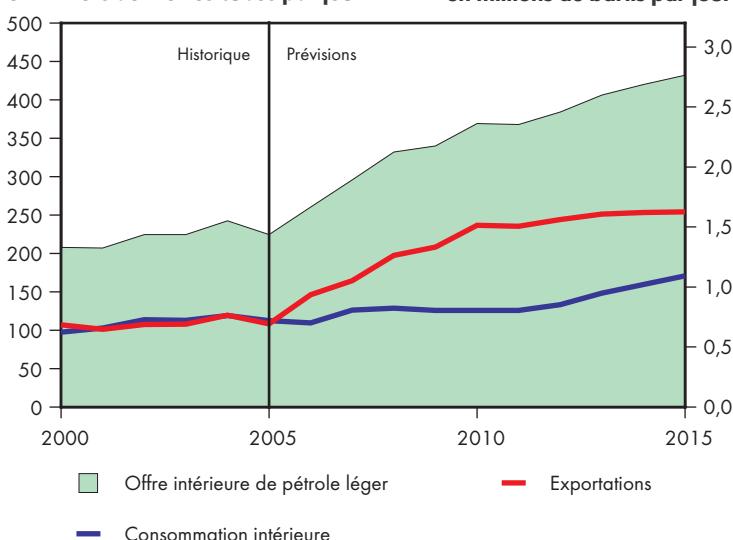
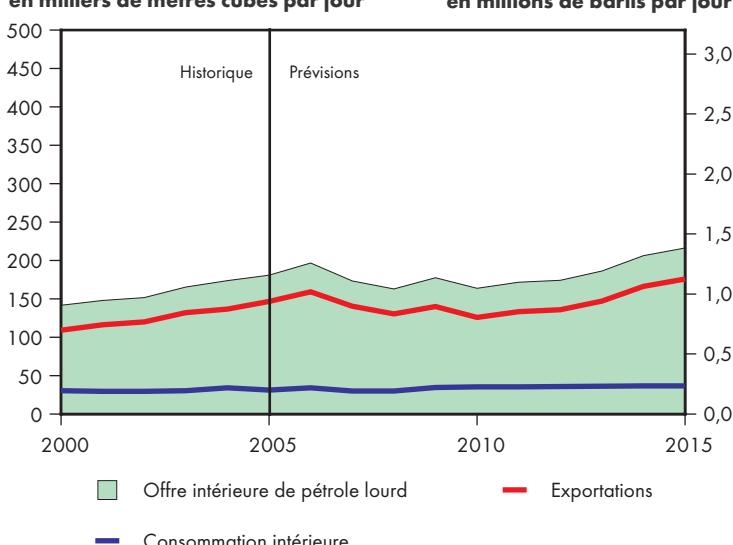


FIGURE 3.15

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

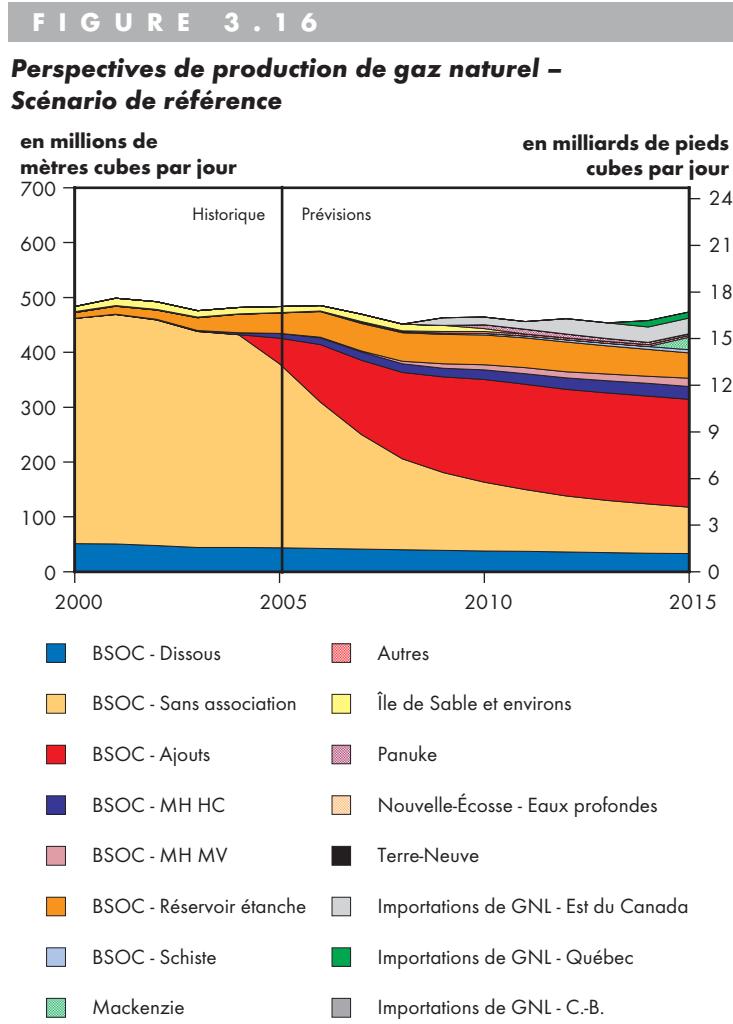
en milliers de mètres cubes par jour en millions de barils par jour



Les autres ressources de gaz naturel sont regroupées sous le nom d'offre pionnière. Il est estimé que les régions pionnières contiennent 6 374 Gm³ (225 Tpi³) de gaz naturel commercialisable ou 53 % de la partie restante des ressources de gaz naturel commercialisable du Canada, dont seulement une faible quantité sera probablement accessible à l'intérieur de la période à l'étude du scénario de référence⁴².

Production et importations de GNL

Les données estimatives avancées dans le scénario de référence pour ce qui est de la production de gaz naturel commercialisable au Canada et des importations de GNL sont présentées à la figure 3.16.



puits mène à une diminution graduelle de la production pendant la période, tel qu'il est illustré à la figure 3.16. La production de MH dans l'Ouest canadien augmente de façon continue pour atteindre 38 Mm³/j (1,4 Gpi³/j) en 2015.

L'apport de la production de gaz naturel classique dans l'Est du Canada se situe en moyenne à 12,2 Mm³/j (0,43 Gpi³/j) pendant la période du scénario de référence et comprend la production de MH ainsi que celle du projet autour de l'île de Sable, en Nouvelle-Écosse, de même que du

Le scénario de référence prévoit que l'Ouest canadien demeurera la principale source de production gazière. Après avoir perdu de la vitesse entre 2006 et 2008, les travaux de forage de puits de gaz naturel dans l'Ouest canadien remontent jusqu'autour de 18 000 par année entre 2009 et 2015. Ces travaux ont ralenti au cours du deuxième trimestre de 2006 et en 2007 en raison du rétrécissement des marges attribuable à l'escalade des coûts de forage et au fléchissement des prix du gaz. Une reprise graduelle est prévue à partir de 2008, avec le recul des coûts de forage découlant d'une utilisation moindre (auquel facteur il faut ajouter la croissance du parc d'appareils de forage) et d'un raffermissement des prix du gaz naturel.

En dépit de cette reprise des activités de forage intenses, le maintien de la tendance à la baisse pour ce qui est de la productivité des nouveaux

42 Une répartition détaillée de la partie restante des ressources de gaz naturel commercialisable du Canada est présentée à l'annexe 4.

gisement McCully, sur la terre ferme, au Nouveau-Brunswick. Est aussi incluse la production extracôtière du projet de Deep Panuke, lequel doit entrer en exploitation en 2010 sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises et de la prise d'une décision commerciale d'aller de l'avant. D'importants volumes de gaz découvert sont associés à des projets pétroliers extracôtiers sur les Grands bancs de Terre-Neuve, mais il est prévu que le gaz servira à maintenir la pression dans les gisements ou autrement sera stocké dans des réservoirs jusqu'à ce que la production de pétrole ralentisse, ce qui mène au-delà de la période visée par le scénario de référence.

Hypothétiquement, d'ici 2015, trois terminaux d'importation de GNL seront en exploitation, avec des volumes annuels moyens de 39,7 Mm³/j (1,4 Gpi³/j). À l'heure actuelle, une de ces installations, pipelines de raccordement inclus, a obtenu les approbations voulues et a été mise en chantier avec de premières livraisons prévues pour le début de 2008.

Bilan de l'offre et de la demande

Dans le scénario de référence, la demande de gaz naturel croît de manière constante sous la poussée de l'utilisation du gaz dans le contexte d'une exploitation plus intensive des sables bitumineux et d'une plus grande consommation en vue de la production d'électricité. Alors que la production commence par décliner, puis qu'elle se maintient à un niveau relativement stable pendant la plus grande partie de la période visée, la demande croissante de gaz précarise l'équilibre avec l'offre (figure 3.17). Même s'il est probable que les exportations et les importations de gaz naturel entre le Canada et les É.-U. varieront d'une année à l'autre ainsi que selon les régions en fonction des conditions relatives du marché, une réduction graduelle de la capacité nette d'exportation découle des projections du scénario de

Gaz naturel non classique

Le gaz non classique comprend le MH, le gaz de réservoir étanche, le gaz de schiste et les hydrates de gaz.

Le MH est constitué de méthane lié à la vaste surface interne du charbon ou adsorbé à l'intérieur de cette même superficie. Les ressources de MH se trouvent surtout dans la formation à faible profondeur de Horseshoe Canyon et dans celle, plus profonde, de Mannville, toutes deux en Alberta.

Le Canada ne dispose pas encore d'une définition précise pour ce qui est du gaz de réservoir étanche. La pratique habituelle a été de l'incorporer dans les estimations de 368 Gm³ (13 Tpi³) de ressources se trouvant dans les gisements gaziers à faible perméabilité ou « étanches » qui, à l'heure actuelle, produisent du gaz classique. Aux fins du présent rapport, il est utile de faire le constat de ces volumes de manière distincte, et des réductions correspondantes ont été apportées dans la catégorie du gaz classique. De plus, l'ONÉ est d'avis que les ressources gazières attribuées à ces gisements producteurs ne font pas état de tous les volumes supplémentaires qui pourraient être inclus en tant que gaz de réservoir étanche. Il a donc rehaussé les estimations de la partie restante des ressources de gaz naturel commercialisable, lesquelles totalisent, dans le scénario de référence, 595 Gm³ (21 Tpi³). Il est prévu que du gaz de réservoir étanche pourra être produit le long du front montagneux en Alberta et en C.-B., dans une région connue sous le nom de « Deep Basin », ainsi qu'à partir de la formation Jean Marie, dans le nord-est de la C.-B., et peut-être même des gisements gaziers à faible profondeur du sud-est de l'Alberta et du sud-ouest de la Saskatchewan.

Pour le moment, il n'existe aucun programme de production à grande échelle à partir d'horizons schisteux au Canada. Dans l'Ouest canadien, plusieurs formations schisteuses sont ciblées et des essais sont en cours en des lieux choisis. La fracturation, naturelle ou attribuable à l'activité humaine, est généralement requise afin d'ouvrir la voie jusqu'au trou de forage. En Alberta, il existe quelques puits qui produisent du gaz ou du pétrole à partir de schistes très fracturés. Pour le scénario de référence, 244 Gm³ (8,6 Tpi³) de la partie restante des ressources commercialisables ont été affectés au gaz de schiste.

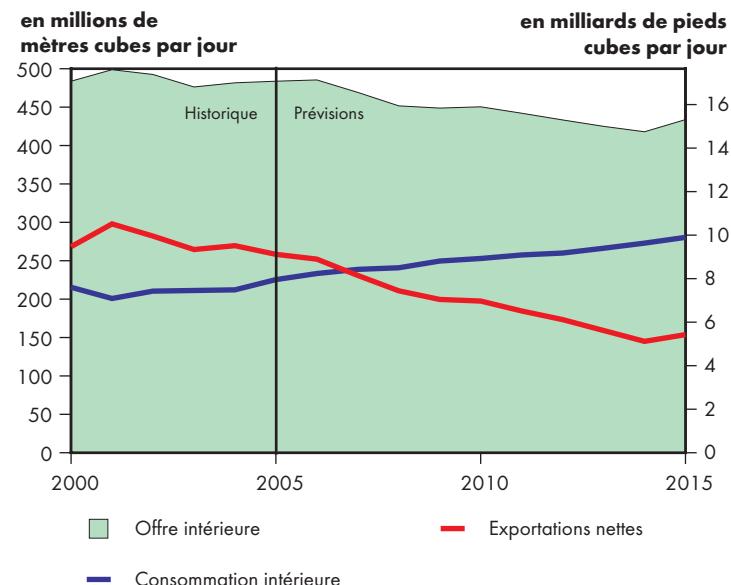
Les hydrates de gaz constituent une autre source possible de gaz naturel non classique. Ils sont composés de molécules de méthane enfermées dans une cage de molécules d'eau sous forme de glace qui les enrobent. Les hydrates de gaz se retrouvent au fond de l'océan ou dans des régions que recouvre le pergélisol sur la terre ferme. La probabilité de produire du méthane de façon commerciale au moyen des hydrates de gaz d'ici 2030 est très faible; ces derniers n'ont donc pas été inclus dans les estimations des ressources non classiques.

référence à l'égard de la production et de la demande canadiennes.

Bien que ne faisant pas partie de l'analyse effectuée pour le présent rapport, il est probable que toute réduction des exportations nettes de gaz canadien pendant la période visée sera compensée par une hausse des importations de GNL aux É.-U. et par l'accroissement de la production américaine de gaz non classique. Par conséquent, les conditions de relatif équilibre entre l'offre et la demande devraient se maintenir sur les marchés gaziers nord-américains pendant la période du scénario de référence, avec un prix moyen du gaz qui devrait continuer de se situer à 6,65 \$US/GJ (7,00 \$US/MBTU).

FIGURE 3.17

Bilan de l'offre et de la demande, gaz naturel – Scénario de référence



Liquides de gaz naturel

Offre et consommation

Les perspectives de l'offre de liquides de gaz naturel dérivent principalement de celles pour la production du gaz⁴³. Toutefois, les approvisionnements en propane et en butane proviennent en partie du raffinage de pétrole. Par conséquent, au fil des augmentations de la production de pétrole et des diminutions de celle de gaz prévues dans tous les scénarios, la part de LGN tirés du pétrole croîtra.

Quel que soit le scénario, il est supposé que l'extraction des LGN est rentable à long terme compte tenu des prix posés en hypothèse. En outre, les volumes de LGN s'accroissent du fait de l'extraction de liquides à partir du gaz du delta du Mackenzie (sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises et d'une décision commerciale donnant le feu vert), des dégagements gazeux des sables bitumineux, et d'une progression accélérée des coupes lourdes aux usines de chevauchement en Alberta. L'accroissement des volumes à partir de ces deux derniers éléments est en partie attribuable à la politique favorisant une extraction supplémentaire d'éthane (IEEP) adoptée en 2006 par le gouvernement albertain.

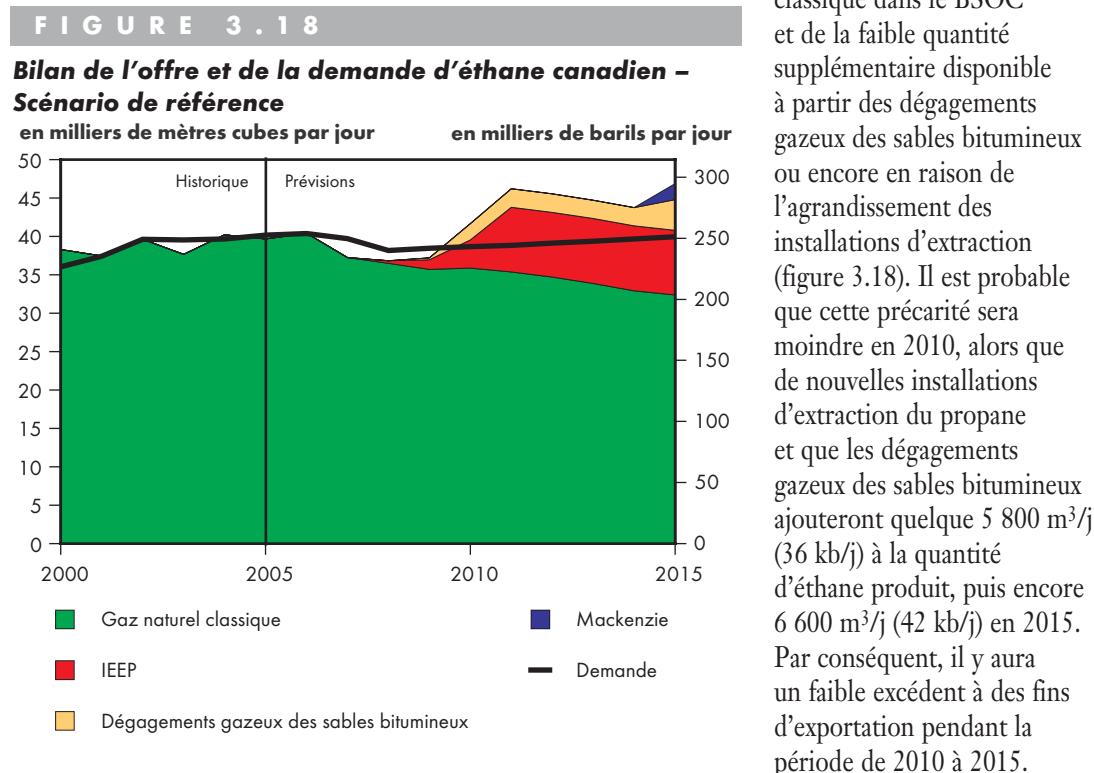
Dans le scénario de référence, tout au long de la période visée, il existe un surplus de propane et de butane pour exportation. L'équilibre entre l'offre et la demande de butane se précarise vers le milieu de la période à l'étude, mais il est prévu que la demande de butane à titre d'agent de dilution du

43 Les liquides associés au GNL devraient normalement demeurer à l'intérieur du flux de gaz naturel, de sorte qu'ils ne contribuent en rien à l'offre de LGN au Canada, quel que soit le scénario.

bitume disparaîtra vers 2015. L'entrée en service d'une ou deux des canalisations d'importation de condensat proposées à l'heure actuelle pourrait éliminer la demande de butane comme diluant⁴⁴.

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

L'équilibre entre l'offre et la demande d'éthane devrait être précaire en début de période, avec la régression des approvisionnements compte tenu de la diminution de la production de gaz naturel classique dans le BSOC et de la faible quantité supplémentaire disponible à partir des dégagements gazeux des sables bitumineux ou encore en raison de l'agrandissement des installations d'extraction (figure 3.18). Il est probable que cette précarité sera moindre en 2010, alors que de nouvelles installations d'extraction du propane et que les dégagements gazeux des sables bitumineux ajoutent quelque 5 800 m³/j (36 kb/j) à la quantité d'éthane produit, puis encore 6 600 m³/j (42 kb/j) en 2015. Par conséquent, il y aura un faible excédent à des fins d'exportation pendant la période de 2010 à 2015.



Les perspectives de l'offre d'éthane n'incluent pas, quel que soit le scénario, les ressources de la côte Est ou de la zone extracôtière de la Colombie-Britannique, ni celles de l'archipel de l'Arctique. Par ailleurs, l'éthane présent dans les provinces de l'Atlantique ne permettrait pas d'y soutenir une industrie pétrochimique. Conséquemment, à ces endroits, dans les quatre scénarios, l'éthane est laissé dans les flux de gaz naturel.

De l'éthane extrait en 2005, environ 94 % a été consommé par le secteur pétrochimique en Alberta sous forme de charge d'alimentation afin de produire de l'éthylène, le reste ayant été utilisé dans des projets d'injection de fluides miscibles pour la RAH ou expédié dans d'autres provinces. Il semble que la demande d'éthane croîtra lentement puisque le marché de l'éthylène en Amérique du Nord est considéré comme saturé. Ainsi, aucune nouvelle usine d'éthylène ne devrait être construite pendant la période visée par l'un ou l'autre des scénarios. Du propane est actuellement utilisé en guise de complément aux approvisionnements d'éthane aux installations pétrochimiques, une situation qui ne devrait pas changer pendant la période à l'étude.

44 D'autres détails sur l'offre, la demande et le potentiel d'exportation de propane et de butane sont présentés à l'annexe 3.

Approvisionnement en électricité

Capacité et production

La capacité de production augmente de 18 % entre 2005 et 2015 (figure 3.19). De tels ajouts à la capacité sont requis afin de répondre aux exigences de la charge prévue pendant les périodes de pointe, tout en conservant des marges de réserve appropriées à des fins de fiabilité. La production croît en moyenne de 2 % par année pendant la période visée, à partir de sources classiques ou non. Les investissements requis sont étudiés en fonction d'une approche par portefeuille, ce qui permet de tenir compte, au-delà des coûts, de divers facteurs comme les effets environnementaux, la volatilité des prix des combustibles et la continuité des approvisionnements.

Cette démarche permettra d'investir dans des projets de tous les types, notamment dans des centrales classiques telles que les grandes centrales hydroélectriques, les centrales nucléaires, les centrales alimentées au gaz naturel, au charbon ou au pétrole, ainsi que dans des technologies émergentes comme l'éolien, la biomasse, l'énergie solaire ou marémotrice et les petites centrales hydroélectriques.

Centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques continueront de constituer la principale source d'électricité pendant la période visée par le scénario de référence, leur part de la production canadienne d'électricité passant alors de 60 % à 65 % (figure 3.20). La capacité hydroélectrique, exception faite des petites centrales, devrait atteindre 79 300 MW d'ici 2015, pour une augmentation d'environ 7 600 MW comparativement à 2005.

Des travaux d'aménagement d'envergure dans le cadre de nouveaux projets sont prévus au Québec, au Manitoba, en Colombie-Britannique et à Terre-Neuve-et-Labrador, alors que de plus petits projets sont envisagés en Alberta et en Ontario. Le scénario de référence avance que les installations de 2 260 MW sur le cours inférieur du fleuve Churchill à Terre-Neuve et le projet de Wuskwatim de 200 MW au Manitoba seront construits, et que les projets hydroélectriques annoncés, dont l'agrandissement d'installations existantes au Québec (3 194 MW) et en Colombie-Britannique (1 389 MW), seront aussi réalisés.

FIGURE 3.19

Capacité de production au Canada – Scénario de référence

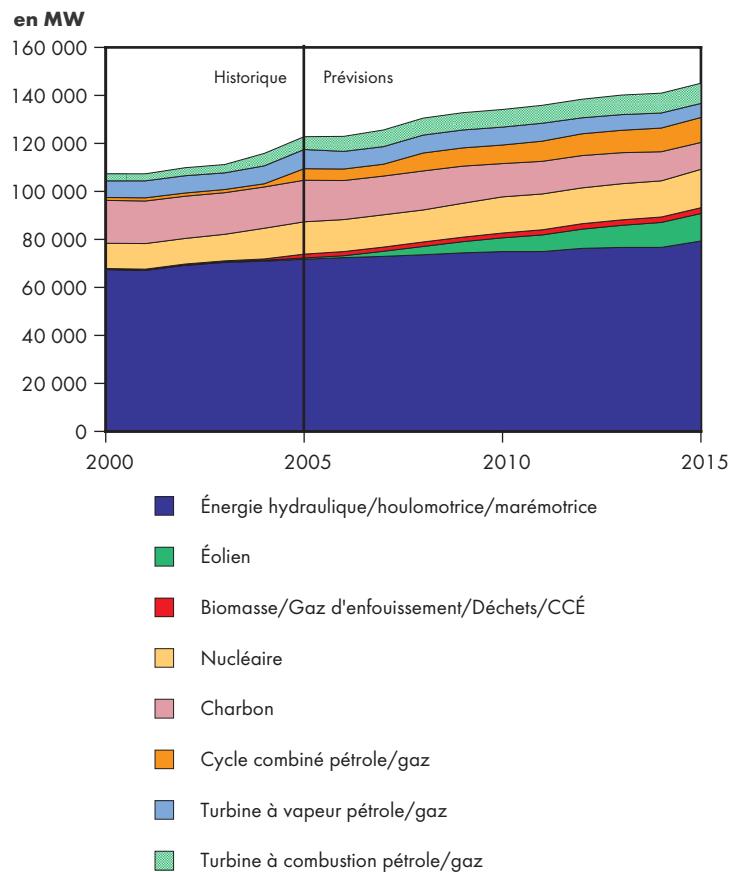
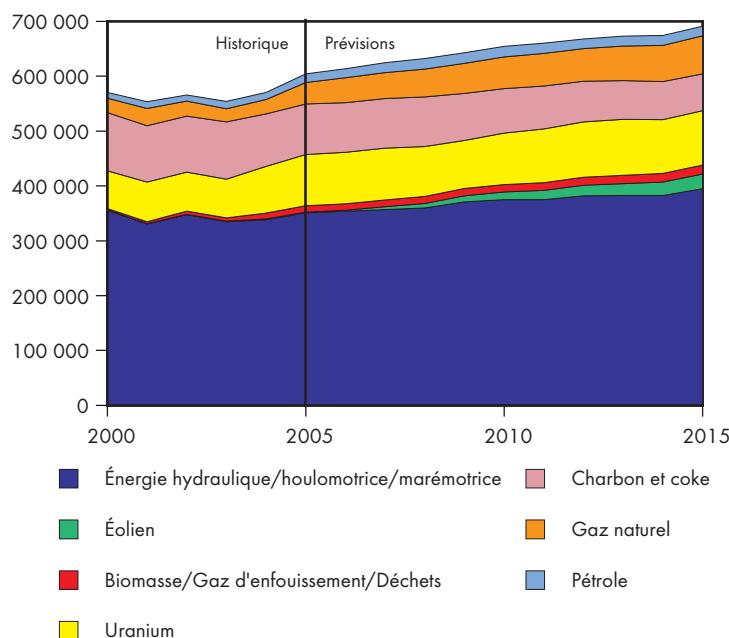


FIGURE 3.20

Production au Canada – Scénario de référence

en GWh



les centrales de Point Lepreau, au Nouveau-Brunswick, et de Gentilly-2, au Québec, seront remises à neuf.

Centrales alimentées au gaz naturel

Les investissements dans des centrales alimentées au gaz naturel devraient augmenter, malgré la hausse du niveau relatif des prix du gaz naturel et leur volatilité. Les ajouts suivants sont prévus pendant la période visée par le scénario de référence : 5 000 MW de production par cycle combiné et 3 000 MW à partir d'installations de cogénération/turbines à combustion. Par ailleurs, une diminution de 1 400 MW est attendue à l'égard de la production au moyen de turbines à vapeur. De tels investissements montrent bien que le gaz naturel continuera d'être une carte maîtresse lorsqu'il s'agit de répondre à la demande croissante d'électricité. La production annuelle des centrales alimentées au gaz naturel devrait passer de 39 000 GWh à 69 000 GWh pendant la période à l'étude, portant ainsi sa quote-part de la production totale de 7 % à 11 %.

À court terme, des investissements dans la production par cycle combiné sont envisagés en Ontario, en Colombie-Britannique, en Saskatchewan et à Terre-Neuve-et-Labrador. L'Ontario comptera sur des installations par cycle combiné alimentées au gaz pour l'aider à répondre à la demande après la mise hors service de centrales au charbon. En Colombie-Britannique, il appert que la production au moyen des turbines à vapeur de Burrard sera transformée en des installations par cycle combiné ou remplacée par de telles installations. À Terre-Neuve, de nouvelles installations de production par cycle combiné alimentées au pétrole d'une capacité de 360 MW remplaceront, en 2012, les turbines à vapeur actuelles fonctionnant au pétrole.

En général, la production d'électricité au moyen de turbines à vapeur alimentées au gaz naturel diminue alors que des installations plus efficaces par cycle combiné remplacent les anciennes centrales, sauf en Ontario où certaines centrales au charbon passent au gaz naturel.

Nombre de ces projets sont éloignés des consommateurs et nécessiteront des investissements majeurs en vue du transport de l'électricité produite.

Centrales nucléaires

Au cours de la période du scénario de référence, la capacité nucléaire totale augmente de 2 650 MW (20 %). Le nucléaire prend de l'expansion en Ontario, avec la remise en service de deux réacteurs de 825 MW à Bruce A en 2009 et 2010, puis avec la construction d'un réacteur CANDU avancé (RCA) de 1 000 MW en 2015 afin de remplacer des centrales au charbon mises au rancart. Il est supposé que

De l'électricité produite au moyen de turbines à combustion sera ajoutée dans les Territoires du Nord-Ouest à compter de 2015 dans le cadre du projet pipelinier de la vallée du Mackenzie.

En outre, la cogénération est incluse dans la production totale des turbines à combustion. Des centrales de cogénération seront ajoutées en Alberta, en Ontario et au Québec. Il est à remarquer que des installations de cogénération d'une capacité de 1 500 MW, alimentées au gaz naturel et au bitume, sont aménagées en Alberta dans le contexte du nombre croissant de projets de sables bitumineux et d'extraction de bitume in situ. Au Québec, Bécancour est la seule centrale au gaz ajoutée.

Centrales alimentées au charbon

La capacité totale de production des centrales au charbon devrait, selon le scénario de référence, diminuer de 36 % ou 6 300 MW. Par conséquent, la quote-part du charbon dans le contexte de la production totale passera de 14 % en 2005 à 8 % en 2015. La production en tant que telle des centrales alimentées au charbon diminuera de 27 %. C'est en Ontario que les changements à ce chapitre seront les plus visibles alors que la production d'électricité à partir du charbon régressera de 87 % ou 6 600 MW. Pendant la période du scénario de référence, de nouvelles centrales classiques au charbon seront construites en Alberta et en Nouvelle-Écosse.

Au moment de la rédaction du rapport, SaskPower (société d'État et principal fournisseur d'électricité en Saskatchewan) travaillait à un projet novateur d'épuration du charbon qui devrait mener à la construction d'une centrale de 300 MW permettant de capturer jusqu'à 90 % des émissions de CO₂. La présente analyse suppose que cette centrale entrera en service en 2012. L'expérience ainsi acquise permettra de greffer des systèmes de CCS aux centrales au charbon construites après 2018, même si, pour des raisons d'ordre économique, cette technologie n'est employée à grande échelle que dans le scénario prospectif Triple-E.

Centrales alimentées au pétrole

Les centrales alimentées au pétrole produisent de l'électricité pendant les périodes de pointe de la demande ou encore dans des régions où il n'existe pas d'autres installations de production alimentées au moyen de combustibles fossiles, comme au Yukon, au Nunavut et dans les Territoires du Nord-Ouest. Le scénario de référence montre que la quote-part de la production des centrales au pétrole diminue alors que des installations de production par cycle combiné alimentées au gaz naturel en remplacent d'anciennes dotées de turbines à vapeur.

Prix de l'électricité en fonction du marché

À part quelques exceptions, les prix que les Canadiens paient pour l'électricité sont établis selon des tarifs réglementés qui sont approuvés par les régies provinciales des services publics. Ces tarifs ont tendance à dépendre des coûts historiques pour l'aménagement des centrales (actifs patrimoniaux) et sont donc inférieurs aux coûts de remplacement ou marginaux. Compte tenu de la prépondérance de ressources hydroélectriques patrimoniales à faible coût, les Canadiens peuvent profiter de prix de l'électricité parmi les plus faibles de tous les pays développés. Par contre, l'électricité vendue à d'autres provinces ou sur la scène internationale l'est aux prix du marché, supérieurs aux prix provinciaux réglementés.

Des prix réglementés se justifient selon la structure du marché provincial, où la concurrence est limitée (dans nombre de provinces, la production d'électricité est dominée par des sociétés d'État) et où aussi stabilité et prix raisonnables sont souhaités. Certaines provinces ont favorisé l'aménagement d'installations et le recours à l'électricité à faible coût en guise de stratégie de développement économique afin d'attirer des industries qui en consomment d'énormes quantités.

Les défenseurs des prix en fonction du marché soutiennent que consommateurs et producteurs ont besoin de signaux clairs pour favoriser une production efficace. Par exemple, l'anticipation de pénuries de l'offre ferait augmenter les prix, ce qui encouragerait la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement et donnerait le signal qu'il est temps de réduire la consommation. Actuellement, c'est en Alberta et en Ontario que la situation a le plus évolué en vue de l'adoption des prix du marché pour l'électricité destinée aux consommateurs.

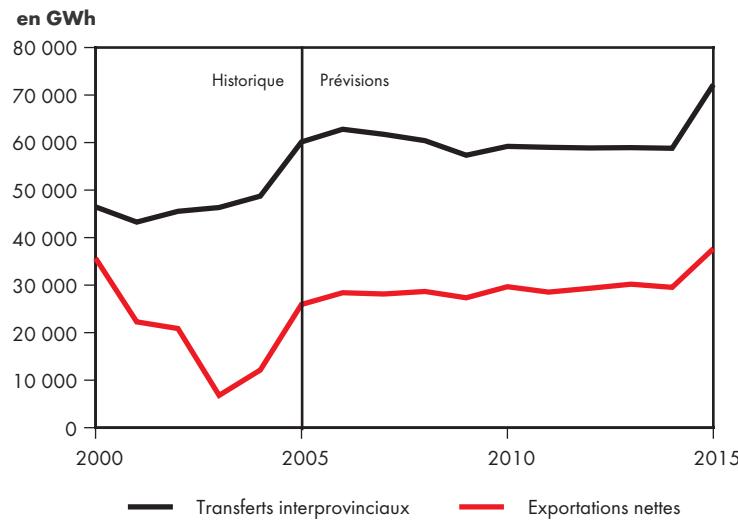
Technologies émergentes

L'expression « technologies émergentes » désigne toutes les sources de production de remplacement, c'est-à-dire autres que classiques (charbon, hydroélectricité avec stockage, gaz naturel, pétrole ou nucléaire). La quote-part de la production non classique en place demeure faible comparativement aux sources classiques, davantage centralisées, mais des changements en profondeur sont prévus. L'éolien connaît une croissance exceptionnelle avec une capacité totale projetée passant de 495 MW en 2005 à 11 400 MW d'ici 2015. Pendant la période étudiée, c'est principalement au Québec (4 365 MW), en Ontario (2 852 MW) et en Alberta (1 140 MW) que l'éolien progresse. La production éolienne augmente tout aussi rapidement et passe de 945 GWh en 2005 à 29 605 GWh en 2015.

D'autres technologies de production d'électricité, comme la biomasse, les gaz d'enfouissement, la récupération de chaleur ainsi que l'énergie solaire et marémotrice, connaissent une croissance de 50 % pour atteindre 812 MW. C'est surtout la biomasse qui contribue à cette production.

FIGURE 3.21

Transferts interprovinciaux et exportations nettes – Scénario de référence



Exportations, importations et transferts interprovinciaux

Comparativement à celles de 2006, les exportations canadiennes nettes augmentent de 32 % et atteignent 37 600 GWh en 2015, en grande partie en raison de l'entrée en service du projet d'aménagement hydroélectrique sur le cours inférieur du fleuve Churchill au Labrador (figure 3.21). Cette situation mène en outre à une hausse des transferts interprovinciaux puisque l'électricité ainsi produite doit transiter par le Québec avant de pouvoir être exportée.

Charbon

Ressources et réserves canadiennes

Les ressources houillères comprennent les dépôts présents dans des veines de charbon, en tenant compte de paramètres précis quant à leur épaisseur, de la possibilité d'exploitation sur le plan technique, et du degré d'utilisation probable par la suite. C'est dans l'Ouest canadien que se trouvent 98 % des ressources charbonnières au pays, dont plus de la moitié sous forme de gisements subbitumineux en Alberta (45 %) et de lignite en Saskatchewan (14 %). Pour la tranche restante d'environ 41 %, les réserves de charbon dans l'Ouest prennent la forme de ressources bitumineuses et d'anthracite.

Offre et demande

La demande mondiale pour le charbon sous toutes ses formes semble avoir commencé à ralentir en 2005. Toutefois, celle de charbon thermique continue d'être robuste, surtout dans les pays en développement qui s'en servent pour produire de la chaleur et de l'électricité. La demande intérieure estimative de charbon au Canada en 2005 semble être légèrement supérieure à la moyenne des dix années précédentes. Cette même année, la production d'électricité au Canada a mené à la consommation d'environ 51 Mt de charbon, soit 34 Mt produites au pays et 17 Mt importées. Les aciéries, cimenteries et autres industries canadiennes ont consommé autour de 4 Mt de charbon. Le Canada a produit quelque 68 Mt de charbon en 2005, ce qui est légèrement plus que la production moyenne de 62 Mt des dix années précédentes. Il en a exporté 28,2 Mt, un recul par rapport aux 34 Mt du milieu des années 1990.

Tant au pays qu'à l'étranger, il ne semble pas exister d'importantes contraintes au niveau des ressources pour la production de charbon. La production projetée de charbon au Canada devrait diminuer d'environ 4 % d'ici 2015. Cette régression est principalement le résultat d'une demande moindre au pays en vue de la production d'électricité, secteur qui compte pour 80 % de la consommation intérieure en 2015. La production de charbon métallurgique devrait augmenter de 13 % entre 2005 et 2015, alors qu'il est prévu que la consommation par les utilisateurs finals et les exportations nettes augmenteront respectivement de 16 % et de 59 %. Dans l'ensemble, la production canadienne diminue et s'établit à 60 Mt en 2015, tandis qu'elle était de 68 Mt en 2005. Elle est touchée par les choix effectués en matière de production d'électricité et par la concurrence faite au charbon canadien sur les marchés internationaux.

Entre 2005 et 2015, la réduction de la capacité de production des centrales au charbon en Ontario mène à une diminution de la demande intérieure, qui passe de 55 Mt à 39 Mt pendant cette période, alors que les exportations canadiennes nettes de charbon devraient augmenter de 65 %. Cet accroissement sera surtout attribuable aux exportations de charbon métallurgique utilisé dans les fonderies et les aciéries.

En 2005, le Canada a exporté du charbon d'une valeur approximative de 2 milliards de dollars dans 21 pays sur 5 continents. La demande mondiale de charbon thermique continue d'être robuste, surtout dans les pays en développement qui s'en servent pour produire de la chaleur et de l'électricité.

Émissions de gaz à effet de serre

De par leur gravité accrue ces dernières années, les préoccupations au sujet des changements climatiques ont mené les gouvernements à adopter des politiques visant la gestion des émissions. En outre, des travaux de recherche et développement sont en cours afin de produire du matériel plus efficace sur le plan énergétique et dans le but d'en arriver à d'autres solutions technologiques, comme la CCS, de manière à réduire les émissions de GES. Au Canada, bon nombre de ces programmes, politiques et technologies en sont encore à l'étape de l'élaboration; ils ne sont donc pas inclus dans le scénario de référence, ni en Maintien des tendances. Néanmoins, les profondes conséquences que ces programmes auront sur les futures tendances en matière d'offre et de demande d'énergie sont explorées dans le scénario Triple-E.

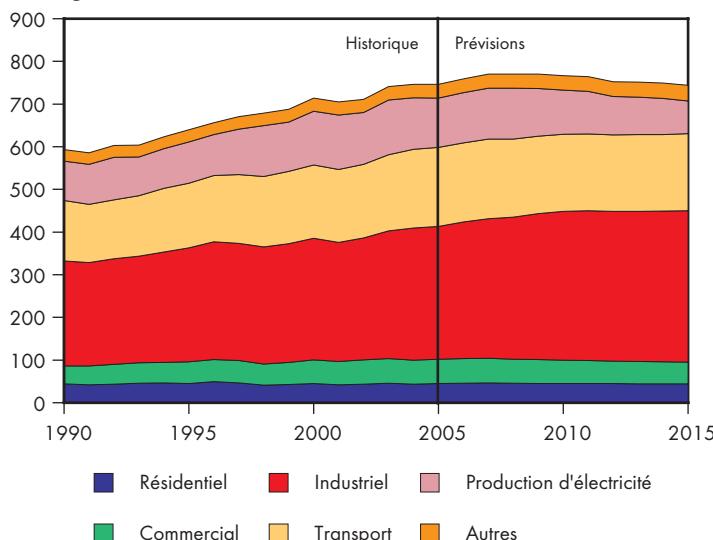
Les émissions de GES sont fonction de la croissance démographique et économique ainsi que des décisions prises à l'égard de la demande d'énergie. Dans le scénario de référence, la croissance démographique et économique mène à des hausses de la demande d'énergie. De plus, des combustibles grands producteurs de GES comme les produits pétroliers raffinés continuent de jouer un rôle dominant pour répondre aux besoins croissants d'énergie au Canada. Il résulte de cette

FIGURE 3.22

Émissions canadiennes totales de GES selon le secteur –

Scénario de référence

en mégatonnes



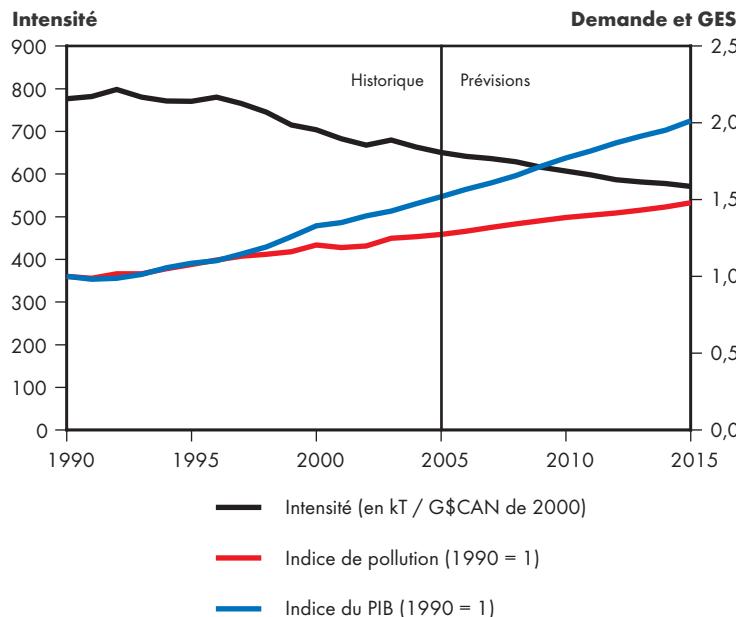
fait d'une régression) en raison de la mise au rancart de centrales alimentées au charbon.

Quotes-parts et taux de croissance des gaz à effet de serre varient selon la province. Les trois principaux émetteurs de GES sont l'Alberta, l'Ontario et le Québec. En 1990, l'Alberta produisait 28 % des émissions de GES au Canada. Elle en produit 35 % en 2015. La part de l'Ontario recule et passe de 30 % en 1990 à 26 % en 2015, au même titre que celle du Québec, qui passe de 15 % à 13 % pendant cette même période.

FIGURE 3.23

Intensité totale des GES au Canada –

Scénario de référence



situation un accroissement des émissions de GES. Les émissions totales de GES selon le scénario de référence croissent à un rythme annuel de 1,5 % entre 2004 et 2015, ce qui se rapproche du taux de croissance historique de 1,7 % de 1990 à 2004. C'est le secteur industriel qui connaît le taux de croissance des émissions de GES le plus rapide (figure 3.22). En grande partie, cette croissance peut être attribuée à l'intensification des activités d'extraction et de valorisation des sables bitumineux. Le secteur de la production d'électricité connaît la croissance des émissions de GES la plus faible (il s'agit en

Dans l'ensemble, les niveaux des émissions de GES au Canada augmentent selon le scénario de référence, mais leur intensité, mesurée en mégatonnes d'émissions de GES par unité de PIB, diminue (figure 3.23). Cela porte à croire que moins de GES sont émis pour la même quantité de biens et de services. Cette situation rend compte d'améliorations au chapitre de l'efficacité énergétique et d'un passage à des combustibles moins grands producteurs de GES (p. ex., la mise au rancart des centrales au charbon en Ontario). Pendant la période visée par le scénario de

référence, le degré d'intensité des GES diminue de 1,4 % par année, ce qui est un peu plus que le taux historique de 1,1 %. Cette diminution plus marquée est attribuable à l'élan donné par les technologies propres et les améliorations de l'efficacité.

Enjeux du scénario de référence et implications

- Malgré des prix de l'énergie plus élevés que pendant les années 1990, une robuste croissance de la demande est prévue. Cette situation est le résultat d'un fort rendement économique et de la hausse du revenu disponible des particuliers. En outre, tout changement important à la demande énergétique est limité par les dispositifs de consommation d'énergie qui sont en place.
- Au cours des dix années à venir, les Canadiens seront témoins de l'incidence de décisions prises en matière d'offre d'énergie ainsi que de réalités comme celles qui suivent.
 - Les travaux de mise en valeur des sables bitumineux prennent rapidement de l'ampleur. Il faudra modifier la configuration des raffineries afin de pouvoir transformer les mélanges de bitume et de pétrole brut synthétique produits à partir des sables bitumineux. Ces changements auront également des conséquences sur les infrastructures pipelinaires.
 - Le Canada dispose encore d'importantes ressources gazières. Cependant, en raison des longs délais avant de pouvoir avoir accès aux ressources des régions pionnières, le pays continuera de s'en remettre en grande partie aux régions productrices de l'Ouest canadien.
 - Le charbon ne sera plus utilisé en Ontario et la capacité nucléaire sera en grande partie restaurée. Des technologies émergentes, en particulier l'éolien, commenceront à avoir une influence appréciable sur la composition de la production partout au Canada. En outre, des décisions seront prises à l'égard d'importants aménagements hydroélectriques à Terre-Neuve-et-Labrador, au Québec, au Manitoba et en Colombie-Britannique, ce qui signifiera des ajouts substantiels et sans précédent aux réseaux de transport.
- La modification du paysage énergétique pendant la période visée par le scénario de référence a des répercussions sur les consommateurs, les producteurs, les gouvernements et les organismes de réglementation. Tous les participants devront faire preuve de bonne volonté et d'égards en vue d'une mise en valeur efficace des ressources.
- Les risques et incertitudes clés dans le contexte des perspectives du scénario de référence comprennent ce qui suit.
 - Il est supposé qu'un autre gisement de 80 Mm³ (500 Mb) est découvert à l'intérieur de certains périmètres de la côte Est qui étaient jusque-là demeurés relativement inexplorés, peut-être dans la région de la passe Flamande ou de la plate-forme néo-écossaise en eaux profondes, et qu'il entrera en production en 2015. Même si le potentiel de ces régions semble être considérable, la découverte d'un tel gisement et le moment où elle survient sont assez hypothétiques et dépendent en grande partie de la disponibilité d'appareils de forage appropriés.
 - Un pipeline d'accès au gaz du delta du Mackenzie devrait entrer en exploitation vers la fin de la période, mais un tel gazoduc est sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises et de la prise d'une décision commerciale d'aller de l'avant.

-
- Il est tenu compte des programmes énergétiques et environnementaux actuellement en place dans les projections de l'offre et de la demande d'énergie, notamment, en Alberta, de la loi intitulée *Climate Change and Emissions Management Amendment Act* entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2007 et qui exige des grandes installations industrielles existantes de réduire de 12 % l'intensité de leurs émissions de GES. Cependant, les programmes ou plans annoncés pour l'élaboration de politiques, comme le plan du gouvernement fédéral visant l'adoption de cibles pour les émissions industrielles de GES d'ici 2010, ne sont pas inclus dans le scénario de référence⁴⁵. L'adoption de ces programmes pourrait avoir des implications sur le marché de l'énergie du Canada et sur les perspectives propres au scénario de référence.
 - Les ajouts de production tiennent compte des plus récents renseignements disponibles au moment de l'analyse. En Saskatchewan, la décision de ne pas aller de l'avant avec le projet de charbon épuré forcera la province à se tourner vers une autre source de production supplémentaire, comme les centrales au gaz naturel. En Alberta, si le feu vert est donné au projet d'énergie nucléaire, cette énergie remplacera d'autres formes classiques de production au charbon dans la province, soit la cogénération au gaz naturel ou les centrales au charbon.

45 Il est tenu compte de ces programmes dans le scénario prospectif Triple-E et ils seront intégrés aux futurs scénarios de référence au fur et à mesure que leurs détails seront rendus publics.



Maintien des tendances

Le Maintien des tendances signifie que les tendances de fond, apparentes au début de la période visée, sont maintenues. Ici, les changements ne sont pas la norme, et le scénario de référence est simplement prolongé à long terme.

Aperçu du scénario (2005-2030)

Grandes influences à l'échelle de la planète

D'entrée de jeu, en Maintien des tendances, les prix élevés de l'énergie favorisent les investissements dans les sources d'approvisionnement et les infrastructures énergétiques partout dans le monde. Une offre plus grande a un effet modérateur sur les prix. Ceux-ci ne retournent pas aux faibles niveaux des années 1990 du fait de coûts plus élevés pour l'exploration et la production d'une énergie non classique et d'une demande d'énergie toujours croissante sur la scène mondiale.

Pendant la période visée par le scénario prospectif, les événements d'importance à survenir sont nombreux, mais rien de capital au point de modifier de façon significative la voie tracée en 2005. Le monde continue de consommer des quantités d'énergie de plus en plus énormes, dont la plus grande partie est à base de combustibles fossiles. Le lien entre croissance économique et consommation d'énergie est toujours étroit, mais s'atténue néanmoins en raison d'une tendance qui se maintient au chapitre des améliorations de l'efficacité énergétique.

Il continue d'y avoir déséquilibre de répartition entre production et consommation d'énergie. L'offre d'énergie se concentre dans quelques pays et les régions à forte consommation demeurent dépendantes de telles sources d'approvisionnement. Malgré tout, en général, les marchés sont fiables et concurrentiels. Vendeurs et acheteurs reconnaissent les avantages économiques d'un marché élargi. Cependant, des incidents de nature géopolitique excitent toujours le marché de l'énergie.

T A B L E A U 4 . 1**Variables macroéconomiques clés – Maintien des tendances 2004-2030**

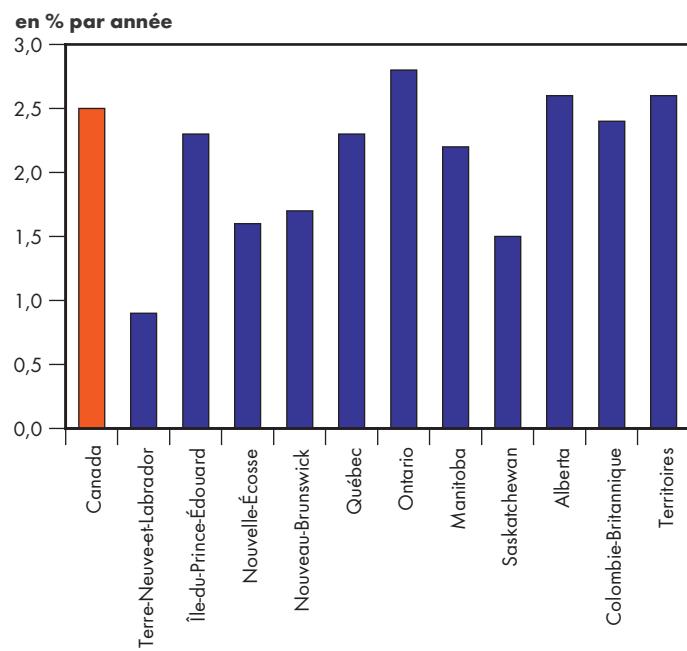
	1990-2004	2004-2030
Population	1,0	0,7
Main-d'œuvre	1,3	0,8
Productivité	1,4	1,5
Produit intérieur brut	2,8	2,5
Biens	2,5	2,7
Services	3,0	2,4
Revenu disponible des particuliers	3,6	4,2
Taux de change (en \$US/\$CAN) – moyenne	74,0	101,0
Taux d'inflation (en %) – moyenne	2,3	1,7

(Taux de croissance annuelle moyen [en % par année], à moins d'indication contraire.)

environnementaux, sociaux et économiques sont peu nombreuses. Le recul des émissions atmosphériques est en grande partie le résultat d'améliorations à l'égard de la rotation des stocks et de l'efficacité énergétique ne portant pas ombrage au commerce.

Conséquences au Canada

Dans cette perspective, les grandes influences à l'échelle de la planète ont des conséquences au Canada. Ainsi, en Maintien des tendances, la croissance de la demande canadienne continue d'être forte et les perspectives sont bonnes en matière de production d'énergie.

F I G U R E 4 . 1**Taux de croissance réels du PIB – Maintien des tendances 2004-2030****Perspectives macroéconomiques**

En Maintien des tendances, la croissance démographique ralentit pour s'établir à 0,7 % par année (tableau 4.1). De pair avec le départ à la retraite des baby-boomers, cette situation occasionne une progression plus lente de la main-d'œuvre. Pendant la période à l'étude, la progression en question se situe en moyenne à 0,8 % par année. La productivité mesurée en termes de production par employé augmente de 1,5 % par année au cours des 25 prochaines années. Réunis, ces deux facteurs sont à l'origine d'une hausse moyenne du PIB canadien de 2,5 % par année (figure 4.1). Ce pourcentage est quelque peu inférieur à la croissance historique

du fait que l'accroissement de la productivité ne permet pas tout à fait de faire contrepoids au ralentissement de la progression de la main-d'œuvre. Pour atteindre un taux de croissance économique plus élevé ou pour simplement maintenir les taux actuels, il faudrait des améliorations beaucoup plus fortes de la productivité ou un accroissement de l'immigration.

La structure de l'économie canadienne demeure assez stable. Jusqu'en 2030, le secteur des biens continue de représenter un tiers du PIB, le reste revenant aux services.

La répartition de la croissance économique entre les différentes régions au Canada ne varie pas elle non plus, alors que l'Ontario, l'Alberta, la Colombie-Britannique et les territoires en sont les principaux moteurs.

Prix de l'énergie

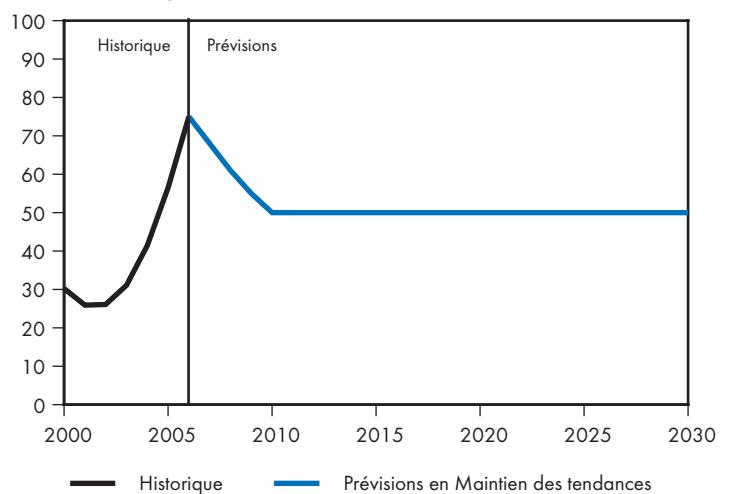
Prix du pétrole brut

Les prix élevés récemment atteints par le pétrole brut invitent les consommateurs à réduire leur demande d'énergie et sont à l'origine d'une offre supplémentaire, ce qui a un effet modérateur sur ces mêmes prix. Le scénario de référence suppose que les prix du pétrole brut régresseront et se stabiliseront autour de 50 \$US/baril jusqu'à la fin de la période à l'étude. Le Maintien des tendances fait sienne cette hypothèse et ce, jusqu'en 2030 (figure 4.2).

FIGURE 4.2

Prix du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing, en Oklahoma – Maintien des tendances

en \$US de 2005/baril



Prix du gaz naturel

En Maintien des tendances, le rapport historique entre les prix du pétrole et du gaz naturel est maintenu. Par conséquent, pendant la plus grande partie de la période visée, les prix du gaz naturel se situent à 6,65 \$US/GJ (7,00 \$US/MBTU) (figure 4.3).

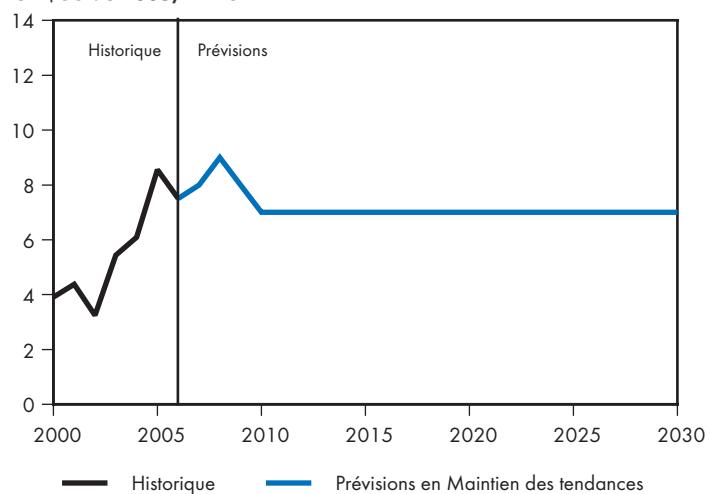
Prix de l'électricité

Pour le Maintien des tendances, les prix continuent de monter compte tenu du besoin de nouveaux

FIGURE 4.3

Prix du gaz naturel au carrefour Henry, en Louisiane – Maintien des tendances

en \$US de 2005/MBTU



actifs afin de répondre aux exigences découlant de la croissance (p. ex., centrales alimentées au gaz, hydroélectricité, éolien et biomasse) ainsi que de la nécessité de remplacer des installations vieillissantes (p. ex., centrales nucléaires en Ontario)⁴⁶.

Prix du charbon

Après avoir profité de la hausse des prix du pétrole et du gaz ces dernières années, les prix du charbon devraient graduellement régresser à court terme en raison des pressions concurrentielles ainsi que des progrès continus de la productivité dans les secteurs de l'exploitation minière et du transport par rail. Cependant, comme les coûts grimpent pour la mise en valeur de nouvelles ressources, les prix augmentent petit à petit par la suite.

Demande d'énergie

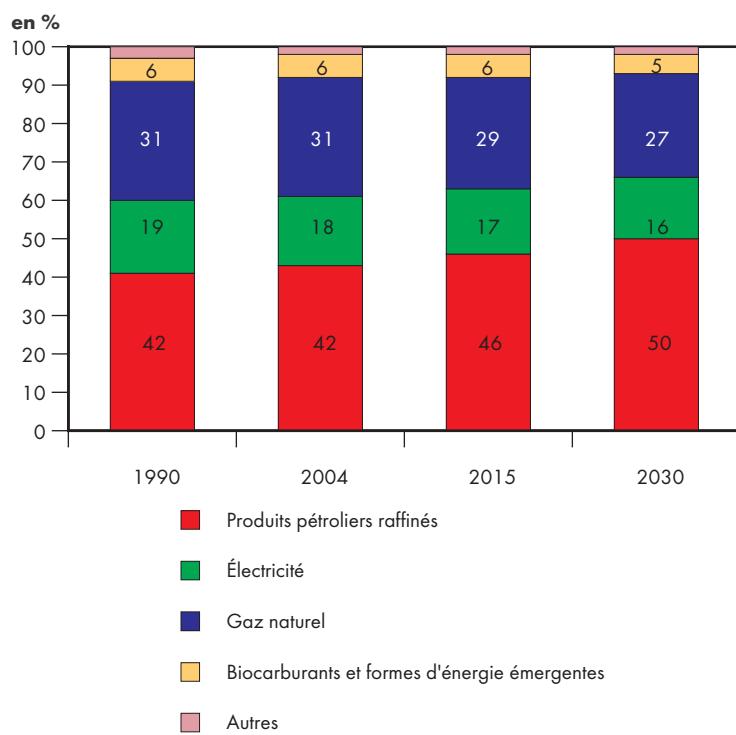
En Maintien des tendances, les hypothèses avancées dans le scénario de référence s'appliquent jusqu'en 2030.

Tendances de la demande totale d'énergie secondaire

Selon le Maintien des tendances, la demande totale d'énergie secondaire au Canada croît suivant un rythme de 1,0 % par année pendant la période de 2015 à 2030 (figure 4.4). La croissance moins rapide de la demande par rapport au scénario de référence est surtout attribuable à un ralentissement de la croissance économique au cours des dernières années de la période visée en Maintien des tendances. Les améliorations au chapitre de l'intensité énergétique pour l'ensemble du pays sont de 1,1 % par année pendant toute la période à l'étude.

FIGURE 4.4

Demande canadienne totale d'énergie secondaire selon le combustible – Maintien des tendances



En 2030, les trois principaux consommateurs d'énergie sont l'Ontario, l'Alberta et le Québec. L'Ontario compte pour 31 % de la demande totale d'énergie secondaire au Canada, l'Alberta pour 30 % et le Québec pour 18 %. Les hypothèses relatives à la population provinciale, au revenu disponible des particuliers et à l'économie, telles

46 Les prix selon les régions sont présentés à l'annexe 5.

qu'elles sont décrites dans la section sur les perspectives macroéconomiques de ce chapitre, ont toutes une influence sur la demande d'énergie des provinces. Les taux de croissance de la demande totale d'énergie secondaire varient selon la province. L'Alberta, l'Ontario et les territoires présentent des taux plus élevés que la moyenne canadienne.

Poursuivant sur la lancée établie dans le cadre du scénario de référence, parmi l'ensemble des combustibles utilisés, la quote-part du pétrole continue de s'accroître (figure 4.4). Cette hausse est surtout attribuable à l'intensification rapide des activités dans les sables bitumineux de l'Ouest canadien, où des sous-produits du pétrole constituent une source de combustible sur place. La demande de gaz naturel et d'électricité continue elle aussi de croître pendant la période à l'étude, mais à un rythme différent que pour le pétrole. Par ailleurs, la hausse des prix de l'électricité a un effet quelque peu modérateur sur la croissance de sa demande. De la même façon, la valeur absolue de la demande d'énergie provenant de biocarburants et de sources émergentes augmente, mais sa quote-part régresse et passe de 6 % en 2004 à 5 % en 2030.

Demande d'énergie secondaire dans le secteur résidentiel

La demande d'énergie secondaire dans le secteur résidentiel au Canada croîtra de 1,0 % par année pendant la période de 2004 à 2030 (figure 4.6). La hausse du revenu disponible des particuliers favorise le

FIGURE 4.5

Intensité de la demande canadienne totale d'énergie secondaire – Maintien des tendances

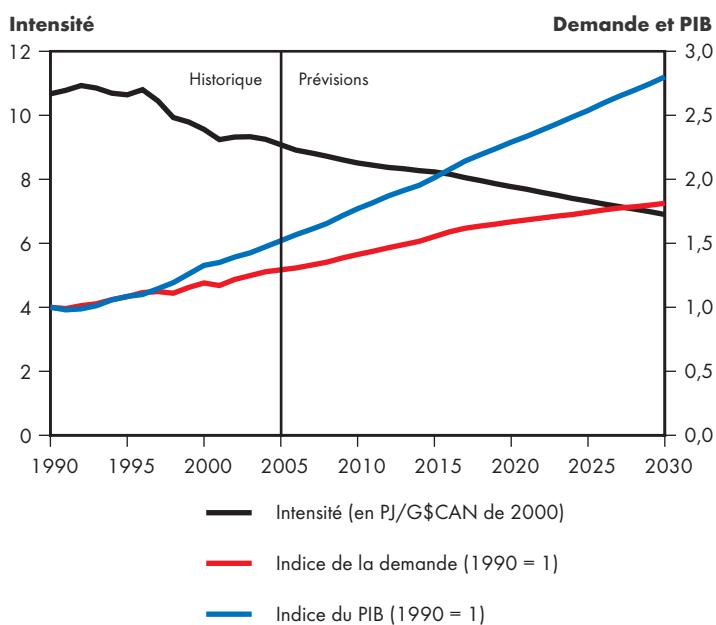
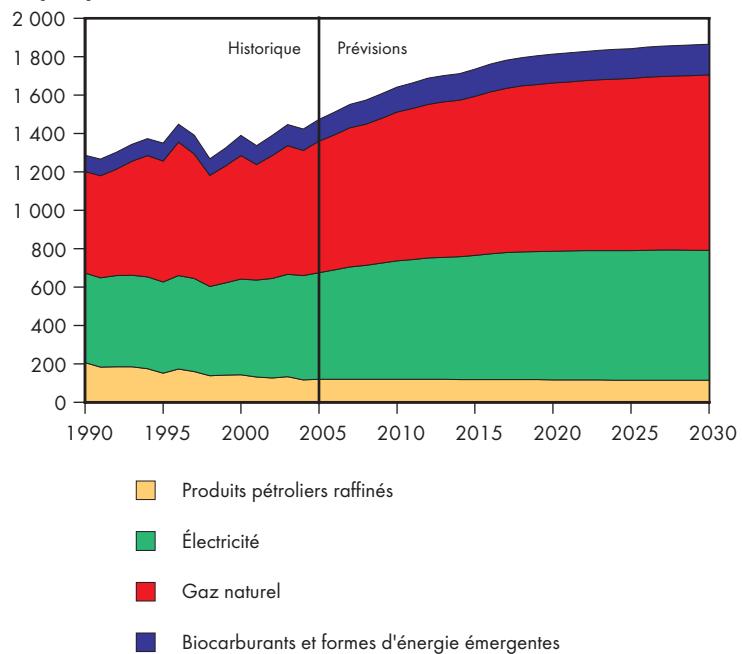


FIGURE 4.6

Demande canadienne résidentielle d'énergie secondaire selon le combustible – Maintien des tendances

en pétaJoules



Programmes de gestion de la demande

Les programmes de gestion de la demande comprennent ceux de gestion de la consommation (GC), plus spécifiquement de conservation d'énergie et d'efficacité énergétique, et ceux de réaction de la demande. La GC se rapporte à une réduction soutenable de la charge à long terme. Les notions de GC existent depuis des dizaines d'années. Généralement, les programmes antérieurs étaient peu axés sur la technologie. Il s'agissait plutôt, par exemple, de baisser le thermostat, et des campagnes d'information financées par l'État visaient à convaincre le public de leur bien fondé. Les nouvelles technologies, surtout dans les domaines de l'automatisation et des commandes, sont déjà déterminantes en ce qui concerne les possibilités de futurs programmes de GC. Nombreuses sont les maisons neuves « intelligentes » qui permettent la gestion par ordinateur des systèmes d'éclairage, de sécurité, de chauffage et de refroidissement ainsi que des gros appareils électroménagers. Il est possible d'optimiser l'énergie utilisée en fonction des besoins. Une simple barre d'alimentation de 120 V permet désormais, dans les résidences, d'interrompre automatiquement toutes les charges inactives depuis plus d'une heure.

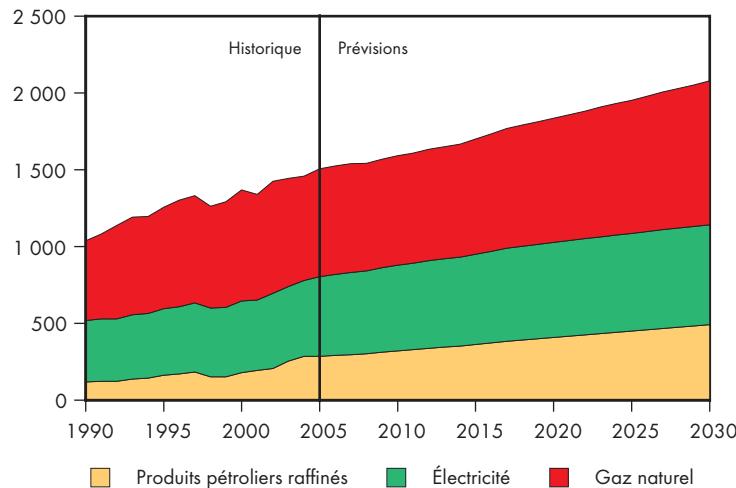
La réaction de la demande, connue aussi sous les noms de délestage des charges ou de déplacement de la charge, est souhaitable dans un marché où l'offre est restreinte, alors qu'une réduction occasionnelle de la charge est préférable à l'ajout de nouvelles sources de production. Des programmes en ce sens sont mis à la disposition des gros consommateurs d'électricité, normalement dans le secteur industriel, lesquels ont ainsi la possibilité de temporairement utiliser moins d'électricité. Ces programmes offrent aux clients des encouragements financiers pour retourner, sur le réseau, de l'électricité déjà engagée. En raison de la relative inélasticité du marché de l'électricité, les coûts de charge pendant les périodes de pointe peuvent être jusqu'à dix fois plus élevés que les prix de base. La diminution des charges pendant ces périodes augmente la fiabilité du réseau et l'efficacité du marché.

maintien des tendances en matière de biens de consommation et de services. L'efficacité énergétique ne peut tout simplement pas contrer l'effet revenu. Toutefois, pendant la dernière tranche du scénario prospectif de Maintien des tendances, la demande d'énergie ralentit à 0,5 % par année en raison de la décélération de la croissance démographique et d'une plus faible augmentation des revenus. Les

quotes-parts des combustibles varient selon la province et suivent les mêmes orientations que dans le scénario de référence.

FIGURE 4.7

Demande canadienne commerciale d'énergie secondaire selon le combustible – Maintien des tendances en pétaJoules



Demande d'énergie secondaire dans le secteur commercial

La demande d'énergie secondaire dans le secteur commercial au Canada croîtra à un taux moyen de 1,4 % par année pendant toute la période de 2004 à 2030 (figure 4.7). La population constitue un des principaux moteurs de croissance dans le secteur des services, lequel est déterminant pour ce qui est de la demande commerciale

d'énergie. L'hypothèse d'une population en décélération mène à des attentes de croissance inférieures dans le secteur des services. Cette hypothèse, alliée à la hausse des prix de l'électricité et aux retards

accumulés en matière d'efficacité énergétique dans les immeubles commerciaux (surtout par rapport aux systèmes d'éclairage et à la remise en service), fait que le rythme de progression est inférieur au taux de croissance historique de la demande énergétique.

Les quotes-parts des différents combustibles dans le contexte de la demande au Canada pendant les années 2004 à 2030 montrent un certain degré de commutation à la faveur du pétrole et au détriment du gaz naturel et de l'électricité, même si des problèmes de répartition des données du secteur commercial pourraient être à l'origine de distorsion.

Demande d'énergie secondaire dans le secteur industriel

La croissance de l'économie dans le secteur de la production des biens et un profil favorable à l'égard de la production de sables bitumineux motivent une croissance de la demande d'énergie secondaire dans le secteur industriel au Canada de 1,1 % par année pendant la période de 2004 à 2030. Tel qu'il est illustré à la figure 4.8, la progression de la demande d'énergie est plus lente vers la fin de la période visée par le scénario prospectif. Cela est attribuable à un ralentissement de la croissance économique et à une modération des activités touchant les sables bitumineux.

En 2030, les provinces qui consomment le plus d'énergie dans le secteur industriel sont l'Alberta, avec 43 % de la demande canadienne, l'Ontario avec 26 % et le Québec avec 16 %.

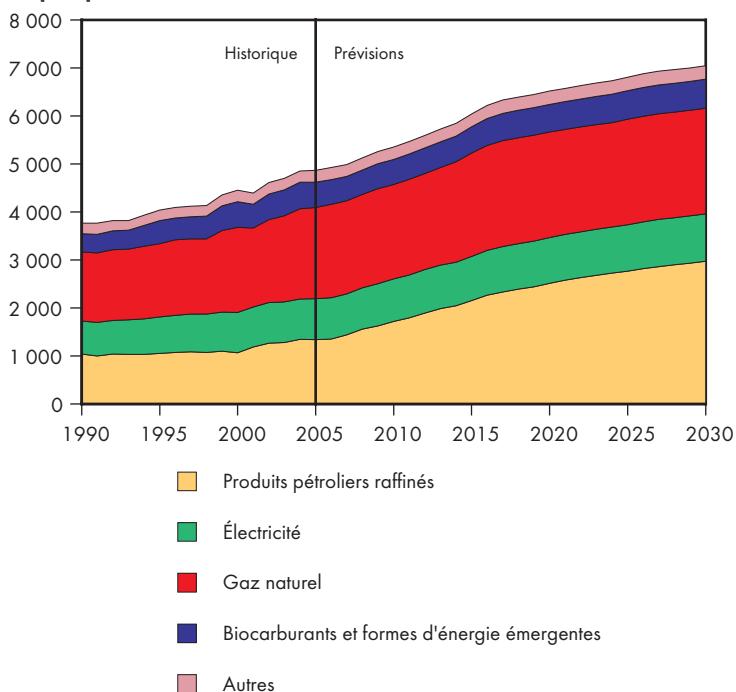
Demande d'énergie dans le secteur des transports

La demande d'énergie dans le secteur des transports au Canada progresse de 1,3 % par année entre 2004 et 2030, mais de 1,1 % par année pendant la période de 2015 à 2030 (figure 4.9). Les prix plus élevés des matières premières, des taux de croissance économique légèrement plus faibles et les améliorations en matière d'efficacité font que, plus tard, la demande d'énergie est moindre dans le secteur des transports. La part des énergies renouvelables augmente, et de presque nulle qu'elle était, elle passe à 1 % d'ici 2030 en raison des politiques attendues sur l'éthanol en Ontario et en Saskatchewan⁴⁷. La quote-part des véhicules de chantier demeure importante à 16 % pendant toute la

FIGURE 4.8

Demande canadienne industrielle d'énergie secondaire selon le combustible – Maintien des tendances

en pétajoules

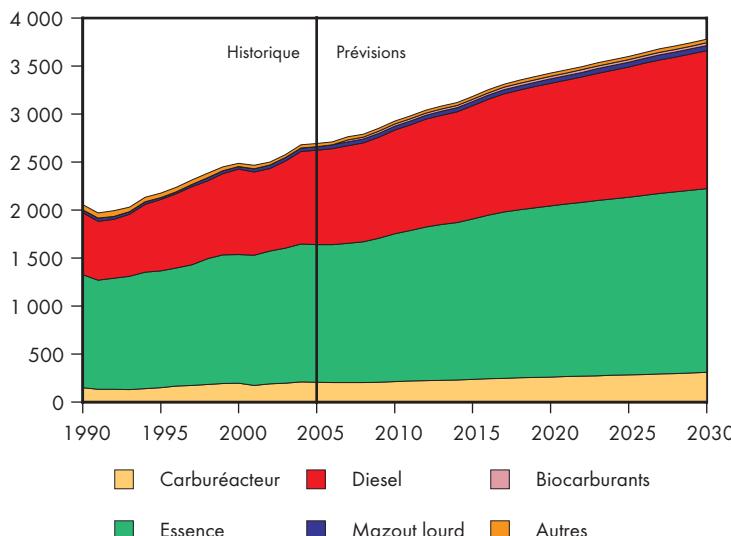


(Dans « Autres » sont compris le charbon, la coke, le gaz de cokerie, la vapeur et le naphte.)

47 En Ontario, l'hypothèse posée est celle que l'éthanol représentera 5 % du volume (3,4 % de l'énergie) par rapport à toute l'essence consommée dans la province en 2007. En Saskatchewan, l'hypothèse avancée veut que l'éthanol représente 7,5 % du volume (5,1 % de l'énergie) par rapport à toute l'essence consommée dans la province en 2007.

FIGURE 4.9

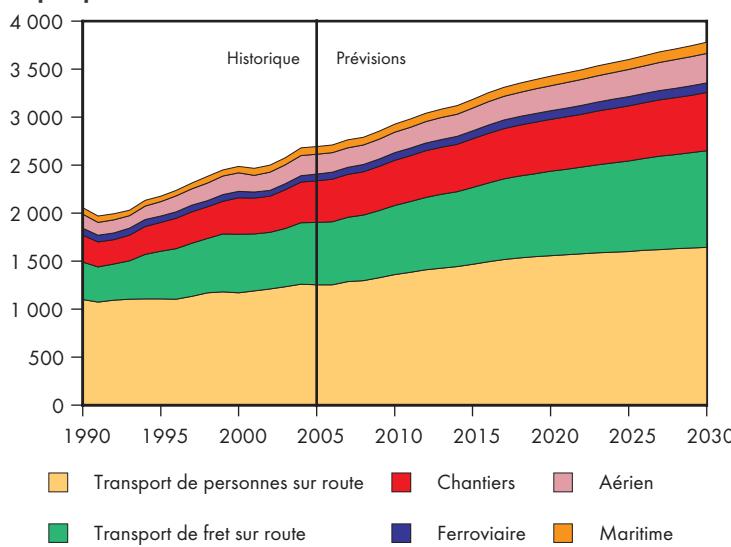
Demande canadienne d'énergie dans le secteur des transports selon le combustible – Maintien des tendances en pétajoules



(Dans « Autres » sont compris l'électricité, les GPL, les lubrifiants et le gaz naturel.)

FIGURE 4.10

Demande canadienne d'énergie dans le secteur des transports selon le mode – Maintien des tendances en pétajoules



année jusqu'en 2015, compte tenu d'une exploitation accrue des sables bitumineux à ciel ouvert et par récupération in situ, ainsi que de l'activité en mer sur la côte Est (figure 4.11). Par la suite, un déclin graduel, jusqu'à ce que la progression annuelle se limite à 0,7 %, mène à une production de 740 000 m³/j (4,66 Mb/j) en 2030. La production tirée des sables bitumineux joue un rôle toujours plus dominant et compte pour 90 % de la production pétrolière canadienne totale en 2030.

La période des prévisions compte tenu d'une activité robuste dans les sables bitumineux, l'agriculture et l'industrie de la construction.

Approvisionnement en pétrole

Pétrole brut et équivalents

L'extrapolation des tendances existantes, alliée à des prix du pétrole raisonnablement attrayants, fait en sorte qu'en Maintien des tendances, les déclins historiques se poursuivent pour ce qui est de la production de pétrole brut classique dans le BSOC et de la production extracôtière dans l'Est du Canada. Les niveaux de production des sables bitumineux continuent de s'accentuer.

Ressources en pétrole brut et en bitume

Les ressources en pétrole brut et en bitume au Canada sont les mêmes dans le scénario de référence et les trois scénarios prospectifs⁴⁸.

Production totale de pétrole au Canada

Selon le scénario prospectif de Maintien des tendances, la production progresse de quelque 2,0 % par

48 Ces ressources sont présentées en détail au chapitre 3 et à l'annexe 3.

Pétrole brut classique – BSOC

Des prix du pétrole raisonnablement attrayants permettent des ajouts importants aux réserves, en raison de nouvelles découvertes, de forages intercalaires et de techniques de récupération assistée, lesquels ajouts suffisent à peine à ne pas accentuer les tendances de déclin à long terme indiquées pour la production.

Pour le pétrole brut léger classique, la tendance d'un déclin de 5 % par année persiste à long terme et rend compte d'un bassin d'approvisionnement rendu à maturité.

L'Alberta et la Saskatchewan sont les principales sources de pétrole brut lourd classique, auxquelles se greffe un apport mineur de la Colombie-Britannique. Comme c'est le cas pour le pétrole léger, la tendance d'un déclin de 3,5 % par année persiste à long terme pour le pétrole lourd et rend elle aussi compte d'un bassin d'approvisionnement à maturité.

En Maintien des tendances, en 2030, la production de pétrole léger classique finit par s'établir à 23 700 m³/j (149 kb/j) tandis que celle de pétrole lourd classique a alors décliné jusqu'à 38 300 m³/j (241 kb/j) (figure 4.12).

Toujours en 2030, la production classique du BSOC ne compte plus que pour 37 % de ce qu'elle était en 2005. Les niveaux de production de condensat reculent pour leur part jusqu'à 9 500 m³/j (60 kb/j).

FIGURE 4.11

Production totale de pétrole au Canada – Maintien des tendances

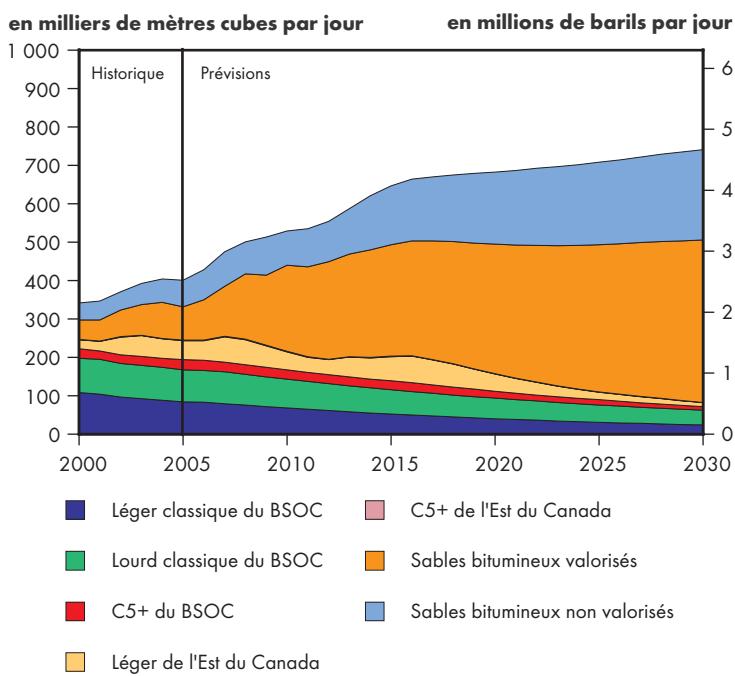


FIGURE 4.12

Production de pétrole classique dans le BSOC – Maintien des tendances

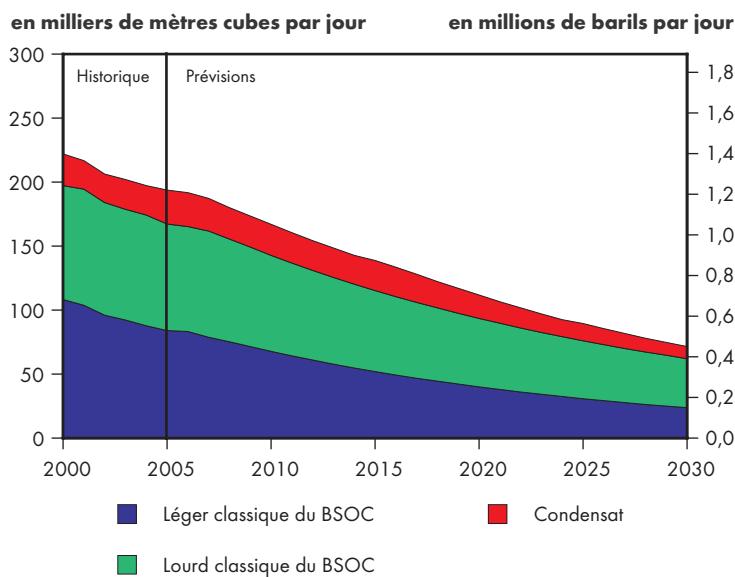
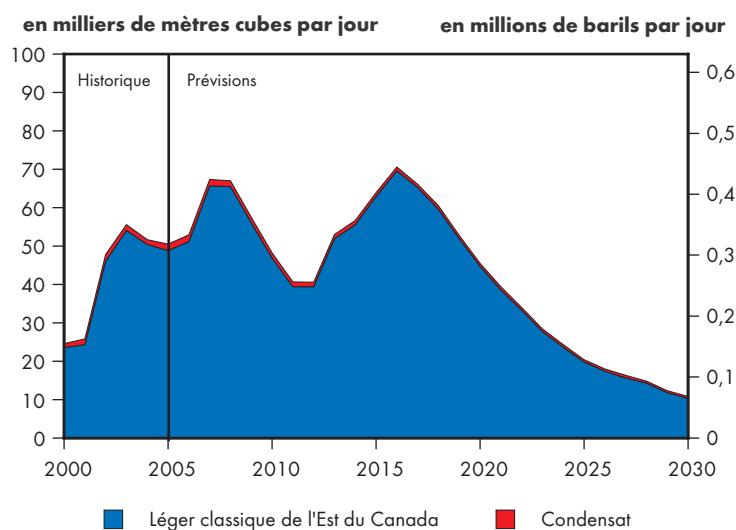


FIGURE 4.13

Production de brut léger dans l'Est du Canada – Maintien des tendances



Production de brut léger dans l'Est du Canada

Les projections de production pétrolière pour l'Est du Canada sont dominées par les gisements extracôtiers, la production prévue pour l'Ontario étant d'importance mineure.

Comme pour le scénario de référence, en Maintien des tendances, Hebron entre en production en 2013, les gisements satellites de moindre envergure dans le bassin Jeanne-d'Arc sont mis à contribution, et un gisement de 80 Mm³ (500 millions de barils), découvert dans des

régions de la côte Est qui étaient jusque-là demeurées relativement inexplorees, commence à être exploité en 2015 (figure 4.13). La production atteint un sommet de 69 600 m³/j (438 kb/j) en 2016; après quoi, elle commence à régresser rapidement pour s'établir à 10 300 m³/j (65 kb/j) en 2030.

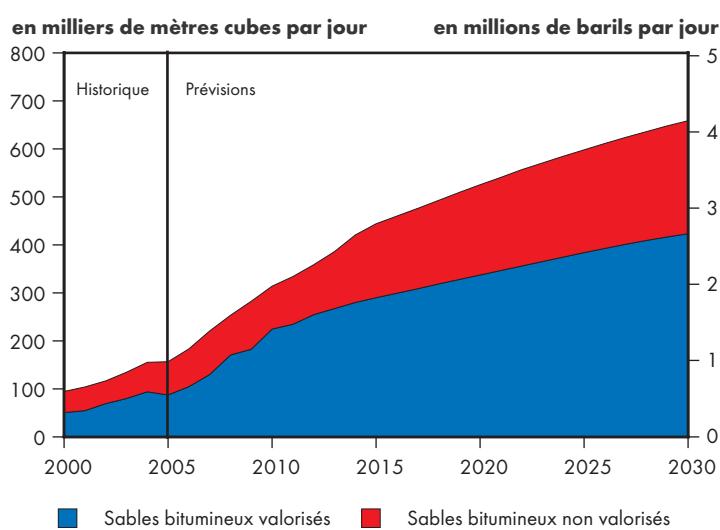
Offre de sables bitumineux

Dans le scénario prospectif de Maintien des tendances, les projections pour la production tirée des sables bitumineux constituent en définitive une extrapolation des tendances présentées dans le scénario de référence. L'hypothèse posée est que les pressions sur les coûts se font moindres avec le temps comparativement à la situation actuelle. La capacité supplémentaire ajoutée au fil des ans diminue compte tenu du fait que la croissance se rapproche de ses limites, conformément aux courbes de

progression types pour les ressources en hydrocarbures.

FIGURE 4.14

Production tirée des sables bitumineux au Canada – Maintien des tendances



Ces projections valent pour l'offre de sables bitumineux valorisés et non valorisés, qu'ils soient produits par extraction à ciel ouvert ou par récupération in situ, ou qu'ils proviennent de sources de bitume primaires (figure 4.14). Les niveaux de « production à froid », c'est-à-dire attribuables à des sources primaires, augmentent à un taux annuel de 1 % dans tous les scénarios.

Les gisements de sables bitumineux saskatchewanais devraient entrer en production en 2017 et atteindre un niveau de 10 100 m³/j (64 kb/j) d'ici 2030.

En Maintien des tendances, les hypothèses relatives à l'écart de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd sont à l'origine de flux de trésorerie suffisants pour une augmentation des niveaux de production de la part des exploitants, ces niveaux atteignant 658 000 m³/j (4,15 Mb/j) d'ici 2030, répartis entre bitume valorisé d'un volume de 423 000 m³/j (2,67 Mb/j) et bitume non valorisé d'un volume de 235 000 m³/j (1,48 Mb/j).

Combustibles de remplacement pour les sables bitumineux

La récupération et la valorisation du bitume sont des activités très énergivores. Le gaz naturel, fiable, propre et historiquement peu coûteux, est devenu la principale source d'énergie pour l'extraction de bitume, la production d'électricité et l'obtention de l'hydrogène requis à des fins de valorisation. Cependant, par suite du resserrement du marché nord-américain de ce gaz, les prix ont commencé à monter et à être plus volatils. Les exploitants des sables bitumineux cherchent des façons d'être moins exposés à l'endroit du gaz naturel, et plusieurs solutions de rechange en cours d'étude pourraient bien aboutir.

Un certain nombre de projets de gazéification des résidus de bitume sous diverses formes sont envisagés pour la production d'hydrogène à des fins de valorisation, et aussi pour la production d'un gaz synthétique qui servira à l'extraction thermique ainsi qu'à la production d'électricité. Le projet de DGMV avec usine de valorisation à Long Lake, exploité par OPTI Canada et Nexen Inc., sera le premier au Canada, dans la région des sables bitumineux, à avoir recours à la gazéification du bitume, tandis que Suncor Energy Inc. étudie la possibilité de gazifier de la coke de pétrole pour son usine de valorisation Voyageur 2 en 2012. North West Upgrading prévoit l'érection d'une usine de valorisation indépendante utilisant la lie d'hydrocraquage afin de produire de l'hydrogène et du combustible synthétique. Quadrise Canada a mis au point un processus de résidu atomisé superfin multiphasé (RASM) qui permet de produire un combustible découlant de la combustion d'une émulsion bitume/eau. Ce processus a fait l'objet d'essais dans le cadre du projet de DGMV de Total à Joslyn et offre l'avantage de procurer un combustible à moindre coût que le gaz naturel.

Petrobank Inc. a effectué des essais pilotes du processus de combustion in situ THAI™ (par injection d'air verticale puis horizontale) à son projet de Whitesands. Puisque l'énergie requise est en majeure partie dérivée du gisement, la consommation de gaz naturel est grandement réduite.

De manière à accroître la récupération et à améliorer l'efficacité des processus, donc à réduire la consommation de gaz naturel, l'ajout de solvant à la vapeur injectée, tant dans les projets de stimulation cyclique par la vapeur (SCV) que de DGMV, a fait l'objet d'essais, notamment par la Compagnie pétrolière impériale et EnCana. Les processus d'extraction par injection de vapeur de solvant à froid font l'objet de plusieurs projets pilotes. Un consortium industriel nommé GeoPower in the Oil Sands (GeoPOS) a été constitué pour étudier la faisabilité économique et technique du recours à l'énergie géothermique à des fins de production dans les sables bitumineux. La géothermie pourrait éventuellement devenir une source d'énergie constante, prévisible et à prix stable à l'origine d'émissions de GES presque nulles et ne rejetant pratiquement aucune matière polluante dans l'atmosphère.

Il a été proposé d'avoir recours à l'énergie nucléaire dans les sables bitumineux, laquelle énergie, tout comme la géothermie, a l'avantage d'être constante et fiable tout en produisant peu d'émissions de GES. Toutefois, les coûts en capital initiaux élevés, des questions de sécurité et les préoccupations du grand public quant à l'élimination sans danger des déchets radioactifs pourraient repousser à plus tard l'adoption de cette technologie.

Un complément d'information sur les besoins en gaz naturel dans la région des sables bitumineux peut être obtenu sur plusieurs sites Web de l'industrie et du gouvernement :

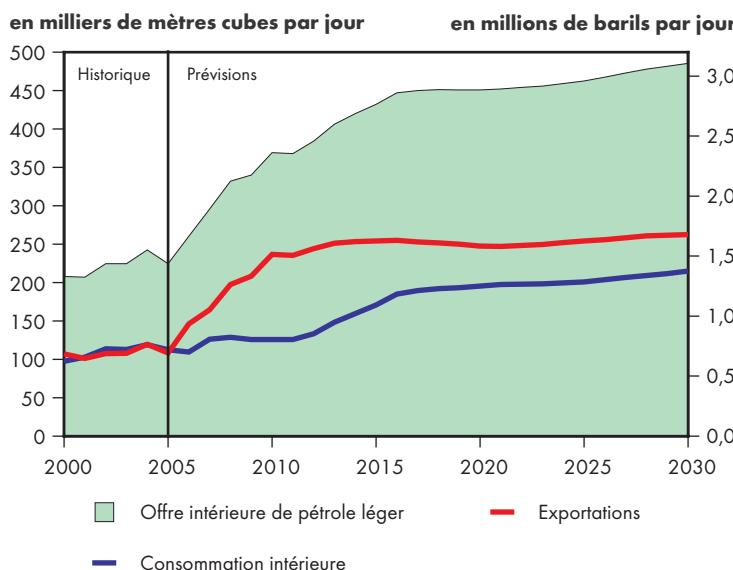
www.capp.ca - www.eub.ca - www.quadrisecanada.com - www.petrobank.com - www.energyab.com.

Pour ce qui est des besoins en gaz naturel dans le contexte de l'exploitation des sables bitumineux, les tendances établies dans le scénario de référence sont prolongées jusqu'en 2030. Ainsi, l'hypothèse d'une amélioration annuelle de 1 % de l'efficacité énergétique pour les activités en cours est maintenue alors que la gazéification du bitume et d'autres technologies comme THAI™, RASM et VAPEX continuent d'être de plus en plus privilégiées.

Pour le Maintien des tendances, l'incidence de la poursuite des améliorations au chapitre de l'efficacité et le recours à des combustibles de remplacement permettent de réduire l'intensité du gaz naturel acheté, qui, de 0,67 kpi³/j qu'elle était en 2005, s'établit à 0,47 kpi³/j en 2030. Au total, le gaz naturel devant être acheté, exception faite du gaz visant à répondre aux besoins d'électricité sur place, atteint 53,8 Mm³/j (1,9 Gpi³/j) en 2030.

FIGURE 4.15

Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut léger – Maintien des tendances

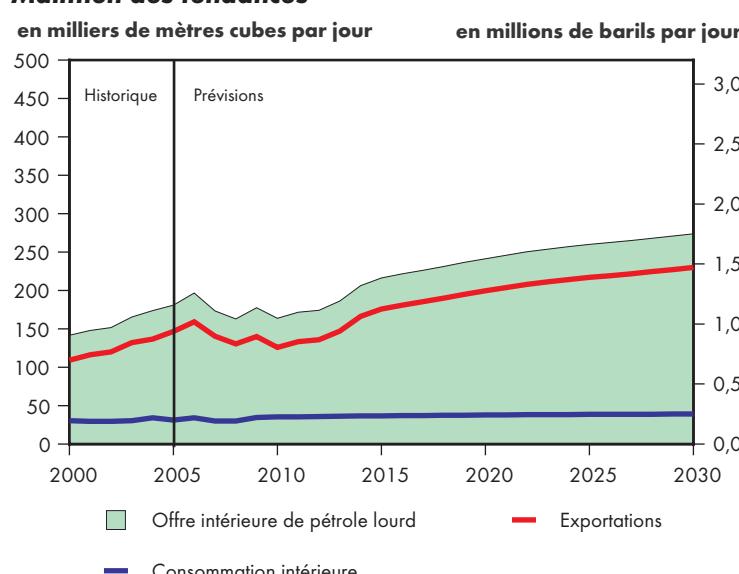


Bilans de l'offre et de la demande

Pour la période de 2000 à 2015, les bilans de l'offre et de la demande en Maintien des tendances sont identiques à ceux présentés dans le scénario de référence. Par la suite, la demande de produits pétroliers augmente et passe de 392 400 m³/j (2,47 Mb/j) en 2015 à 486 300 m³/j (3,06 Mb/j) en 2030.

FIGURE 4.16

Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut lourd – Maintien des tendances



Pétrole brut lourd – Bilan de l'offre et de la demande

Les exportations de pétrole brut léger demeurent relativement constantes, passant de 258 300 m³/j (1,63 Mb/j) en 2015 à 266 900 m³/j (1,68 Mb/j) en 2030 (figure 4.15).

Pétrole brut lourd – Bilan de l'offre et de la demande

Les exportations de pétrole brut lourd augmentent davantage et passent de 178 900 m³/j (1,1 Mb/j) en 2015 à 233 900 m³/j (1,47 Mb/j) en 2030 (figure 4.16).

Approvisionnement en gaz naturel

Ressources disponibles de gaz naturel au Canada

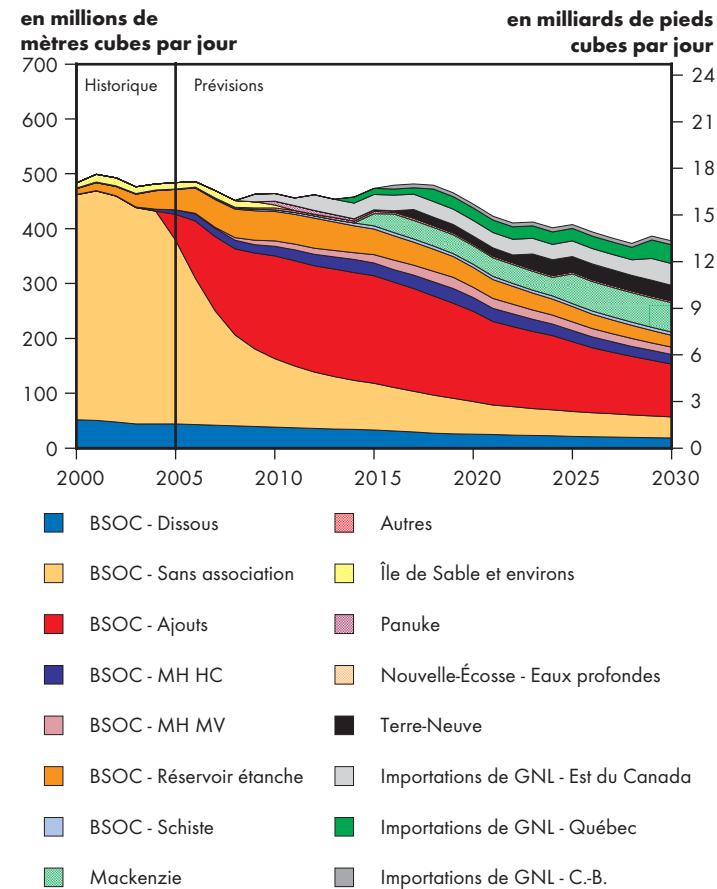
Les estimations présentées dans le scénario de référence au sujet des ressources disponibles de gaz naturel au Canada sont reprises en Maintien des tendances. L'extraction relativement plus importante de gaz naturel classique pendant la période de 2005 à 2015 fait que les ressources disponibles restantes dans l'Ouest canadien au début de 2016 laissent une place un peu moins grande qu'auparavant à ce gaz : 2 351 Gm³ de gaz classique comparativement à des ressources restantes non classiques de 1 501 billions de mètres cubes (83 Tpi³) de gaz classique contre des ressources restantes non classiques de 53 Tpi³). D'ici la fin de 2015, à partir des réserves classiques qui s'élevaient à l'origine à 1 416 Gm³ (50 Tpi³), une quantité de gaz équivalant à environ 765 Gm³ (27 Tpi³) aura été consommée, et un volume supplémentaire de 425 Gm³ (15 Tpi³) le sera entre 2016 et 2030.

Production et importations de GNL

Comparativement à une production annuelle en 2005 de presque 484 Mm³/j (17,1 Gpi³/j), le volume de gaz naturel produit au Canada devrait diminuer de presque 40 % pour s'établir à 297 Mm³/j (10,5 Gpi³/j) à la fin de 2030, tel qu'il est illustré à la figure 4.17. Ce recul tient compte de travaux de forage constants d'environ 18 000 puits de gaz naturel par année et de réductions continues de la productivité initiale de ces puits. Après 2015, le gaz classique du BSOC représente à peine 60 % de la production, la tranche non classique représentant pour sa part 22 % de l'ensemble (comparativement à des pourcentages respectifs de 79 % et de 12 % pour la période de 2005 à 2015). En supposant l'absence de toute nouvelle découverte d'envergure, la production gazière extracôtière en Nouvelle-Écosse (île de Sable et Deep Panuke⁴⁹) disparaîtrait probablement d'ici 2020.

FIGURE 4.17

Perspectives de production de gaz naturel – Maintien des tendances



49 Le projet de Deep Panuke est assujetti à l'obtention des approbations réglementaires requises et à la prise d'une décision commerciale d'aller de l'avant.

En 2017, l'hypothèse avancée est que, compte tenu d'une production pétrolière suffisante à partir des projets des Grands bancs de Terre-Neuve, le gaz associé qui était auparavant conservé afin de maintenir la pression dans le gisement devient disponible sur le marché. Il est prévu que les volumes de production atteignent 28 Mm³/j (1,0 Gpi³/j) et qu'ils soient à l'origine d'une production totale de presque 99 Gm³ (3,5 Tpi³) d'ici 2030. Ce gaz pourrait notamment être livré aux marchés régionaux au moyen de bateaux-citernes de gaz naturel comprimé (GNC), ou encore après concrétisation d'un projet de GNL ou d'un pipeline sous-marin.

Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises et de la prise d'une décision commerciale d'aller de l'avant, un gazoduc dans la vallée du Mackenzie devrait permettre de livrer 34 Mm³/j (1,2 Gpi³/j) jusqu'en 2025, année où la production augmenterait pour atteindre 54 Mm³/j (1,9 Gpi³/j). La production au-delà de 23 Mm³/j (0,8 Gpi³/j) est celle tirée de sources à l'extérieur des trois gisements phares découverts dans les années 1970, et elle pourrait notamment provenir de projets extracôtiers en mer de Beaufort.

En 2030, les importations moyennes de GNL s'élèvent à 81 Mm³/j (2,9 Gpi³/j), ou l'équivalent de quelque 27 % de la production intérieure canadienne de gaz naturel. De telles importations doivent passer par un nombre estimatif de cinq terminaux méthaniers, dont la capacité individuelle se situe entre 14 et 28 Mm³/j (entre 0,5 et 1,0 Gpi³/j).

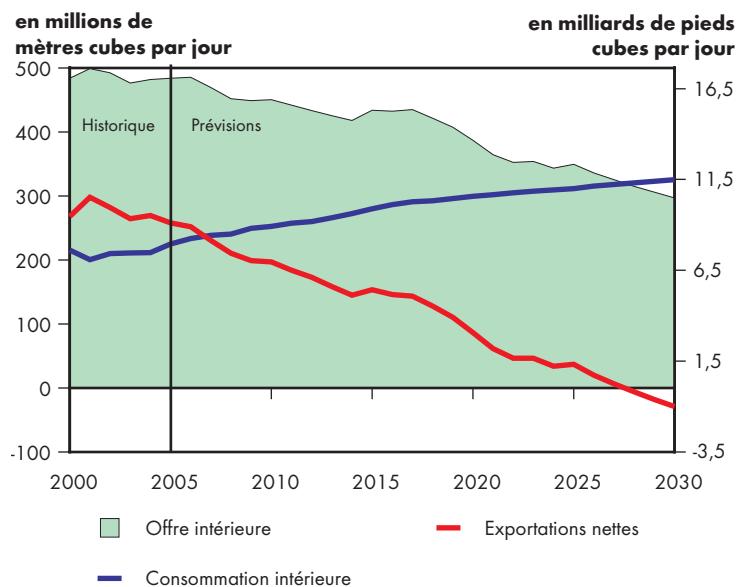
Bilan de l'offre et de la demande

Après 2015, la croissance de la demande gazière pour l'exploitation des sables bitumineux ralentit en raison de l'adoption de combustibles et de technologies de remplacement par les projets les plus récents. Le recours au gaz naturel pour la production d'électricité continue de croître, mais à une vitesse un peu moindre vers la fin de la période visée par le scénario prospectif en raison de l'entrée en service de nouvelles centrales nucléaires ou faisant appel à des technologies d'épuration du charbon.

En 2028, la consommation intérieure estimative au Canada équivaut au gaz canadien produit, ce qui met en péril la position du pays à titre d'exportateur gazier net, tel qu'il est illustré à la figure 4.18. Il est probable que les exportations et les importations physiques de gaz naturel entre les É.-U. et le Canada se poursuivront, selon les régions et la saison, en fonction des conditions des divers marchés. Les importations de GNL au Canada et aux É.-U. combleront le manque à produire dans les deux pays de manière à maintenir un équilibre commercial, ce qui permet d'intégrer au scénario prospectif des conditions de prix relativement stables.

FIGURE 4.18

Bilan de l'offre et de la demande, gaz naturel – Maintien des tendances



Liquides de gaz naturel

Offre et consommation

En Maintien des tendances, il existe un surplus de propane et de butanes disponibles à des fins d'exportation pendant toute la période de projection⁵⁰.

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

Selon le scénario de Maintien des tendances, le recul de l'offre d'éthane classique se poursuit jusqu'en 2030, ce qui est le reflet du déclin à long terme de la production de gaz naturel dans le BSOC (figure 4.19). De

même, il est prévu que la demande de charge d'alimentation sous forme d'éthane croîtra à un rythme correspondant à celui avancé dans le scénario de référence, mais que celle à des fins de RAH sera moindre en Maintien des tendances du fait qu'il est probable que les projets d'injection de fluides miscibles auront pris fin d'ici 2015. Par ailleurs, les ajouts à l'offre d'éthane provenant d'une plus grande capacité des usines de chevauchement, des dégagements gazeux des sables bitumineux et de la mise en valeur dans le delta du Mackenzie devraient jouer un plus grand rôle lorsqu'il s'agit d'arrondir l'offre tirée du gaz classique à plus long terme. En particulier, les ajouts à l'offre d'éthane provenant de sources non classiques devraient constituer environ 64 % de l'offre d'éthane totale d'ici 2030, avec quelque 5 000 m³/j (31 kb/j) à partir du gaz du delta du Mackenzie (en supposant que le flux gazeux soit constitué de plus ou moins 4 % d'éthane et que le projet aille de l'avant) et autour de 14 600 m³/j (92 kb/j) dérivant de l'amélioration des installations de coupes lourdes et des dégagements gazeux des sables bitumineux. Cependant, même avec ces ajouts, la demande des usines d'éthylène en Alberta surpassera l'offre d'ici 2025, le manque à combler passant à environ 13 700 m³/j (86 kb/j) d'ici 2030.

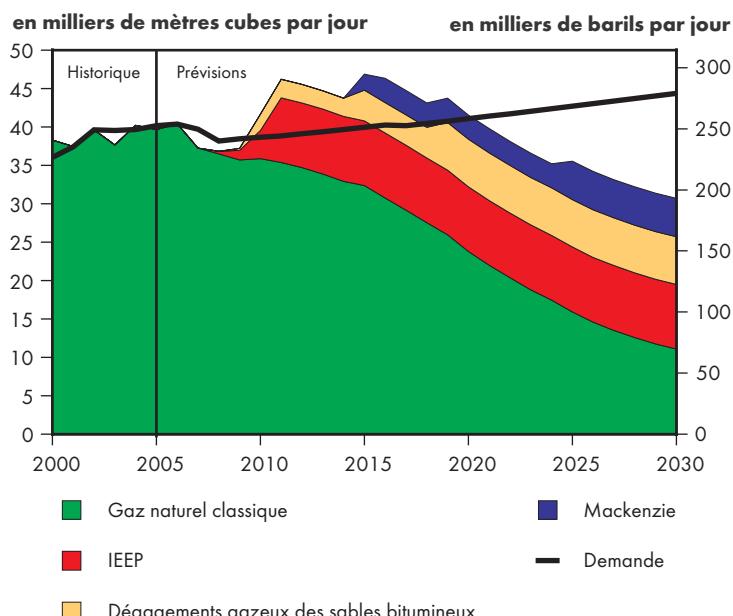
Approvisionnement en électricité

Capacité et production

En Maintien des tendances, la croissance de la demande favorise la mise en valeur des sources de production habituelles et d'autres visant à remplacer des sources classiques. Toutefois, les ajouts à la capacité de production ralentissent par rapport à la croissance relativement rapide prévue dans le scénario de référence. Entre 2005 et 2030, la capacité de production augmentera de 34 %, la tranche de 2016 à 2030 représentant 12 % de cette augmentation, ou 19 600 MW (figure 4.20). Pour la

FIGURE 4.19

Bilan de l'offre et de la demande d'éthane canadien – Maintien des tendances



50 D'autres détails sur l'offre, la demande et le potentiel d'exportation de propane et de butanes sont présentés à l'annexe 3.

FIGURE 4.20

Capacité de production au Canada – Maintien des tendances

en MW

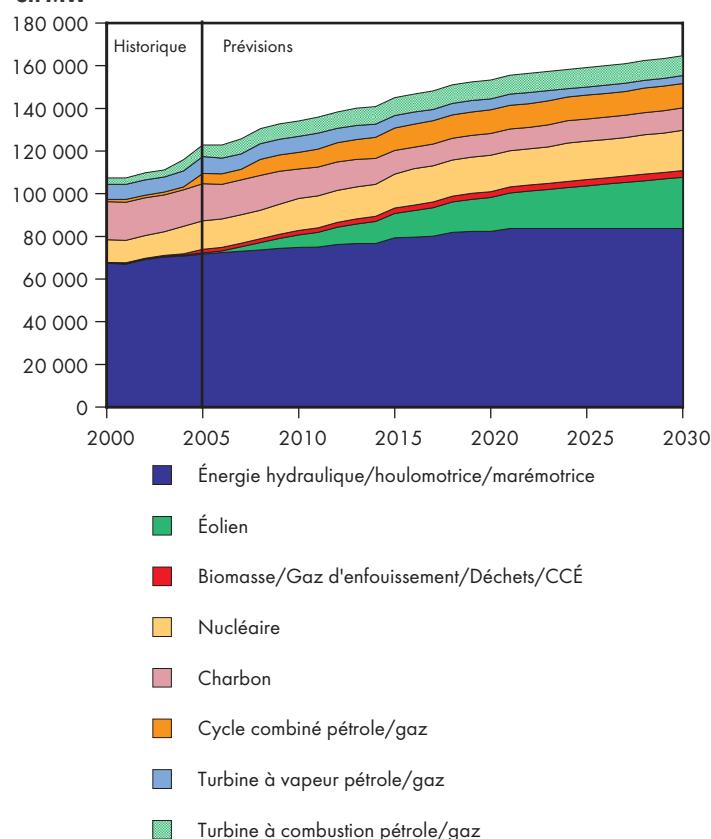
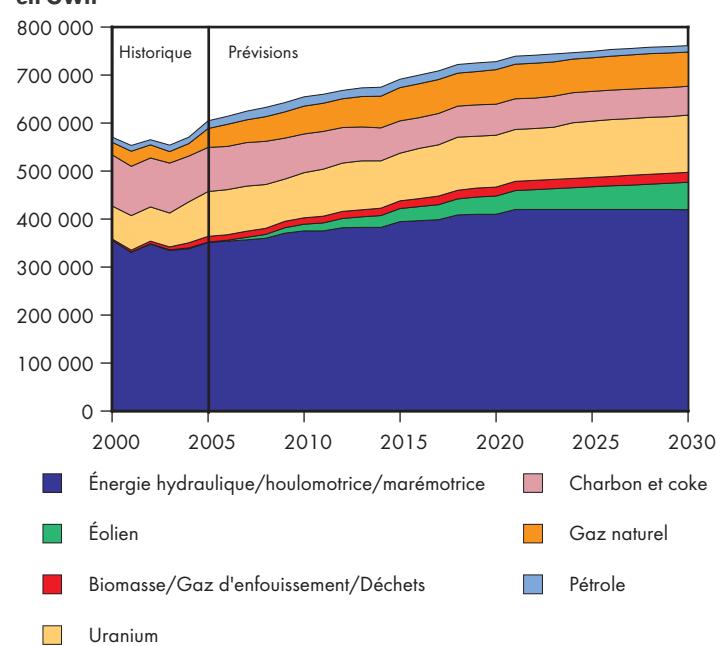


FIGURE 4.21

Production au Canada – Maintien des tendances

en GWh



seconde moitié de la période de prévision, la croissance de la production s'établit en moyenne à 1 % par année (figure 4.21).

Centrales hydroélectriques

La production hydroélectrique continuera de jouer un rôle de premier plan lorsqu'il s'agit de répondre à la demande d'électricité au Canada, sa quote-part à cet égard passant de 65 % en 2016 à 68 % en 2030, ce qui représente des ajouts de 4 400 MW pendant cette même période pour un total de 12 000 MW de nouvelle énergie hydroélectrique ajoutée entre 2005 et 2030.

Entre 2016 et 2030, plusieurs centrales hydroélectriques seront construites, dont celle du site C à Peace River (900 MW) en Colombie-Britannique, et celles de Conawapa (1 380 MW) et de Gull/Keeyask (600 MW) au Manitoba, sans oublier de nouvelles installations d'une capacité totale de 1 125 MW au Québec.

Centrales nucléaires

Pour le Maintien des tendances, le nucléaire prend de l'expansion en Ontario et au Nouveau-Brunswick. En Ontario, un RCA de 1 000 MW est ajouté en 2016 afin de remplacer des centrales au charbon mises au rancart, et deux réacteurs de 1 000 MW, un en 2028 et un autre en 2030, sont mis en service lorsque ceux de la station A de Pickering en sont

retirés. Au Nouveau-Brunswick, un nouveau RCA de 1 000 MW est ajouté en 2024 afin de remplacer des centrales avec turbines à vapeur alimentées à l'Orimulsion et au pétrole alors mises au rancart.

Centrales alimentées au gaz naturel

Les investissements dans les centrales alimentées au gaz ralentissent, comparativement à ce qui était le cas dans le scénario de référence, compte tenu d'une baisse de la demande. La production par cycle combiné permet d'ajouter 790 MW d'électricité. Des installations de cogénération et à turbines à combustion d'une capacité de 910 MW sont construites, alors qu'il y a diminution de 2 000 MW de la production tirée de turbines à vapeur. À compter de 2016, la quote-part de l'électricité produite par les centrales alimentées au gaz naturel demeure constante, ce qui signifie que le gaz restera une composante importante pour répondre à la demande, mais sans un plus grand recours à de telles centrales.

Centrales alimentées au charbon

La capacité totale de production des centrales au charbon devrait, pendant la période de prévision, augmenter de 331 MW. En Alberta, de nouvelles centrales de cogénération et de production par GICC aident à répondre aux besoins en matière de charge et à remplacer les centrales classiques au charbon pulvérisé qui sont mises au rancart. Cinq nouvelles centrales de GICC d'une capacité de 360 MW chacune sont ajoutées au cours de la dernière vingtaine d'années de la période à l'étude. Ces ajouts ne combleront pas

Intégration de l'éolien : Perspectives et défis

Même si l'éolien présente un certain nombre d'avantages uniques, la nature intermittente du vent pose problème lorsqu'il s'agit d'intégrer de grandes quantités d'énergie éolienne aux réseaux d'électricité en place.

En raison de la variabilité des ressources éoliennes, cette forme d'énergie peut ne pas toujours être disponible à un endroit particulier. Cette variabilité peut avoir des répercussions directes sur la fiabilité du réseau électrique étant donné qu'il est impossible de compter sur le vent pour ce qui est de la charge de base requise. Donc, compte tenu de l'intermittence, il doit exister d'autres sources d'énergie pour les périodes sans vent.

Il existe un certain nombre de mesures pouvant atténuer les problèmes liés à l'intermittence du vent, notamment la dispersion géographique, les études prospectives et la synergie avec les réseaux hydroélectriques.

Si des éoliennes parsèment une vaste étendue géographique, il est peu probable que les vents cessent de souffler partout en même temps. Cependant, les promoteurs de projets éoliens souhaitent plutôt concentrer les installations aux endroits où les vents moyens permettront de produire le maximum d'énergie. Des prévisions (quotidiennes ou horaires) de la vitesse des vents et de la production conséquente des éoliennes sont utiles puisqu'elles permettent aux exploitants des réseaux de mieux anticiper les changements.

Une synergie naturelle existe entre les éoliennes et l'hydroélectricité. Les centrales hydroélectriques peuvent rapidement modifier leur débit de manière à réagir aux changements dans la production éolienne. Cette dernière peut très bien servir de complément aux installations hydroélectriques, car l'énergie produite alors que les vents soufflent peut donner le temps de renflouer les niveaux d'eau aux barrages en vue de la production future.

La quantité d'énergie éolienne qu'un réseau d'électricité peut absorber est tributaire de la configuration de ce réseau. Selon des études techniques effectuées et l'expérience acquise en Europe ainsi qu'aux États-Unis, un réseau à prédominance thermique devrait être en mesure de fonctionner normalement avec jusqu'à 10 % de la capacité de production en place attribuable à des éoliennes, mais celles-ci pourraient permettre d'ajouter jusqu'à 20 % à la capacité d'un réseau principalement hydroélectrique. Avec des investissements supplémentaires dans le transport, les dispositifs de commande et la production d'énergie d'appoint, la capacité éolienne en place pourrait même être accrue d'un pourcentage pouvant atteindre 15 % dans le cas des réseaux à prédominance thermique et 30 % pour ce qui est des réseaux hydroélectriques.

S'il souhaite un complément d'information sur l'énergie éolienne, le lecteur est prié de consulter l'ÉMÉ publiée par l'Office en mars 2006 et intitulée *Technologies émergentes en production d'électricité*, laquelle se trouve sur le site Web de l'ONÉ au www.neb-one.gc.ca.

la diminution découlant de la mise au rancart de centrales existantes, de sorte que la capacité totale de production des centrales au charbon en Alberta diminue de 517 MW. D'autres centrales de GICC alimentées au charbon d'une capacité de 360 MW sont aussi ajoutées au Nouveau-Brunswick, en Ontario, en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse, à raison d'une par province.

Centrales alimentées au pétrole

Pendant la période à l'étude dans le cadre du scénario prospectif de Maintien des tendances, la quote-part de la production des centrales alimentées au pétrole continue de diminuer. Les anciennes turbines à vapeur ne cessent d'être remplacées par de nouvelles centrales de production à cycle combiné alimentées au gaz naturel, et celles qui demeurent en place sont utilisées de moins en moins fréquemment. Les centrales abritant des turbines à combustion interne de diesel continuent de constituer la principale source d'énergie dans les territoires. En 2020, la production qui était tirée de turbines alimentées au pétrole mises au rancart à Terre-Neuve est remplacée au moyen d'une centrale de production par cycle combiné de 180 MW alimentée au gaz naturel.

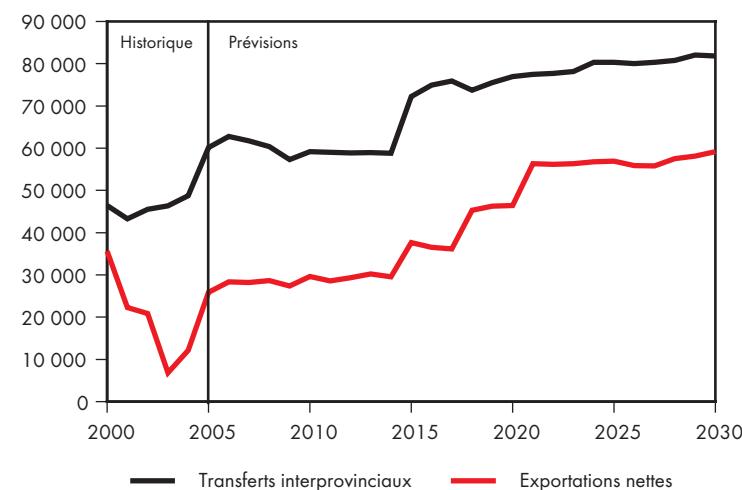
Technologies émergentes

Le rythme de progression de l'éolien continue d'être rapide en Maintien des tendances, même s'il l'est moins que celui envisagé dans le scénario de référence, alors que la production éolienne accrue rend plus difficile son intégration au réseau. L'énergie éolienne double plus ou moins sa quote-part de la production totale, qui passe d'un peu plus de 9 % en 2016 à 20 % en 2030. Pendant cette même période, la capacité totale de l'énergie éolienne passe de 11 400 MW à 24 000 MW. Aussi, la production éolienne continue de croître, même si elle le fait à un rythme moins rapide. En 2030, l'éolien produira 57 000 GWh d'électricité alors que les prévisions pour 2016 sont de 29 600 GWh. Le taux de croissance des autres technologies émergentes de production d'électricité ralentit, mais dans l'ensemble, celles-ci progressent de 23 % ou 675 MW.

FIGURE 4.22

Transferts interprovinciaux et exportations nettes – Maintien des tendances

en GWh



Exportations, importations et transferts interprovinciaux

Comparativement à celles de 2006, les exportations canadiennes nettes augmentent de 108 % et atteignent 37 600 GWh en 2030, en grande partie en raison de nouveaux aménagements hydroélectriques au Manitoba, en Colombie-Britannique et au Labrador. Un accroissement de 30 % des transferts interprovinciaux, qui atteignent 81 800 GWh en 2030, permet en outre

aux provinces profitant d'importantes ressources hydrauliques d'acheter de l'électricité à faible coût en dehors des périodes de pointe et d'ainsi conserver l'eau dans les réservoirs de manière à pouvoir exporter leur électricité pendant les périodes de pointe (figure 4.22).

Charbon

Offre et demande

Malgré la croissance économique, la demande intérieure et les importations de charbon thermique sont moindres du fait de la fermeture éventuelle de toutes les centrales ontariennes ainsi alimentées. De plus, l'hypothèse avancée est que les nouvelles centrales au charbon font appel à des technologies perfectionnées. La production par GICC est utilisée, surtout après 2019 alors qu'elle remplace des

Cogénération

Une centrale de cogénération produit en même temps, à partir d'un ou de plusieurs combustibles, de l'énergie thermique et de l'énergie électrique, soit chaleur et électricité. Le fait qu'un procédé alimente l'autre permet de réaliser des gains substantiels en matière d'efficacité énergétique comparativement à la production indépendante de l'une ou l'autre de ces deux formes d'énergie. Les coûts de construction et d'exploitation d'une centrale de cogénération sont en outre comparables à ceux des centrales et chaudières classiques. Du fait qu'en général elles sont reliées au réseau provincial, les centrales de cogénération en accroissent également le degré de fiabilité. La répartition de plusieurs petites centrales un peu partout dans la province signifie de moins grands risques de pannes d'envergure à partir d'une centrale d'importance, et si une de ces centrales a un problème, le producteur peut alors s'approvisionner à même le réseau.

Si la cogénération n'est pas plus prévalente, c'est surtout du fait qu'elle vise des installations qui ont besoin à la fois d'électricité et d'énergie thermique. De plus, il doit exister un mécanisme permettant au propriétaire d'une telle centrale d'être compensé pour les avantages dont le réseau profite en raison de la présence de ces installations ou pour tout surplus d'électricité produit par la centrale.

Il existe un certain nombre de faits nouveaux intéressants dans le domaine de la cogénération. D'abord, un processus parfois appelé trigénération est mis au point. À l'heure actuelle employée par quelques consommateurs du secteur commercial comme des collèges ou des universités, la trigénération procure électricité, chaleur et refroidissement. Les climatiseurs classiques ont recours à une pompe mécanique, habituellement alimentée à l'électricité, pour diffuser l'air frais. La trigénération greffe une technologie connue sous le nom de refroidisseur à absorption à une centrale de cogénération normale. Un tel refroidisseur est en fait un système de réfrigération ou de climatisation alimenté par la chaleur résiduelle du générateur plutôt que fonctionnant à l'électricité. Outre le fait que c'est plus efficace, l'absence d'un générateur et d'un moteur réduit les coûts en capital. Ce processus permet aussi aux centrales de cogénération d'être plus rentables puisque la chaleur résiduelle peut ainsi être utilisée pendant les mois d'été. Avec l'arrivée des centrales de cogénération dans le secteur commercial, la trigénération se répandra à son tour.

Ensuite, les sociétés présentes dans la région des sables bitumineux commencent à chercher à faire appel au bitume plutôt qu'au gaz naturel comme combustible. À l'état brut, le bitume ne peut servir de combustible aux turbines présentes dans la plupart des centrales de cogénération de la région. L'idée consiste plutôt à la gazéifier afin de produire un gaz de synthèse, qui est un mélange de monoxyde de carbone (CO) et d'hydrogène (H₂). Une partie de l'hydrogène sert à valoriser le bitume produit pour le transformer en un brut synthétique de plus grande valeur, tandis que le reste du gaz de synthèse est utilisé pour produire de la vapeur et de l'électricité visant à extraire davantage de bitume des sables bitumineux.

Enfin, les travaux de recherche se poursuivent afin de trouver des techniques qui pourraient permettre à la cogénération de se matérialiser sur le marché résidentiel. Les installations types de cogénération sont beaucoup trop imposantes pour utilisation dans un contexte résidentiel, mais de nouvelles technologies comme le moteur Stirling, les piles à combustible et la thermionique offrent toutes un certain potentiel en vue de la production de petits réacteurs fiables destinés au marché résidentiel. Pour le détail de ces différentes possibilités, le lecteur est prié de consulter l'ÉMÉ de mars 2006 intitulée *Technologies émergentes en production d'électricité* au www.neb-one.gc.ca.

centrales vieillissantes et qu'elle sert à la nouvelle production, à l'égard de la charge de base, dans les provinces de l'Ouest, en Ontario, en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick.

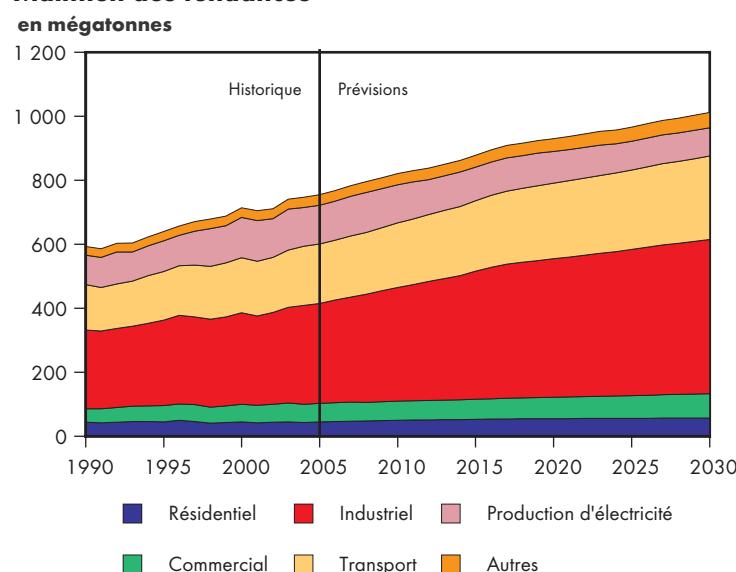
C'est en Maintien des tendances que la production est la plus élevée en raison de la forte demande. Même si la production houillère décroît et passe de 68 Mt en 2005 à 62 Mt en 2030, cette dernière quantité est la plus élevée des trois scénarios prospectifs. Ceci est le résultat d'une plus forte demande métallurgique et thermique. Des prix du gaz naturel plus élevés que les prix historiques, des réserves gazières qui diminuent et la volatilité des prix du pétrole sont autant de facteurs économiques qui favorisent le charbon. Le remplacement des centrales vieillissantes alimentées au charbon, surtout dans l'Ouest canadien et dans certaines parties des Maritimes, permet de produire de façon fiable la capacité requise pour répondre aux besoins d'électricité.

La fermeture de centrales au charbon en Ontario mène à une diminution d'environ 16 % des importations canadiennes pour ce qui est du charbon thermique et de 4 % dans le cas du charbon métallurgique entre 2015 et 2030. Pendant cette même période, les exportations thermiques et métallurgiques canadiennes augmentent de 13 %, ce qui correspond au taux d'accroissement des échanges de houille entre les régions à des fins de production d'électricité, et ce qui est aussi attribuable à la forte demande américaine de charbon pour les aciéries.

C'est toujours en Maintien des tendances que les exportations de charbon thermique et métallurgique sont les plus élevées, augmentant dans les deux cas de 12 % entre 2005 et 2015. Cette augmentation est le résultat d'une production accrue de fer et d'acier dans le monde ainsi que d'un recours continu aux centrales alimentées au charbon. Les exportations de charbon thermique et métallurgique croissent encore de 12 % entre 2015 et 2030. Les importations thermiques augmentent quant à elles de 8 % comparativement aux chiffres de 2015 en raison des nouvelles centrales au charbon dans les Maritimes. La hausse de 22 % des importations de charbon métallurgique en Maintien des tendances

est fonction d'une forte demande. Entre 2015 et 2030, c'est en Maintien des tendances que les exportations nettes sont les plus élevées, augmentant alors de 16 %.

FIGURE 4.23
Émissions canadiennes totales de GES selon le secteur – Maintien des tendances



Émissions de gaz à effet de serre

En Maintien des tendances, les émissions canadiennes totales de GES augmentent suivant un rythme de 1,5 % par année pendant la période de 2004 à 2015 et de 0,9 % par année par la suite jusqu'en 2030 (figure 4.23). Ces pourcentages sont inférieurs au taux de croissance historique de 1,7 % entre 1990 et 2004, en grande partie

en raison d'un taux de croissance inférieur du PIB, de la hausse des prix des produits de base, des améliorations au chapitre de l'efficacité énergétique, de la plus grande place occupée par les sources

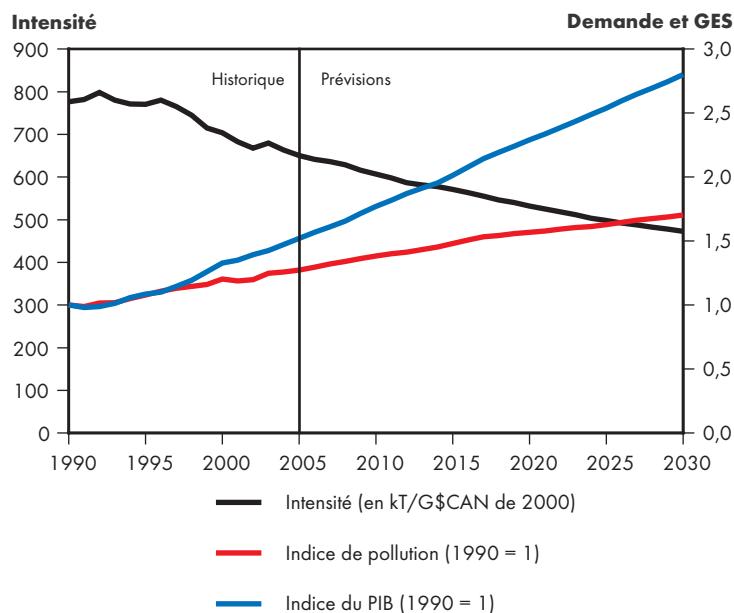
d'énergie de remplacement (p. ex., éthanol et éolien) et de la mise au rancart de vieilles centrales alimentées au moyen de combustibles fossiles.

Les quotes-parts et taux de croissance des GES varient selon la province. Les trois principaux émetteurs de GES en 2030 sont l'Alberta, l'Ontario et le Québec. En 2004, l'Alberta comptait pour 31 % des émissions canadiennes totales de GES, et ce pourcentage passe à 34 % en 2030. La part de l'Ontario demeure de 27 % tandis que celle du Québec augmente pour atteindre 15 % alors qu'elle était de 13 %.

Les niveaux de gaz à effet de serre augmentent au Canada, mais l'intensité des émissions de GES diminue au pays pendant la période à l'étude (figure 4.24). En Maintien des tendances, l'intensité des GES diminue de 1,3 % par année, ce qui est un peu plus rapide que le taux historique de 1,1 %. Cette situation est attribuable aux améliorations au chapitre de l'efficacité énergétique et à une utilisation accrue des combustibles émergents.

FIGURE 4.24

Intensité totale des GES au Canada – Maintien des tendances



Enjeux du Maintien des tendances et implications

- Une forte croissance de la demande d'énergie et l'évolution des profils de l'offre exigeront des investissements dans de nouvelles infrastructures. De telles infrastructures doivent d'abord être acceptées par le grand public.
- Les sables bitumineux devraient compter pour plus de 85 % de l'offre totale de pétrole au Canada d'ici 2030, ce qui nécessitera une capacité pipelière à la hauteur et la création de marchés supplémentaires.
- Le déclin de la production de gaz naturel classique et la croissance de la demande gazière pour l'exploitation des sables bitumineux dans l'Ouest canadien compriment graduellement les volumes des réserves existantes de gaz dans l'Ouest. Les voies d'acheminement du gaz depuis l'Ouest du Canada se rajusteront probablement en conséquence.
- En outre, les voies empruntées et l'utilisation des infrastructures de transport seront modifiées partout en Amérique du Nord compte tenu des importations de GNL débarquant sur les côtes et des déplacements de la production entre les régions. La part croissante des importations de GNL tissera des liens de plus en plus étroits entre les marchés gaziers nord-américains et ceux du reste du monde. À l'heure actuelle, les approvisionnements en GNL sont précaires, mais des mises en chantier ont eu lieu ou des travaux sont prévus en vue d'importants ajouts à la capacité.
- Des travaux substantiels visant les lignes de transport s'imposeront.

-
- Le rôle du Canada en qualité d'exportateur net de gaz changera graduellement en celui d'importateur net d'ici la fin de la période visée. Cela pourrait avoir des répercussions sur la balance commerciale, même si la hausse des exportations de pétrole brut devrait faire contrepoids.
 - Les risques et incertitudes clés dans le contexte des perspectives du scénario prospectif de Maintien des tendances comprennent ce qui suit.
 - Il est prévu qu'en Saskatchewan, les sables bitumineux commenceront à produire en 2017. Même si les premiers travaux d'exploration sont prometteurs, aucune réserve officielle n'a encore été publiée, de sorte que cette hypothèse demeure hautement spéculative.
 - Les politiques visant la gestion de la consommation ne sont pas aussi étendues dans ce scénario prospectif que dans les autres. Les politiques et les programmes qui sont déjà en place sont maintenus jusqu'à la fin de la période visée par le scénario. Celui-ci ne tient pas compte des programmes envisagés ou en cours d'élaboration. Une plus grande sensibilisation des consommateurs et un soutien à l'endroit des questions environnementales rendent plus probable l'adoption de nouveaux programmes de ce genre, ce qui pourrait remettre en cause l'évolution de la situation prévue en Maintien des tendances.



TRIPLE-E

Par « Triple-E » il faut entendre un équilibre entre objectifs économiques, environnementaux et énergétiques. Ce scénario prospectif est donc caractérisé par des marchés de l'énergie qui fonctionnent bien, des ententes internationales de coopération et, des trois scénarios, les politiques les plus strictes en matière de gestion de la consommation.

Aperçu du scénario (2005-2030)

Grandes influences à l'échelle de la planète

Au début de la période visée par ce scénario prospectif, la situation géopolitique se calme. Les prix élevés de l'énergie ont des répercussions sur la demande et les pays en développement maintiennent de forts taux de croissance économique. Ils mènent à :

- un accroissement des investissements sur la scène internationale, dans des zones précédemment jugées marginales ainsi que dans des infrastructures énergétiques;
- la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement en énergie;
- un ralentissement des taux de croissance de la demande internationale d'énergie alors que les utilisateurs cherchent de nouvelles méthodes plus efficaces liées à la consommation de cette énergie et que les gouvernements adoptent des politiques de gestion de la demande;
- une collaboration internationale accrue, afin de favoriser l'accès à l'approvisionnement mondial et de coordonner la demande;
- un intérêt soutenu à l'égard des niveaux d'émissions sans cesse plus élevés.

En 2010, les ingrédients favorisant des prix faibles sont en place. La combinaison d'un accès élargi aux sources d'approvisionnement et d'un ralentissement de la croissance de la demande d'énergie mène à un marché énergétique dont l'équilibre est un peu moins précaire. Les prix de l'énergie tombent donc entre 2010 et 2020.

La prise de mesures environnementales se transforme en un phénomène d'envergure mondiale. Le mouvement visant la protection de l'environnement a poursuivi sur sa lancée dans les pays développés et est désormais perçu comme un élément clé pour l'élaboration des politiques. Des revenus accrus dans les pays en développement sont à l'origine de revendications plus vives pour la gérance de l'environnement. En dépit de la chute des prix de l'énergie partout dans le monde, les politiques globales de gestion des émissions et de la demande d'énergie, adoptées pour combattre des prix élevés en début de période, plutôt que d'être abandonnées, sont maintenues en place.

En 2030, le PIB des diverses économies mondiales connaît une croissance de taille, entraînant à sa suite une hausse de la demande mondiale d'énergie. Toutefois, la croissance de la demande aurait pu être d'une ampleur encore plus grande n'eût été de l'évolution des valeurs sociales et des politiques gouvernementales. Même si la situation n'est pas encore parfaite, le monde est sur la voie d'une croissance plus viable. Le lien entre demande d'énergie, émissions et croissance économique s'atténue.

À l'échelle de la planète, l'offre d'énergie continue d'être suffisante pour répondre à la demande, de sorte que les prix demeurent bas. Les réalisations les plus remarquables comprennent un accès élargi aux ressources énergétiques à la grandeur du globe alors que la détente géopolitique se poursuit, l'expansion d'un marché des GNL à grande échelle, et une croissance importante des ressources énergétiques émergentes et de remplacement un peu partout dans le monde. En dernier lieu, la place relative occupée par les sources d'énergie plus propres est toujours plus grande, les approvisionnements en énergie verte étant davantage appréciés.

Conséquences au Canada

Tout comme ailleurs dans le monde, au Canada, le Triple-E est caractérisé par des politiques gouvernementales à long terme visant l'atteinte d'un équilibre entre la consommation d'énergie, les impacts environnementaux et la croissance économique. Les politiques envisagées portent notamment sur⁵¹ :

- l'aménagement urbain (p. ex., exigences relatives à la densité de la population, normes plus strictes pour la consommation d'énergie dans les codes du bâtiment des secteurs résidentiel et commercial, compteurs intelligents, ou soutien à l'endroit de l'énergie à l'échelle des quartiers);
- le prix des émissions, qu'il serait possible d'établir au moyen de divers programmes, notamment d'imposition du CO₂, et d'un système de plafonds et d'échanges;
- des normes élargies relatives à l'efficacité énergétique (p. ex., appareils ménagers et commerciaux, de même que moteurs, dont ceux destinés à des applications industrielles);
- des encouragements financiers (p. ex., subventions de modernisation d'immeubles dans les secteurs résidentiel et commercial);

⁵¹ La présente analyse ne comprend pas l'examen d'autres incidences de la mise en œuvre de ces programmes, touchant par exemple leur rentabilité, leurs effets distributifs ou la capacité concurrentielle. Ainsi, cette série de programmes ne devrait nullement être considérée comme une recommandation quant à l'élaboration d'une future politique. Il s'agit plutôt d'une exploration du potentiel canadien à l'égard de l'efficacité énergétique et de l'intensité des émissions dans le contexte d'un solide soutien sociétal inhérent au Triple-E.

- le financement de travaux de recherche et développement ainsi que de projets de démonstration (p. ex., subventions et subsides en vue du développement de technologies d'accroissement de l'efficacité énergétique ou de réduction des émissions, ce qui peut comprendre la construction, en Alberta et/ou en Saskatchewan, d'un pipeline de CO₂ visant à faciliter la capture et le stockage de CO₂);
- les programmes volontaires et d'information (montants consacrés à des programmes et des politiques de sensibilisation des consommateurs d'énergie et portant sur les impacts environnementaux des biens et services utilisés);
- des initiatives dans le secteur des transports, y compris l'élargissement des infrastructures de transport en commun, des normes plus strictes touchant les véhicules de particuliers et pour le transport de marchandises, ou des exigences se rapportant à des carburants renouvelables (p. ex., éthanol et biodiesel).

Une offre d'énergie abondante et des prix peu élevés sur la scène internationale sont à l'origine de perspectives où la production de pétrole et de gaz au Canada est la plus faible. Cette situation, greffée à des compromis économico-environnementaux, fait que le scénario prospectif Triple-E est synonyme d'une croissance économique modérée. De la présence de politiques globales sur la gestion des émissions et la demande d'énergie découle, dans le cadre de ce scénario, une stabilisation de la demande et de grandes améliorations pour ce qui est de l'intensité énergétique.

Perspectives macroéconomiques

Les facteurs clés donnant forme aux perspectives économiques dans ce scénario prospectif sont des marchés qui fonctionnent bien à l'échelle de la planète et des programmes ciblant la demande d'énergie et la bonne gestion de l'environnement.

Selon le scénario prospectif Triple-E, la croissance démographique ralentit pour s'établir à 0,8 % par année, ce qui est légèrement supérieur au pourcentage précisé en Maintien des tendances (tableau 5.1). De plus forts taux d'immigration sont envisagés en raison de la nature plus ouverte propre à ce scénario. Malgré une population plus importante, compte tenu des tendances démographiques, la progression de la main-d'œuvre continue de ralentir pour s'établir à 0,7 % par année en moyenne pendant la période à l'étude. La productivité mesurée en termes de production par employé croît de 1,5 % par année sous la poussée de forts programmes de gestion de l'énergie et de l'environnement qui incitent producteurs et consommateurs canadiens à investir dans du matériel plus efficace.

Les hypothèses relatives à la population et à la productivité sont à l'origine d'une hausse moyenne du PIB canadien de 2,2 % par année (figure 5.1). Ce pourcentage est quelque peu inférieur à la croissance historique du fait que l'accroissement

T A B L E A U 5 . 1

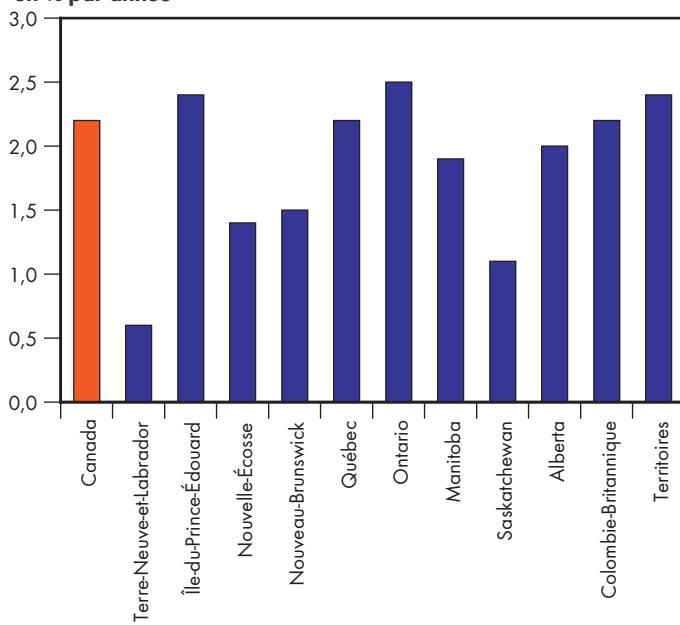
Variables macroéconomiques clés – Triple-E 2004-2030

	1990-2004	2004-2030
Population	1,0	0,8
Main-d'œuvre	1,3	0,7
Productivité	1,4	1,5
Produit intérieur brut	2,8	2,2
Biens	2,5	2,4
Services	3,0	2,2
Revenu disponible des particuliers	3,6	4,1
Taux de change (en \$US/\$CAN) – moyenne	74,0	98,0
Taux d'inflation (en %) – moyenne	2,3	1,8

(Taux de croissance annuelle moyen [en % par année], à moins d'indication contraire.)

FIGURE 5.1**Taux de croissance réels du PIB – Triple-E 2004-2030**

en % par année



Cela est particulièrement apparent en Alberta, dont l'économie croît à un rythme inférieur à la moyenne canadienne.

Prix de l'énergie⁵²**Prix du pétrole brut**

Le Triple-E suppose une réduction graduelle de la charge supplémentaire découlant des incertitudes liées aux approvisionnements en pétrole⁵³, ainsi qu'un accès élargi aux ressources pétrolières mondiales grâce à la technologie, aux investissements et à une coopération internationale (figure 5.2). En outre, à la grandeur de la planète, les mesures gouvernementales qui sont prises et l'évolution des valeurs défendues par les consommateurs font que la croissance de la demande est moins forte. Les prix de l'énergie sur la scène mondiale suivent cette tendance et, en fin de parcours, sont beaucoup moins élevés que ceux prévus selon le scénario de référence ou en Maintien des tendances.

Prix du gaz naturel

De fortes importations de GNL en Triple-E ont un effet modérateur sur les prix du gaz naturel en Amérique du Nord et font en sorte que ceux au carrefour Henry reculent, pendant la période à l'étude, jusqu'à 5,25 \$US/GJ (5,50 \$US/MBTU) (figure 5.3). Puisqu'il s'agit du combustible fossile qui a la plus faible teneur en carbone, le gaz naturel a une valeur accrue dans le cadre de ce scénario

de la productivité ne permet pas tout à fait de faire contrepoids au ralentissement enregistré à l'égard de la main-d'œuvre.

La structure de l'économie canadienne demeure assez stable. Jusqu'en 2030, le secteur des biens continue de représenter un tiers du PIB, le reste revenant aux services. Cependant, la répartition régionale de la croissance économique au Canada change. Les régions manufacturières, en particulier l'Ontario et le Québec, bénéficient d'une forte demande d'exportation de biens manufacturés. Toutefois, les régions productrices de pétrole et de gaz sont confrontées à des prix peu élevés pour les produits de base, ce qui entraîne un ralentissement de la production.

52 En Triple-E, il existe un prix hypothétique pour le CO₂ qui rehausse ceux des combustibles livrés aux consommateurs. Ce prix est décrit en détail dans le présent chapitre et des données sur les prix d'utilisation finale sont présentées dans les annexes. Les prix du pétrole et du gaz dont il est question ici sont pour les produits de base et ne tiennent pas compte du CO₂.

53 Accroissement du prix du pétrole rendant compte de l'ampleur du risque d'interruption des approvisionnements. Les situations géopolitiques qui menacent ces approvisionnements poussent à la hausse les prix du pétrole.

prospectif et son prix représente 94 % de celui de la quantité de pétrole brut correspondante en termes d'équivalent énergétique.

Prix de l'électricité

Les pressions sur les prix se font moindres en Triple-E alors que ceux du pétrole et du gaz naturel régressent comparativement aux niveaux atteints au début des années 2000, ce qui a tendance à ramener les coûts vers le bas pour ce qui est de la production des centrales alimentées par des combustibles fossiles. Il y a également déclin de la croissance de la nouvelle production en raison d'une progression plus lente de la demande d'électricité. Ces pressions à la baisse sont partiellement neutralisées par la quote-part plus grande des technologies de production émergentes ou de remplacement, dont les coûts sont plus élevés (p. ex., éolien, hydroélectricité et épuration du charbon), ce qui correspond à une importance accrue accordée aux questions connexes de qualité de l'air et d'émissions de GES ainsi qu'à l'existence de programmes visant à améliorer la situation en ce sens⁵⁴.

Prix du charbon

L'équilibre mondial entre l'offre et la demande ressemblant un peu à celui prévu dans le scénario prospectif de Maintien des tendances, le prix du charbon comme produit de base est le même. Cependant, l'intensité des émissions de carbone et les coûts qu'elle entraîne font que les prix du charbon sont moins avantageux comparativement à ceux du gaz naturel. Par conséquent, les acheteurs,

FIGURE 5.2

Prix du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing, en Oklahoma – Triple-E

en \$US de 2005/baril

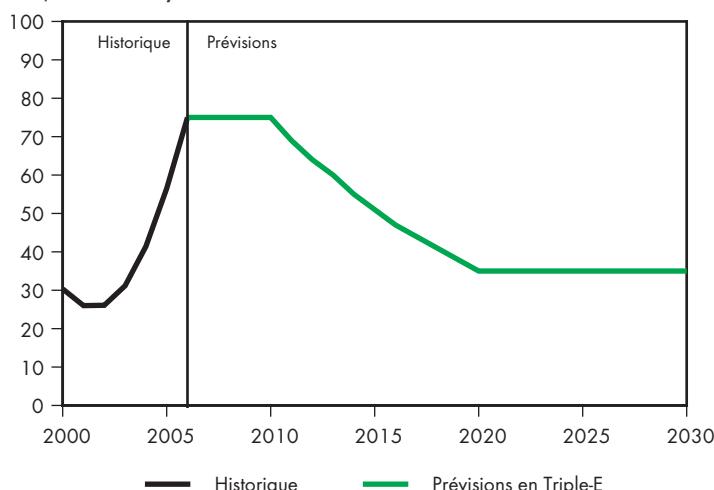
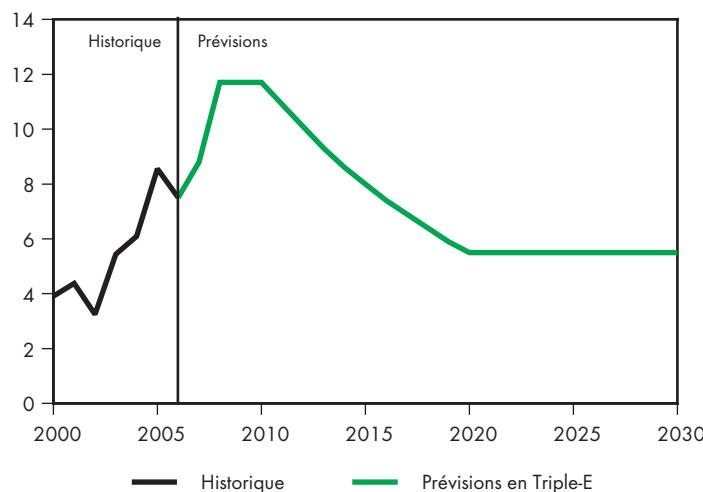


FIGURE 5.3

Prix du gaz naturel au carrefour Henry, en Louisiane – Triple-E

en \$US de 2005/MBTU



54 Les prix de l'électricité selon les régions sont présentés à l'annexe 5.

qui comprennent les centrales alimentées au charbon et les utilisateurs finals du secteur industriel, paient une prime à l'achat.

Demande d'énergie

La dynamique qui prévaut selon le scénario prospectif Triple-E est une modération de la demande d'énergie dans le contexte d'une activité économique robuste. L'atteinte d'un équilibre, dans ce scénario, entre idéaux économiques, énergétiques et environnementaux nécessite un ensemble complet de politiques ainsi que l'appui des Canadiens. Ces éléments font que la demande demeure pratiquement stable et que sa croissance moyenne est réduite à 0,3 % par année. Les influences fondamentales qui jouent sont la conservation et l'efficacité énergétique, ainsi qu'un passage graduel à des combustibles émettant moins de carbone, comme l'éthanol et le biodiesel⁵⁵.

Prix des émissions de CO₂ et réinvestissement

L'avantage découlant de l'imposition d'un prix sur les émissions est que cette façon de procéder permet de mieux tenir compte de l'intégralité des coûts de production et de consommation de l'énergie. Il existe un certain nombre de programmes et de politiques qui pourraient être mis de l'avant en vue de la définition d'un prix pour les émissions de CO₂, notamment une taxe sur le CO₂ ou un programme imposant un plafond pour les émissions de GES et créant un système d'échange de droits en la matière. L'imposition d'un prix permet des réductions rentables des émissions, favorise les investissements visant l'élaboration de technologies plus propres et plus efficaces, et ouvre la voie à la création de revenus pouvant être réinvestis dans l'économie dans le but précisément d'atteindre les objectifs.

Dans le scénario prospectif Triple-E, les sommes recueillies au moyen des prix imposés sur les émissions de CO₂ servent à soutenir les programmes de modernisation d'immeubles, à financer des travaux de recherche, développement et démonstration devant faciliter le passage technologique prévu dans le cadre de ce scénario, à fournir des capitaux pour des projets précis (p. ex., développement d'une ossature pipelinière en vue de la capture de CO₂ et de leur stockage), et à développer des ressources et des programmes d'information. Le développement des ressources ne se limite pas aux campagnes de sensibilisation du grand public. Il comprend aussi la formation d'ingénieurs, d'architectes, d'exploitants et d'installateurs qualifiés. De tels programmes d'information font mieux connaître les questions propres à l'énergie, et mènent à une meilleure conservation de celle-ci ainsi qu'à la création de systèmes énergétiques de plus grande qualité.

Même si les prix de l'énergie sur la scène mondiale sont plus bas en Triple-E, ceux payés pour les combustibles fossiles par les utilisateurs finals sont semblables à ceux prévus en Maintien des tendances car les émissions de CO₂ ne sont pas gratuites. Le rajustement pour les émissions est fondé sur la teneur en carbone des combustibles et progresse au fil du temps. Le coût des émissions de CO₂ entre 2010 et 2014 est de 15 \$/tonne⁵⁶. Ce montant augmente de 10 \$ tous les cinq ans, et à la fin de la période à l'étude, le prix des émissions est de 45 \$/tonne de CO₂. Les sommes ainsi recueillies sont réinvesties dans l'économie afin de faciliter le passage structural requis dans le contexte du scénario prospectif Triple-E.

Tendances de la demande totale d'énergie secondaire

En Triple-E, la demande totale d'énergie secondaire au Canada croît à un rythme de 0,3 % par année pendant la période de 2004 à 2030, ce qui est de beaucoup inférieur au taux de croissance historique de 1,8 % entre 1990 et 2004. Puisqu'il n'est pas aussi facile pour le secteur industriel de passer à des combustibles plus propres et moins coûteux, la demande augmente plus rapidement que dans les secteurs résidentiel et commercial, davantage enclins à réagir aux politiques en place.

Les quotes-parts et les taux de croissance de la demande pour les différents secteurs varient selon la province. Les trois principaux consommateurs

⁵⁵ Il est question des sources d'énergie émergentes et de remplacement pour la production d'électricité, comme l'éolien, dans la section sur l'électricité.

⁵⁶ Ce qui revient, par exemple, à environ 4 cents le litre d'essence.

d'énergie sont l'Ontario, l'Alberta et le Québec. L'Ontario compte pour 33 % de la demande totale d'énergie secondaire au Canada, l'Alberta pour 26 % et le Québec pour 19 %. Les hypothèses relatives à la population provinciale, au revenu disponible des particuliers et à l'économie, telles qu'elles sont décrites dans la section sur les perspectives macroéconomiques de ce chapitre, ont toutes une influence sur la demande d'énergie des provinces. Les taux de croissance de la demande totale d'énergie secondaire varient selon la région. L'Ontario, le Québec, l'Alberta, l'Île-du-Prince-Édouard, le Yukon et le Nunavut présentent des taux plus élevés que la moyenne canadienne. Partout ailleurs, les taux de croissance sont moins élevés que la moyenne. En fait, les taux de croissance annuels moyens sont négatifs en Saskatchewan, au Manitoba, en Nouvelle-Ecosse, au Nouveau-Brunswick et à Terre-Neuve-et-Labrador, c'est-à-dire que la demande en 2030 est inférieure à celle en 2004. Cette situation est le résultat des tendances démographiques, d'une croissance économique modérée et d'améliorations apportées en matière d'efficacité énergétique.

La demande d'énergie projetée commence par augmenter rapidement, pour ensuite ralentir et finalement se stabiliser (figure 5.4). Un équilibre précaire est établi entre les moteurs économiques (revenu et PIB) qui poussent la demande d'énergie vers le haut et l'influence dans le sens contraire de différents programmes, politiques et valeurs sociétales.

L'intensité de la demande totale au Canada diminue plus rapidement en Triple-E, soit à un rythme de 1,9 % par année, que le taux annuel historique de 1,0 % (figure 5.5). Cette réduction

FIGURE 5.4

Demande canadienne totale d'énergie secondaire selon le combustible – Triple-E

en %

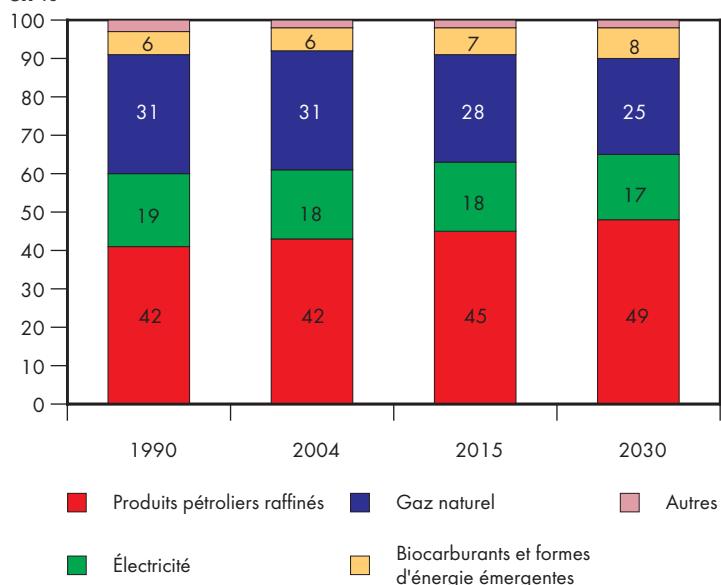
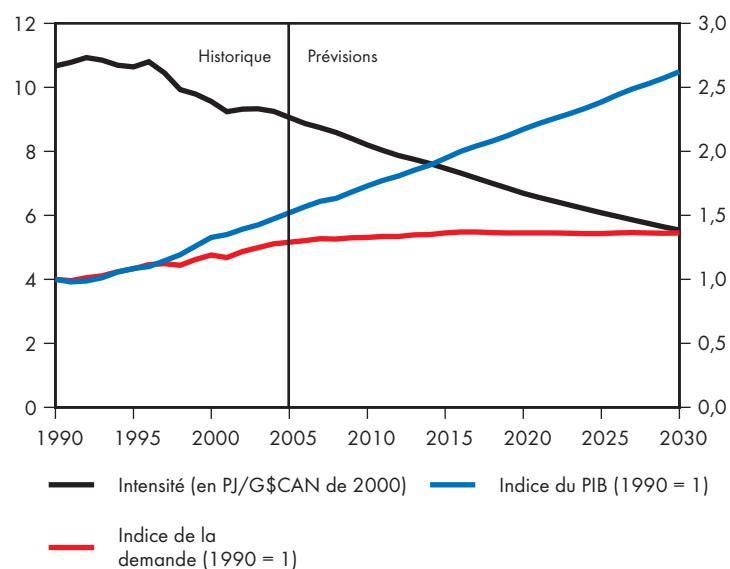


FIGURE 5.5

Intensité de la demande canadienne totale d'énergie secondaire – Triple-E

Intensité

Demande et PIB



est principalement attribuable aux audacieuses politiques en matière d'énergie qui sont envisagées dans ce scénario prospectif.

Demande d'énergie secondaire dans le secteur résidentiel

Le secteur résidentiel réagit particulièrement bien à diverses politiques. Il a donc plus de facilité à renverser la tendance historique d'une demande accrue découlant d'un état d'esprit de consommation insatiable qui, pour l'essentiel, a annulé les gains passés en matière d'efficacité énergétique. Des règlements uniformes appliqués à la grandeur du Canada font que des technologies et des pratiques auparavant marginales sont désormais d'application très vaste. Conséquemment, plusieurs services à l'intention des utilisateurs finals, qu'il s'agisse par exemple du chauffage de locaux et de l'eau, sont témoins d'une diminution nette de la demande d'énergie entre 2004 et 2030. Les réductions de la

Le rôle de l'hydrogène dans l'avenir énergétique du Canada

Par habitant, le Canada est déjà le plus gros producteur d'hydrogène parmi les pays de l'OCDE, et il est à l'avant-garde pour ce qui est des travaux de recherche et développement en la matière. L'attrait d'une « économie hydrogénée » est phénoménal et le Canada est bien placé pour en tirer parti.

Comme l'électricité, l'hydrogène n'est qu'un mode de distribution de l'énergie. Sa nature se rapproche davantage de celle d'une pile que de celle d'un combustible. La production d'hydrogène se fait au détriment d'autres types d'énergie. Pour le moment, la plus grande partie de l'hydrogène produit l'est à partir du gaz naturel, au moyen d'un processus qui rejette du CO₂ dans l'atmosphère. Toutefois, de l'hydrogène pourrait être produit par électrolyse de l'eau au moyen d'électricité. Cette électricité pourrait provenir de centrales nucléaires ou alimentées au charbon ou au gaz, mais la stratégie idéale à long terme serait de relier l'énergie renouvelable (hydroélectrique, solaire ou éolienne) à la production d'hydrogène. À l'heure actuelle, il est moins coûteux de produire de l'hydrogène à partir du gaz naturel que de l'électricité. L'avenir de l'hydrogène dépend de ses applications possibles. Le tableau suivant fait état de certaines applications possibles de l'hydrogène, ainsi que des principaux avantages et obstacles associés à chacune.

Application	Principaux avantages	Principaux obstacles
Remplacement de l'essence et du diesel à des fins de transport	Efficacité accrue, diminution du CO ₂ et meilleure qualité de l'air dans les villes	Remplacement au ajout d'infrastructures pour faire le plein à l'hydrogène, stockage et coûts
Remplacement du gaz naturel sur les marchés résidentiels et industriels	Dispositifs d'alimentation sans interruption/ en veille, CCÉ et remplacement du reformage de méthane à la vapeur pour le raffinage et la valorisation des sables bitumineux	Grands marchés qui ne sont habituellement pas proches des lieux de production, ce qui ajoute aux coûts
Moyen de stocker de l'énergie électrique tampon	Complémentarité aux sources intermittentes d'énergie (éolienne et solaire) ainsi que possibilité de tirer avantage de la capacité de réserve et en dehors des périodes de pointe du réseau	Concurrence avec d'autres technologies de stockage d'énergie qui progressent rapidement

Les difficultés que l'industrie doit affronter sont grandes et le recul de 20 % des investissements dans ce domaine ces dernières années, constaté par l'Association canadienne de l'hydrogène, suffit à s'en convaincre. En dépit des coûts très élevés associés pour l'instant à la production d'hydrogène et à son utilisation, les investissements effectués par l'industrie ainsi que par les gouvernements fédéral et provinciaux confirment que l'hydrogène continue d'être très présent dans le contexte des politiques régionales sur l'énergie. Puisqu'il est probable que le large déploiement et l'incidence de ces technologies devront attendre après la fin de la période à l'étude dans le présent rapport, celui-ci n'en fait pas état.

Pour un complément d'information sur l'hydrogène au Canada, le lecteur est prié de consulter le site Web de l'Association canadienne de l'hydrogène au www.h2.ca.

demande dans le secteur résidentiel sont rendues possibles en raison de l'intégration de plusieurs politiques clés, dont les suivantes.

- Toutes les maisons neuves répondent aux normes de rendement énergétique R-2000⁵⁷ (ou l'équivalent) d'ici 2015 (et le rythme de telles améliorations se maintient jusqu'en 2030).
- Tous les nouveaux appareils ménagers sont certifiés Energy Star® d'ici 2015.
- Des programmes et des politiques à l'appui de la modernisation des maisons existantes au chapitre de l'énergie sont adoptés.

L'accent est mis sur les politiques de planification urbaine stratégique ou de « croissance intelligente ». Les politiques suivantes figurent au nombre de celles touchant spécifiquement la consommation d'énergie des immeubles résidentiels.

- Un aménagement urbain plus compact qui prévoit notamment un recours accru aux immeubles d'habitation comparativement aux maisons unifamiliales.
- Des murs mitoyens et des systèmes d'exploitation de l'énergie partagés par plusieurs foyers, notamment à l'échelle de toute une collectivité (p. ex., distribution de l'énergie ou chauffage à la grandeur d'un quartier).

La nouvelle norme sur l'habitation en Triple-E est à l'origine d'une amélioration de 30 % du rendement énergétique par rapport à la moyenne historique. La preuve d'une telle amélioration a déjà été faite dans le contexte de programmes du type R-2000, BuiltGreen™⁵⁸ et Energy Star® pour les maisons neuves. Le marché des habitations vertes a récemment connu une vive croissance. Certains éléments portent à croire que le marché soutient comme jamais auparavant cette démarche et dans le scénario prospectif Triple-E, l'hypothèse avancée est que, pour la plupart, les maisons neuves construites le sont en se prévalant des possibilités qui s'offrent à cet égard.

L'objectif de 30 % d'amélioration représente des économies totales regroupant l'enveloppe de bâtiment (isolation/élimination des courants d'air), les fenêtres, les systèmes de chauffage et d'éclairage ainsi que les appareils ménagers. Le système actuel d'évaluation du rendement énergétique des demeures au Canada, soit ÉnerGuide pour les maisons (EGM)⁵⁹, est un indicateur utile de la progression à ce chapitre entre 2004 et 2030. Au cours des dernières années, les maisons neuves présentaient une note EGM moyenne autour de 72. L'objectif avancé pour 2015 est de 80 et passe à entre 90 et 100 d'ici 2030. L'union des améliorations des procédés et des technologies permet d'y parvenir. À titre d'exemple, la technologie (c.-à-d. chauffe-eau à condensation) et les procédés (c.-à-d. pommes de douche à faible débit) permettent de réaliser des gains lorsqu'il s'agit de chauffer l'eau. Les améliorations aux procédés accroissent l'efficacité au-delà de ce que, sur le plan technique, le dispositif permet à lui seul. Les économies sont encore plus grandes quand y sont greffées des modifications de comportement. Le scénario prospectif Triple-E prévoit un éthos de conservation à l'origine d'importantes améliorations, même en présence de progrès technologiques de faible envergure.

La tendance historique d'amélioration se poursuit dans le cas des gros appareils électroménagers, qui sont dotés des mécanismes nécessaires en vue de leur intégration aux programmes d'intervention

57 Une maison R-2000 remplit des exigences techniques plus rigoureuses que celles prévues dans les codes du bâtiment.

58 BuiltGreen™ est une organisation sans but lucratif qui fait la promotion de pratiques et de modes de construction d'habitats non dommageables pour l'environnement.

59 Selon le système d'ÉnerGuide, une demeure consommant une quantité nette nulle d'énergie produirait une note de 100. Une note se situant entre 90 et 100 est considérée inclure ce qu'il se fait de mieux en matière de technologie du bâtiment, d'appareils ménagers et de systèmes d'éclairage, en plus de profiter d'un certain apport de la part de sources d'énergie de remplacement.

en matière de puissance mis de l'avant par les services publics, notamment en vue de la réduction de la charge aux périodes de pointe et dans le contexte de la tarification au compteur horaire. Energy Star^{*} est encore plus présent sur le marché et devient la norme d'ici 2015. La tendance historique d'accroissement de la demande d'électricité de la part d'une multitude de petits appareils électroniques, comme les ordinateurs et autres dispositifs, portatifs et de divertissement, est atténuée par de nouvelles lois internationales limitant à un watt leur consommation d'énergie en veille.

D'ici la fin de la période visée par le scénario prospectif, les progrès en matière d'efficacité se font moins imposants. Toutefois, l'adoption des meilleures technologies existantes met de plus en plus à contribution des sources d'énergie émergentes et de remplacement. En Triple-E, cela aboutit à de nombreuses maisons et collectivités consommant une quantité nette nulle d'énergie. L'apport des énergies renouvelables sur place contrebalance les achats d'énergie.

L'énergie (solaire) photovoltaïque (PV), l'énergie thermique solaire et l'énergie géothermique sont intégrées aux systèmes d'exploitation énergétique des demeures, sur le modèle de la gestion de la consommation. Les taux de mise en application sont fondés sur les projections d'associations industrielles. De telles technologies ont connu une croissance rapide ces dernières années, mais à partir de débuts négligeables. Pour en arriver à un nombre optimal de foyers obtenant une note entre 90 et 100 sur l'échelle EGM, les technologies doivent s'améliorer et les coûts diminuer. Cela pourrait se concrétiser au moyen d'investissements proactifs en recherche et développement.

Le rendement énergétique du secteur résidentiel est limité par le grand nombre de maisons plus âgées, et donc moins efficaces, qui continuent d'être présentes pendant des décennies. De gros travaux de modernisation entraînent des perturbations, sont coûteux et ne deviennent rentables que longtemps après la fin de la durée moyenne d'occupation des lieux par les personnes qui les entrent. Jusqu'à tout récemment, le nombre officiel de modernisations de foyers sur le plan énergétique qui ont été menées à terme dans le cadre du programme EGM était faible (moins de 10 000 par année). En outre, la principale motivation pour effectuer des rénovations a depuis toujours été de nature esthétique. Dans cette optique, le scénario Triple-E affecte, sous forme de subventions pour modernisation énergétique, une partie des sommes découlant de l'imposition d'un prix sur le CO₂. C'est dans une proportion d'environ 5 % que d'anciennes demeures sont modernisées chaque année, ce qui est à l'origine d'une réduction de 18 % de la demande d'énergie. De récentes statistiques indiquent qu'un nombre sans précédent de propriétaires envisagent la possibilité d'effectuer des rénovations dans un proche avenir⁶⁰. Compte tenu de l'état d'esprit qui prévaut en Triple-E, toute occasion de rénovation signifie nécessairement des améliorations au chapitre de l'énergie. Une telle attitude, alliée à des préoccupations en ce qui concerne la qualité de l'air à l'intérieur des demeures ainsi qu'à des encouragements financiers supplémentaires, permet de greffer un volet d'amélioration de l'efficacité énergétique à presque tout projet de rénovation.

La politique liée à la forme urbaine est peut-être celle qui illustre le mieux l'évolution de fond en Triple-E. Elle regroupe les questions d'efficacité énergétique, d'énergie de remplacement, d'aménagement urbain, de distribution d'énergie et de transport. De plus, cette politique est révélatrice des enjeux complexes présents lorsqu'il faut se pencher en même temps sur des problèmes technologiques et sur d'autres de nature structurale (zonage/codes/règlements). La modélisation de la politique a commencé avec un accroissement de la part occupée par les mises en chantier d'immeubles d'habitation (appartements, maisons en rangées ou copropriétés) comparativement à celles de maisons unifamiliales. Depuis toujours, le nombre de maisons unifamiliales mises en chantier a été de loin supérieur à celui des immeubles d'habitation. Ces dernières années, le nombre de mises en chantier

60 Société canadienne d'hypothèques et de logement, *L'Observateur du logement au Canada*, 2005

d'immeubles d'habitation a beaucoup augmenté⁶¹, et cette tendance se poursuit ou même s'accentue, au point où le nombre de ces immeubles a progressé de 10 % au cours de la période de modélisation.

Une densité accrue permet de réduire la demande d'énergie dans le secteur résidentiel en raison de la présence de murs mitoyens et du partage de systèmes énergétiques. S'ensuivent en outre toutes sortes de possibilités. Une plus forte densité ouvre la voie à de belles occasions en matière de distribution d'énergie et de systèmes énergétiques communautaires. Les systèmes de chauffage à la grandeur d'un quartier, les gros ensembles géothermiques ou de stockage d'énergie et la facturation nette d'électricité permettent de porter le degré d'efficacité bien au-delà des simples dispositifs individuels à l'intention des utilisateurs finals. C'est pour les transports, dont il est question plus loin dans ce chapitre, que la forme urbaine a la plus grosse incidence.

La sensibilisation sous toutes ses formes joue un rôle de premier plan dans le scénario Triple-E. La notion de sensibilisation a fait l'objet d'une modélisation fondée sur les résultats des projets de démonstration liés à l'utilisation de compteurs intelligents, dans le cadre desquels les participants ont réduit leur consommation moyenne d'électricité de 6 % en réaction à l'information mise à leur disposition⁶². Alors que les gains réalisés prenaient surtout la forme d'économies d'électricité dans des maisons existantes, tous les utilisateurs finals ont profité, ne serait-ce qu'un peu, de la notion générale de sensibilisation et de la caractéristique de conservation d'énergie du scénario prospectif Triple-E.

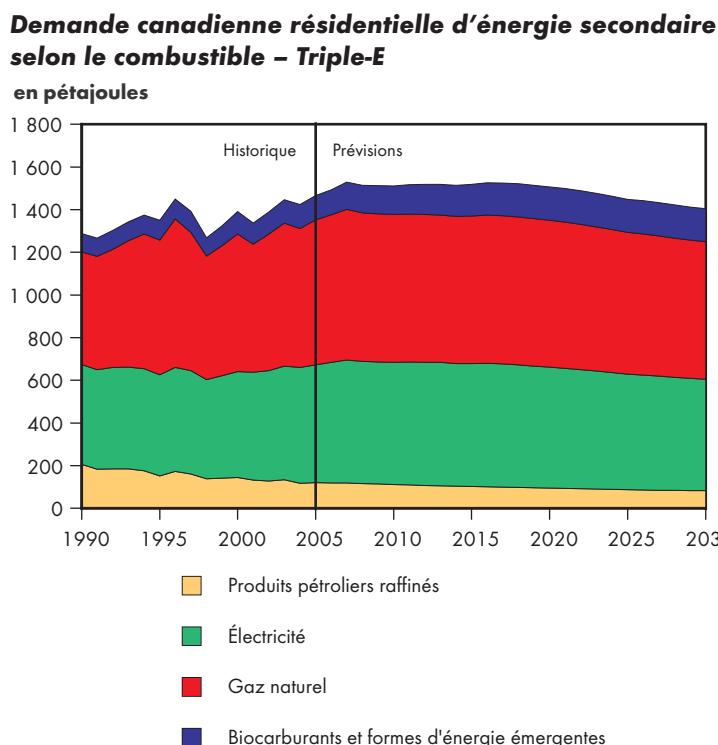
Dans l'ensemble, la demande d'énergie secondaire dans le secteur résidentiel au Canada diminue de 0,1 % par année pendant la période de 2004 à 2030 (figure 5.6).

Demande d'énergie secondaire dans le secteur commercial

Dans le secteur commercial, les politiques, possibilités et résultats sont fort semblables à ceux du secteur résidentiel. Il est compréhensible que ces deux secteurs soient fréquemment réunis sous l'appellation d'environnement « bâti ».

C'est au moyen d'une combinaison de politiques identiques à celles adoptées dans le secteur résidentiel que l'écart entre les rendements historique et futur des immeubles dans le secteur commercial se comblera. La plus importante de

FIGURE 5.6



61 Société canadienne d'hypothèques et de logement, *L'Observateur du logement au Canada*, 2005

62 Energy Evolution. « Ontario Government Approves Full Smart Metering Rollout for Chatham-Kent Hydro » (le gouvernement de l'Ontario autorise Chatham-Kent Hydro à déployer des compteurs intelligents à grande échelle), 14 septembre 2006.

Forme urbaine et « croissance intelligente »

Nombreuses sont les villes canadiennes qui ont adopté la notion de « croissance intelligente » de manière à assurer, à long terme, économie durable et pérennité de l'environnement. La croissance intelligente se fonde sur une stratégie foncière et urbaine qui fait la promotion des éléments suivants.

- Aménagement compact et schéma de développement visant une efficacité accrue des déplacements
- Moins grande dépendance à l'endroit du transport automobile
- Projets d'aménagement mixtes et de haute densité autour des infrastructures de transport
- Protection des espaces verts
- Conservation des matériaux, de l'énergie et de l'eau
- Centres piétonniers et sens communautaire plus présent

La forme urbaine est une influence majeure au chapitre de la baisse de la demande d'énergie dans le secteur des transports et de la réduction des émissions de GES. Le fait qu'une petite partie de la population privilégie désormais la marche/l'autobus/le train/le vélo ou même le télétravail équivaut à l'adoption par une grande partie de cette même population de voitures plus efficaces sur le plan de l'énergie. Aucune de ces possibilités n'est laissée pour compte dans le scénario Triple-E.

marché. L'effet s'en fait pleinement sentir par suite de l'adoption d'une norme minimale réglementée qui s'applique à la grandeur du pays. En règle générale, les économies d'énergie que de tels immeubles permettent de réaliser comparativement à une construction de référence se situent entre 25 % et 50 %, mais elles ont parfois atteint entre 60 % et 80 %⁶⁴.

La probabilité d'une amélioration significative de l'ensemble des immeubles commerciaux existants est encore plus problématique que pour le marché résidentiel. Il s'agit d'un enjeu de taille compte tenu du fait que 75 % des infrastructures en place en 2030 auront été construites avant 2005. En grande partie, les immeubles au Canada sont relativement âgés⁶⁵. Il est clair que les politiques de subvention à des fins de modernisation ont remporté du succès. Les résultats du Programme d'encouragement pour les bâtiments commerciaux (PEBC) du gouvernement fédéral montrent des améliorations moyennes de 35 % par rapport au Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments (CMNÉB) après des travaux de modernisation. Au cours des quelques dernières années, des améliorations de l'ordre

ces politiques est un resserrement des exigences des codes du bâtiment pour relever le rendement énergétique des nouveaux immeubles jusqu'au niveau de la norme argent de Leadership in Energy and Environmental Design (LEED^{MD}), soit une amélioration de 25 % à ce chapitre d'ici 2015. Le système LEED^{MD} est en partie fondé sur l'adoption de diverses technologies du bâtiment non dommageables pour l'environnement. Les promoteurs immobiliers sont libres de choisir, selon le projet, les éléments les plus appropriés parmi toute une gamme de mesures visant l'efficacité énergétique (isolation, fenêtres, ventilation, éclairage et appareils ménagers), de matériaux de construction, de modes d'utilisation des ressources (y compris l'eau) et de sources d'énergie de remplacement dans le but de répondre à certaines exigences minimales.

Depuis peu, dans l'industrie de la construction, des matériaux verts exemplaires sont de plus en plus utilisés⁶³. Différents aspects comme l'image de marque, la qualité de l'air à l'intérieur des bâtiments (meilleure productivité/diminution du nombre de jours de congé de maladie) et le prestige constituent autant de force à l'origine de l'intérêt démontré sur le

⁶³ Voir la liste sur le site Web du Conseil du bâtiment durable du Canada au http://www.cagbc.org/uploads/LEED_Certified_Projects_in_Canada_Updated_070605.pdf.

⁶⁴ Selon les normes minimales recommandées dans le Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments (CMNÉB)

⁶⁵ Selon la Société canadienne de génie civil, 31 % des immeubles ont entre 40 et 80 ans tandis que 28 % ont plus de 80 ans. *Carte routière technologique pour les systèmes d'infrastructures civiles 2003-2013*, juin 2003.

de 50 % à 60 % étaient courantes⁶⁶. D'après la modélisation pour le scénario prospectif Triple-E, une amélioration de 20 % est appliquée à 5 % des immeubles existants chaque année. Un certain nombre de « fruits bien mûrs » sont proposés, pour les bâtiments du secteur commercial, dans le contexte d'améliorations aux systèmes d'éclairage (lampes fluorescentes, éclairage à la lumière du jour et détecteurs de présence) et d'améliorations aux dispositifs automatiques et de commande dans les immeubles. Même si ces mesures sont rentables quel que soit le scénario, en Triple-E, elles s'allient en outre à des subventions pour favoriser une démarche systémique à la grandeur des bâtiments.

Aliments, fibres et combustibles fossiles

L'éthanol est l'exemple le plus connu parmi les combustibles de source biologique qui font une percée dans les marchés bien établis des combustibles fossiles. L'éthanol n'est qu'un biocarburant parmi tant d'autres dans le secteur de la biomasse en rapide expansion. Les éléments constituant la biomasse (ou bioéconomie) comprennent la bioénergie, les biocarburants et les produits et procédés biologiques. En plus de constituer une solution de remplacement à l'essence, les charges d'alimentation de source biologique peuvent remplacer le diesel ou y être mélangées, servir à la production d'énergie électrique ainsi que dans les systèmes de chauffage, et même être utilisées dans le secteur des produits chimiques pour la production de plastique, de peinture et de détersif.

Le secteur de la biomasse donne à penser que des éléments biologiques (tirés de la forêt et de l'agriculture) pourraient répondre à 20 % des besoins en énergie du Canada d'ici 2030. Déjà, ils sont utilisés pour 60 % des besoins en chaleur et en électricité de l'industrie canadienne des pâtes et papiers. L'attrait des biocarburants, en particulier de l'éthanol, découle du fait qu'ils permettent de réduire les émissions de GES qu'ils assurent la continuité des approvisionnements énergétiques et qu'ils favorisent l'agriculture. Pour toutes ces raisons, le Canada soutient depuis longtemps l'industrie de l'éthanol. Jusqu'à tout récemment, l'éthanol représentait moins de 1 % de l'essence vendue. Des politiques ont maintenant été adoptées à l'appui d'un objectif de 5 % de sa quote-part d'ici 2010. L'activité visant l'accroissement de la capacité de production d'éthanol en Amérique du Nord a été sans égale l'an dernier. Comme il a été possible de le constater récemment aux É.-U., la promotion exhaustive du maïs pour produire de l'éthanol a des répercussions à bien des égards. Notamment, les habitudes établies du commerce d'exportation ont été modifiées ou même renversées, ce qui a eu des conséquences sur les entreprises de production d'aliments et les éleveurs en plus de soulever certaines préoccupations environnementales connexes.

Même si l'agriculture est une industrie assez énergivore, un large éventail d'analyses scientifiques dûment contrôlées ont démontré l'existence d'un gain énergétique net pour l'éthanol produit à partir de féculle de maïs fermentée par rapport à l'essence. (Aux É.-U., ce gain est estimé à environ 38 %.) L'industrie des biocarburants et les décideurs jugent que la situation actuelle est un phénomène transitoire qui mènera à de plus grandes améliorations de l'efficacité et à des coûts plus faibles. Actuellement, il en coûte davantage pour produire de l'éthanol que de l'essence. En vue d'atteindre l'objectif de 10 % fixé dans le scénario prospectif Triple-E, l'hypothèse posée est que la technologie continuera d'évoluer rapidement. L'éthanol cellulosique, c'est à-dire produit à partir de fibres végétales (plutôt que de grains fermentés) arrive à l'étape de la production commerciale et ce sont des sociétés canadiennes qui ouvrent la marche pour cette technologie, laquelle pourrait éventuellement permettre de multiplier par dix les hausses d'efficacité. Par ailleurs, certaines cultures comme celles du peuplier et du panic raide pourraient améliorer le degré d'efficacité de la production. Des processus plus efficaces (y compris la combustion, la gazéification et la pyrolyse) favoriseront eux aussi le développement du secteur de la biomasse dans son ensemble.

Pour un complément d'information :

- www.cbin-rcib.gc.ca
- www1.eere.energy.gov/biomass/net_energy_balance.html
- www.greenfuels.org
- www.biocap.ca

66 Ressources naturelles Canada (RNCan), *Built Environment Strategic Roadmap – Commercial Buildings Technology Review*, Centre de la technologie de l'énergie de CANMET (CTEC), 2007

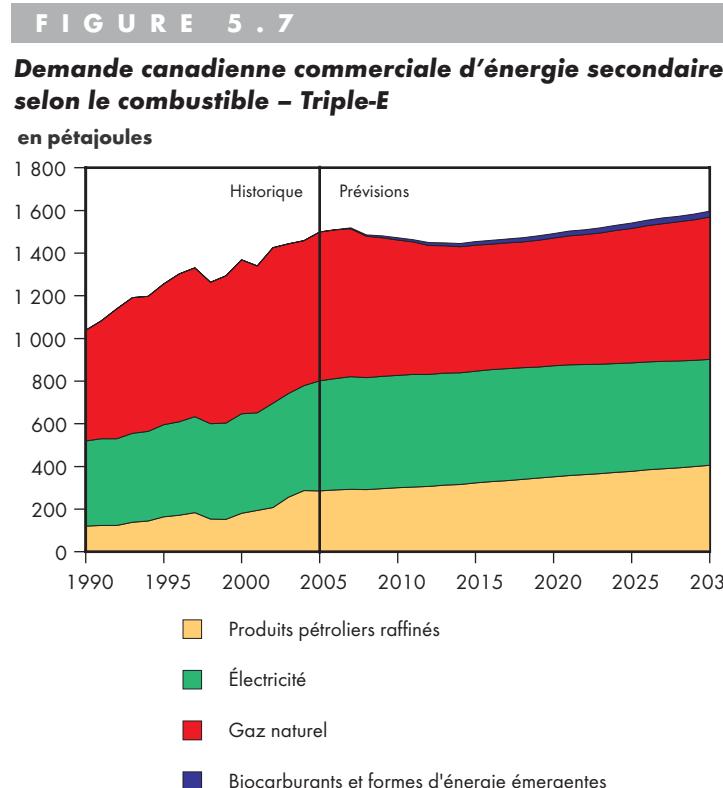
Une raison expliquant l'escalade de la demande dans le secteur commercial ces dernières années est un recours toujours plus grand aux appareils de climatisation et à la présence de charges branchées en permanence (p. ex., ordinateurs et imprimantes). Les bureaux et les magasins de détail constituent désormais le sous-secteur d'immeubles commerciaux dont la croissance est la plus rapide, et qui plus est, il est presque certain qu'ils seront climatisés et entièrement informatisés. La norme Energy Star* (amélioration de 10 % à 15 % comparativement à la moyenne) pour les appareils ménagers, ainsi que la nouvelle limite universelle de 1 watt pour les appareils en veille, sont efficaces également sur le marché commercial puisqu'elles visent directement une des principales sources de l'accroissement de la demande.

La commutation de combustible au profit de sources d'énergie de remplacement sur place, qu'il s'agisse d'énergie géothermique, PV ou thermique solaire, compte pour presque un tiers des économies totales d'énergie sous forme de combustible fossile en Triple-E par rapport aux données pour le Maintien des tendances. L'apport de la géothermie est de plus ou moins 3 % pour ce qui est des économies en chauffage de locaux. L'énergie thermique solaire touche les sous-secteurs avec fortes charges de chaleur, comme les pavillons récréatifs, les hôtels et les établissements de soins de santé, et elle est alors à l'origine d'économies de quelque 10 % au chapitre du chauffage de l'eau. L'apport de l'énergie PV s'accroît de façon exponentielle mais est de trop faible envergure (moins de 2 %) pour donner lieu à une modélisation individuelle.

En plus des reculs majeurs en raison des coûts de production et de ceux des matières premières, un déploiement intégral nécessite un certain temps pour la mise sur pied des infrastructures, ce qui comprend des normes d'interconnexion et la formation du personnel. Afin de tenir compte de l'influence de tels gains, une prime est ajoutée aux gains d'efficacité des gros appareils électriques qui permettent de déloger une faible quantité d'électricité achetée.

En outre, la production sur place de chaleur et d'électricité dans le secteur commercial prend de l'importance et déloge presque 2 % de la demande totale d'achat d'électricité dans ce secteur en 2030.

Cela est rendu possible par l'union des facteurs favorables que sont les améliorations technologiques, la réduction des coûts et un milieu réglementaire qui favorise une distribution d'énergie accrue.



La demande d'énergie secondaire dans le secteur commercial au Canada croîtra de 0,3 % par année pendant la période de 2004 à 2030, ce qui est inférieur au taux historique de 2,5 %, en raison des caractéristiques économiques du scénario prospectif Triple-E et des politiques énergétiques qui sont avancées dans ce scénario (figure 5.7). Dans le secteur commercial, les biocarburants et les sources d'énergie

émergentes passent d'une quote-part nulle en 2004 à une de 2 % en 2030 avec la mise en œuvre de politiques sur l'énergie solaire et géothermique.

Demande d'énergie secondaire dans le secteur industriel

Les influences macroéconomiques sont prédominantes au chapitre de la demande industrielle. En Triple-E, l'évolution de la demande varie en fonction du type d'industries, mais les changements les plus profonds prennent la forme d'une réduction visant l'extraction minière ainsi que celle des sables bitumineux et d'autres produits pétroliers. La demande dans le secteur industriel est aussi influencée par les mêmes politiques fondamentales que pour les immeubles commerciaux, y compris l'adoption accélérée de normes sur l'efficacité, des subventions pour la modernisation des installations et du matériel, un soutien à l'endroit des travaux de recherche et développement, de même que l'imposition d'un prix sur le carbone. Pour nombre de raisons, notamment la concurrence qui sévit afin d'attirer des capitaux et les perturbations du flux de production, les améliorations en matière d'efficacité énergétique dans le secteur industriel ne varient pas énormément selon le scénario. Les sources d'énergie émergentes ou de remplacement de peu d'importance ne font pas l'objet d'une modélisation à l'égard de la demande industrielle, mais l'accroissement de taille de la cogénération sur place, c'est-à-dire de la production combinée de chaleur et d'électricité, est inclus dans les gains d'efficacité.

Les systèmes motorisés et la chaleur industrielle constituent des charges universelles dans toutes les sous-sections de ce secteur. Des améliorations en matière d'efficacité énergétique découlant de l'optimisation de la technologie et des procédés mènent à une hausse annuelle d'environ 1 %, ce qui est légèrement mieux que la tendance historique. En Triple-E, la demande industrielle se distingue surtout vers la fin de la période à l'étude alors que les gains d'efficacité montent en flèche compte tenu d'innovations majeures dans les processus utilisés par les industries les plus énergivores. Il s'agit des technologies les moins bien définies qui sont quand même modélisées. Ces technologies comprennent l'amélioration des processus électrolytiques pour la fusion de l'aluminium et du cuivre, la gazéification de la lessive résiduaire dans le secteur des pâtes et papiers, et des technologies perfectionnées pour la manutention des matériaux, permettant d'inclure une part plus importante de matières recyclées à transformer.

Dans le secteur pétrolier et gazier, l'ampleur de la demande d'énergie justifie une analyse distincte de celle effectuée pour l'ensemble des industries. Selon le scénario prospectif Triple-E, toutes les politiques s'orientent de telle manière à établir ou du moins à favoriser un modèle de mise en valeur précis dans le secteur pétrolier ou gazier. La réduction de la demande de produits et la baisse des prix font obstacle à l'obtention de pétrole et de gaz à partir des sources les plus énergivores et les plus coûteuses. Non seulement le scénario Triple-E fait-il en sorte de cibler les gisements à mettre en valeur, mais il dicte aussi la manière de le faire, privilégiant les processus les plus efficaces comme le gaz oxygéné ou la gazéification en vue de la valorisation et de la production de pétrole brut synthétique. Un recours toujours plus grand aux technologies de gazéification dans les sables bitumineux aurait pour conséquence de réduire la consommation de gaz naturel et il serait en outre possible de produire un flux de CO₂ pur pour la capture de dioxyde de carbone et son stockage. Cette question est traitée plus en détail dans la section sur le pétrole.

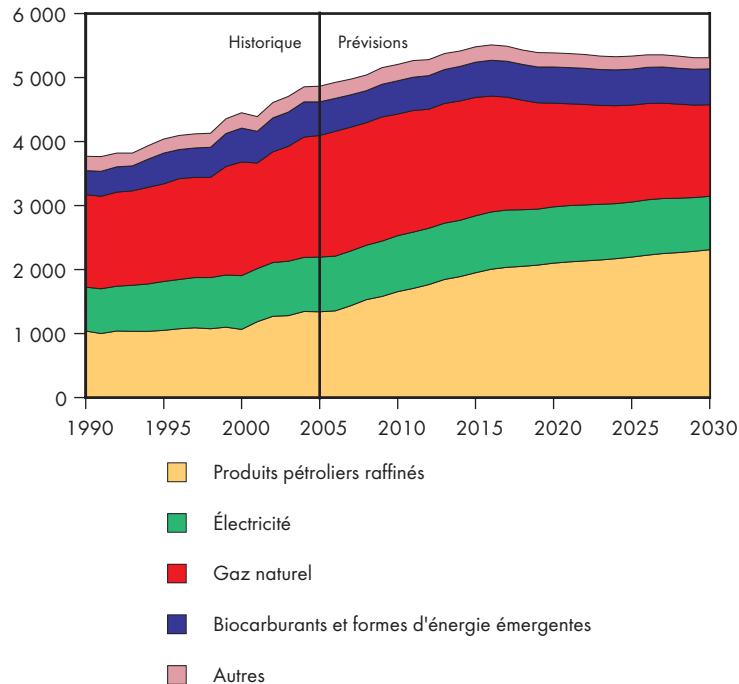
La demande d'énergie secondaire dans le secteur industriel au Canada croîtra suivant un taux de 0,3 % par année pendant la période de 2004 à 2030 (figure 5.8). Les hypothèses de ralentissement de la croissance économique dans ce secteur, alliées à des politiques d'amélioration de l'efficacité, maintiennent la progression de la demande à un niveau plus bas que le taux historique de 1,8 %. La demande industrielle totale augmente plus rapidement au cours de la première moitié de la période de prévision en raison d'une forte croissance dans le secteur pétrolier et gazier. Toutefois, un ralentissement de la demande survient lorsque la croissance dans ce même secteur s'amenuise à

la suite de la baisse des prix des produits de base. Hors énergie, la hausse se situe à 0,6 % pendant la période de prévision, ce qui ne suffit pas à continuer de pousser vers le haut la demande industrielle dans son ensemble. Dans ce scénario prospectif, l'exclusion du pipeline de la vallée du Mackenzie

attribuable au recul des prix et de l'accessibilité aux meilleures technologies qui soient à l'égard des procédés industriels a une incidence sur la demande.

FIGURE 5.8

Demande canadienne industrielle d'énergie secondaire selon le combustible – Triple-E
en pétajoules



(Dans « Autres » sont compris le charbon, la coke, le gaz de cokerie, la vapeur et le naphte.)

névralgique de tout débat sur les transports, le scénario prospectif Triple-E tient aussi compte d'un éventail plus large de choix de vie et de valeurs sociétales, qui ont, dans ce secteur, une incidence tout aussi importante sur la demande d'énergie.

Tout part des améliorations apportées aux véhicules à moteur à combustion interne (MCI) ordinaires. L'objectif d'une progression annuelle de 3 % au cours de la première moitié de la période visée par le scénario constitue une amélioration substantielle par rapport au taux historique. Outre les améliorations de l'efficacité attribuables à chaque catégorie de véhicule (p. ex., voitures compactes et sous-compactes, camionnettes, camions de taille moyenne), le secteur des transports réduit de beaucoup sa consommation d'énergie du fait que les conducteurs préfèrent de plus en plus les véhicules de plus petite taille. À mesure que les véhicules plus âgés sont retirés du marché, ils sont remplacés par d'autres qui sont plus efficaces. Cette efficacité accrue peut être le résultat du remplacement d'un véhicule par un autre de même taille mais plus perfectionné sur le plan technologique (p. ex., véhicules hybrides) ou encore par un dont le degré d'efficacité est au moins supérieur d'une catégorie.

En 2030, les provinces qui consomment le plus d'énergie dans le secteur industriel sont l'Alberta, avec 50 % de la demande industrielle au Canada, l'Ontario avec 20 % et le Québec avec 13 %. Les quotes-parts provinciales varient grandement selon les types d'industries et leur intensité énergétique, ainsi qu'en fonction de la disponibilité des combustibles⁶⁷.

Demande d'énergie dans le secteur des transports

Même si l'efficacité, qui prend ici la forme d'économie de carburant, est le point

67 L'annexe 2 renferme des renseignements détaillés sur la demande d'énergie par province.

Au-delà des améliorations de l'efficacité et des habitudes d'achat, la façon dont les Canadiens se déplacent évolue grandement. À l'origine, cette modification des comportements signifie qu'une partie des personnes qui se déplaçaient seules dans leur véhicule pour se rendre au travail et en revenir utilisent désormais les services de transport en commun. Les villes adoptent allégrement la notion de « croissance intelligente », qui privilégie des densités de population plus élevées et un nombre accru de possibilités pour le transport des personnes. La tendance à l'élargissement incessant de la zone urbaine (à son expansion tentaculaire qui contribue à l'accroissement des VKP des particuliers) au Canada s'en trouverait ainsi modifiée. Le scénario Triple-E tient compte d'une réduction de 5 % des VKP découlant des investissements des municipalités dans le transport en commun. En outre, la densité de population accrue et la présence de quartiers à vocation mixte (habitation/travail) en 2030 font qu'une tranche supplémentaire de 10 % des foyers présente une réduction de 50 % du nombre de VKP.

La composante biocarburant de la politique des transports envisagée en Triple-E prévoit l'application jusqu'en 2030 des objectifs régionaux existants à court terme⁶⁸. La technologie actuelle permettrait d'atteindre l'objectif de 5 % d'éthanol

Technologies des transports

Pour des réductions valables de la demande d'énergie ou des émissions, des changements dans le secteur des transports sont inévitables. Depuis 15 ans, il s'agit d'un secteur qui a grandement influencé la hausse de la demande et des émissions au Canada. L'accroissement du poids moyen des véhicules, de leur taille et de leur puissance a pratiquement annulé l'ensemble des gains d'efficacité attribuables à des améliorations technologiques. Cependant, il semble que camionnettes et véhicules utilitaires sports (VUS) aient connu leur apogée. Selon RNCAN, la quote-part du marché des véhicules neufs occupée par les voitures de tourisme et les camionnettes au pays s'est stabilisée autour de 62 % dans le premier cas et de 38 % dans le second.

La modélisation de la consommation d'énergie dans le secteur des transports passe par l'analyse des types de moteurs et de carburants ainsi que du milieu opérationnel. Les modifications éventuelles au transport par route, qui domine la demande dans ce secteur, ont été examinées à la loupe. Afin d'avoir une idée des changements qui semblent probables dans un proche avenir, il faut savoir par exemple que les É.-U. ont recommandé des améliorations, en matière d'économie de carburant, pouvant devoir atteindre 4 % par année à compter de 2010. Ce pourcentage est plusieurs fois plus élevé que le taux historique.

L'industrie de l'automobile continue de perfectionner le MCI et d'en améliorer le rendement. À cet égard, les progrès réalisés ces dernières années comprennent notamment la désactivation de cylindres, la distribution à programme variable, la transmission à variation continue (TVC) et le freinage par récupération. L'évolution se poursuit sur de nombreuses années et chaque amélioration pourrait être à l'origine d'un gain de quelques points de pourcentage au chapitre de l'économie de carburant. Seul un vaste éventail d'options stratégiques, dont de nouvelles habitudes d'achat des consommateurs et de nouvelles techniques de planification urbaine, pourra mener à des changements significatifs pour ce qui est des émissions de GES et de la demande dans le secteur des transports.

Les véhicules de l'avenir pourraient être le produit de la convergence de technologies à l'origine d'une révolution au chapitre de la demande d'énergie. Actuellement, les voitures hybrides sont considérées comme une étape vers les véhicules électriques hybrides (VÉH), qui eux mêmes devraient mener aux véhicules à piles à combustible du futur. De tels véhicules, outre le fait qu'ils permettent de « faire le plein » sur le réseau des services publics, donnent aussi la possibilité d'alimenter ce même réseau. Il se pourrait que le parc de véhicules d'une prochaine génération interagisse avec le réseau électrique de telle manière qu'ils emmagasinent de l'énergie en dehors des périodes de pointe et qu'ils la redistribuent sur le réseau pendant les périodes de charge critiques.

68 En Ontario, l'hypothèse posée est celle que l'éthanol représentera 5 % du volume (3,4 % de l'énergie) par rapport à toute l'essence consommée dans la province en 2007, ces pourcentages passant respectivement à 10 % et 6,8 % d'ici 2030. En Saskatchewan, l'hypothèse avancée veut que l'éthanol représente 7,5 % du volume (5,1 % de l'énergie) par rapport à toute l'essence consommée dans la province en 2007, ces pourcentages passant respectivement à 10 % et 6,8 % d'ici 2030. Aux fins de la modélisation, l'hypothèse adoptée a été celle d'un volume d'éthanol égal à 10 % du volume total d'essence consommée au Canada d'ici 2030. Par ailleurs, l'éthanol représente 2 % du volume (1,8 % de l'énergie) du diesel total consommé au Canada en 2030.

FIGURE 5.9

Demande canadienne d'énergie dans le secteur des transports selon le combustible – Triple-E

en pétajoules

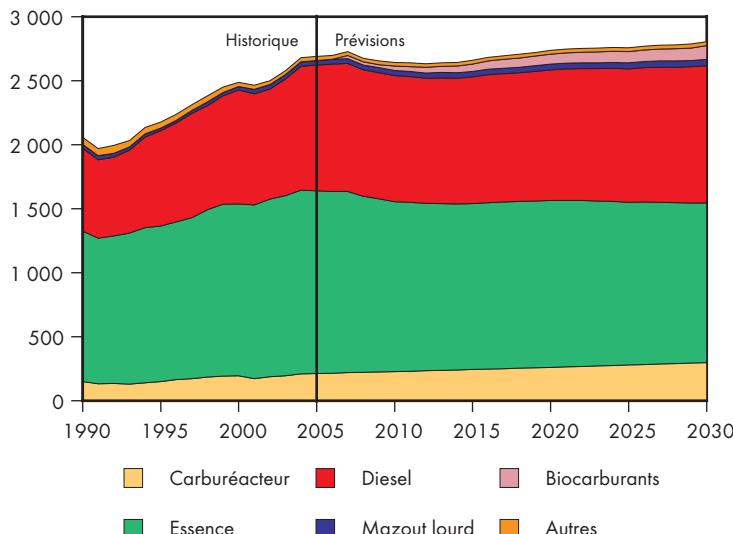
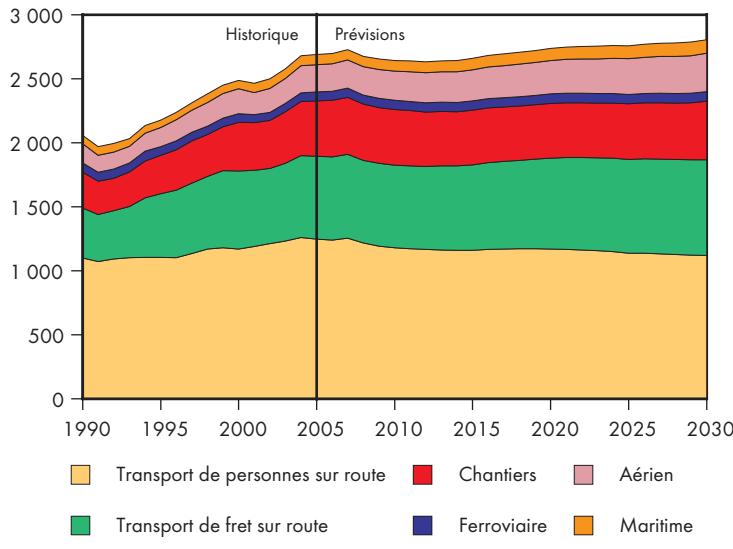


FIGURE 5.10

Demande canadienne d'énergie dans le secteur des transports selon le mode – Triple-E

en pétajoules



présentement visé. L'atteinte de celui de 10 % d'ici 2030 dépend des percées effectuées au chapitre de la transformation des biocarburants. Par exemple, la production d'éthanol cellulosique augmenterait grandement le rapport entre biomasse et énergie produite. Il en va de même pour le biodiesel, qui est supposé représenter 2 % du volume total de diesel. Le succès de l'industrie des biocarburants au Canada est tributaire de recouplements multiples entre les stratégies énergétiques et environnementales ainsi que d'aménagement rural.

La demande d'énergie dans le secteur des transports au Canada croîtra de 0,2 % par année pendant la période de 2004 à 2030, ce qui est très inférieur au taux historique et attribuable au ralentissement de la croissance économique, aux améliorations de l'efficacité et aux modifications des comportements (figure 5.9). Les quotes-parts par combustible de la demande au Canada pendant la période à l'étude montrent un important recul de celle de l'essence, qui est le résultat d'une efficacité accrue et des politiques sur les biocarburants posées en hypothèse.

Approvisionnement en pétrole

Pétrole brut et équivalents

Avec les prix les plus faibles pour le pétrole et compte tenu aussi de la grande importance accordée à la conformité environnementale, c'est le scénario prospectif Triple-E qui est le moins propice à l'accroissement des niveaux de production pétrolière.

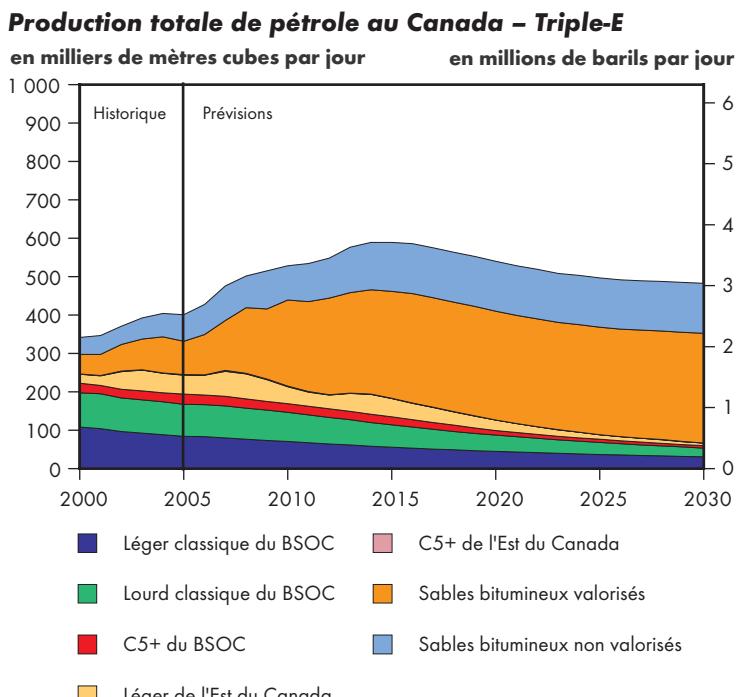
Ressources en pétrole brut et en bitume

Les ressources en pétrole brut et en bitume au Canada sont les mêmes dans le scénario de référence et les trois scénarios prospectifs⁶⁹.

Production totale de pétrole au Canada

En Triple-E, la production gagne autour de 1,6 % par année jusqu'en 2015, puis décroît en raison de la faiblesse des prix et d'une nouvelle imposition toujours plus élevée du CO₂. Toutefois, les initiatives gouvernementales en matière de capture et de séquestration du CO₂ permettent des niveaux supérieurs de récupération assistée du pétrole. La production atteint un sommet d'environ 589 000 m³/j (3,71 Mb/j) en 2014, pour ensuite reculer graduellement jusqu'à 482 000 m³/j (3,04 Mb/j) en 2030 (figure 5.11).

FIGURE 5.11



Pétrole brut classique – BSOC

En Triple-E, la faiblesse des prix du pétrole fait que la situation est la moins attrayante de toutes pour les producteurs pétroliers. Cependant, l'injection de CO₂ à grande échelle, favorisée par une « ossature » pipelinière à des fins de transport, va de l'avant avec l'appui du gouvernement (voir l'encadré). Dans l'ensemble, les niveaux de production régressent, mais reprennent une lente croissance vers la fin de la période visée alors que les coûts s'ajustent en fonction de la nouvelle conjoncture sur le marché.

L'importance accrue de l'injection de CO₂, à l'intérieur du scénario prospectif Triple-E, permet de ramener à 4,2 % le taux de diminution pour le pétrole léger classique, lequel taux est de 5 % en Maintien des tendances.

En ce qui a trait au pétrole brut lourd classique, en Triple-E, la faiblesse des prix et les coûts associés à des conditions plus strictes en matière d'environnement font que la production ne poursuit pas sur sa lancée du début de la période. Dans la même optique, ce scénario étant plus favorable à la protection de l'environnement, la préférence accordée au pétrole brut léger pourrait signifier une précarisation des marchés pour le brut lourd. La production chute à 23 000 m³/j (145 kb/j) en 2030.

69 Ces ressources sont présentées au chapitre 3 et encore plus en détail à l'annexe 3.

Capture de dioxyde de carbone et stockage/ossature pipelinière pour le CO₂ en Alberta

La capture de dioxyde de carbone et son stockage (CCS) ouvrent la voie à d'importantes réductions des émissions de GES par des sources industrielles et découlant de la production d'électricité. Le CCS est un processus en trois étapes.

- Capture du CO₂ – Le CO₂ qui est habituellement rejeté dans l'atmosphère en tant que sous-produit de procédés industriels est plutôt extrait et comprimé sous une forme qui en facilite le transport.
- Transport du CO₂ – Le CO₂ capturé est transporté par pipeline ou citerne jusqu'à une aire de stockage.
- Stockage du CO₂ – Le CO₂ est stocké dans des formations géologiques (p. ex., gisements actifs ou épuisés de pétrole et de gaz, nappes salines en profondeur ou cavernes de sel), dans l'océan ou dans des milieux minéraux carbonatés. Le stockage peut être permanent, ou temporaire jusqu'à une utilisation ultérieure dans le cadre de procédés industriels. Le stockage de CO₂ dans des formations géologiques montre de belles possibilités. Les travaux de recherche se poursuivent pour établir la faisabilité du stockage dans l'océan ou dans des milieux minéraux carbonatés. Il semble pour le moment que les procédés industriels constituent des applications peu prometteuses en vue d'importantes réductions des émissions de GES.

L'Alberta est une bonne candidate au CCS du fait de la présence de vastes sources industrielles de CO₂ très pur dans le BSOC (p. ex., installations dans la région des sables bitumineux ainsi qu'usines à gaz et de production d'ammoniac, et peut-être même futures centrales alimentées au moyen de combustibles fossiles). Le BSOC est une formation géologique bien connue où les infrastructures en place pourraient être mises à profit en vue du transport et de l'injection de CO₂. L'aménagement à grande échelle de pipelines de CO₂ qui relieraient les principaux émetteurs industriels de GES aux lieux de stockage à l'intérieur de la province a été proposé. Cette « ossature » pipelinière s'étendrait fort probablement de Fort McMurray et de la région d'Edmonton/Fort Saskatchewan jusqu'aux gisements de Swan Hills et de Pembina. Les gisements de Weyburn et de Midale, en Saskatchewan, pourraient aussi y être greffés. Le CO₂ ainsi capturé pourrait servir aux activités de RAH. Toute quantité supplémentaire pourrait être stockée dans le BSOC.

Des problèmes de nature technologique et économique continuent de faire obstacle à la CCS. Selon le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIFC), des réseaux de CCS peuvent être constitués à partir des technologies existantes, mais il n'a pas encore été prouvé que de telles technologies pouvaient être réunies en un ensemble cohérent. Par ailleurs, il existe un écart entre le prix que les industries de RAH seraient prêtes à payer pour le CO₂ et celui qui serait demandé afin de pouvoir récupérer les coûts de capture. Il est probable que des politiques gouvernementales seront requises pour combler cet écart.

Ressources sur le Web :

Rapport spécial du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIFC) – Piégeage et stockage du dioxyde de carbone http://arch.rivm.nl/env/int/ipcc/pages_media/SRCCS-final/IPCC%20F.pdf

Site Web du programme de recherche et développement sur les gaz à effet de serre de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) – CO₂ Capture and Storage <http://www.co2captureandstorage.info/>

Gouvernement du Canada – Feuille de route technologique sur la capture et le stockage du dioxyde de carbone du Canada http://www.nrcan.gc.ca/es/etb/cetc/combustion/co2trm/htmldocs/ccstrm_main_f.html

Production de brut léger dans l'Est du Canada

Les projections de production pétrolière pour l'Est du Canada sont dominées par les gisements extracôtiers, la production prévue pour l'Ontario étant d'importance mineure.

Les prix prévus pour le pétrole dans le scénario prospectif Triple-E ne favorisent pas l'accroissement de l'offre pétrolière sur la côte Est après 2015. Dans ce même scénario, les gisements satellites ne sont pas inclus et il n'est tenu compte d'aucun autre gisement d'envergure. L'offre atteint un sommet de 65 000 m³/j (410 kb/j) en 2007, pour ensuite décliner jusqu'à 6 700 m³/j (42 kb/j) en 2030 (figure 5.14).

Offre de sables bitumineux

En Triple-E, des prix plus bas pour le pétrole et l'augmentation des coûts, compte tenu de conditions plus strictes en matière d'environnement, ralentissent précipitamment l'activité (figure 5.15). À compter de 2020, seuls les projets existants continuent de produire, et pendant plusieurs années la production décline. Après une période d'ajustement, il y a faible croissance au-delà de 2027. Selon le scénario Triple-E, la production atteint 416 000 m³/j (2,62 Mb/j) en 2030. Les volumes de bitume valorisé totalisent 286 000 m³/j (1,80 million b/j) tandis que le total des volumes non valorisés est de 131 000 m³/j (825 kb/j). Ce scénario ne prévoit aucune production de sables bitumineux en Saskatchewan.

FIGURE 5.12

Schéma de l'ossature pipelinière pour le CO₂ en Alberta

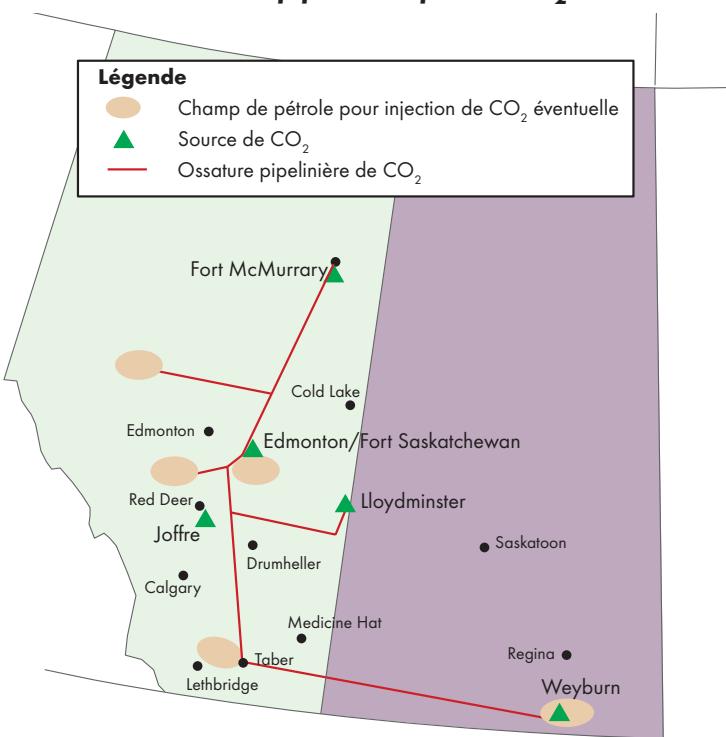


FIGURE 5.13

Production de pétrole classique dans le BSOC – Triple-E

en milliers de mètres cubes par jour en millions de barils par jour

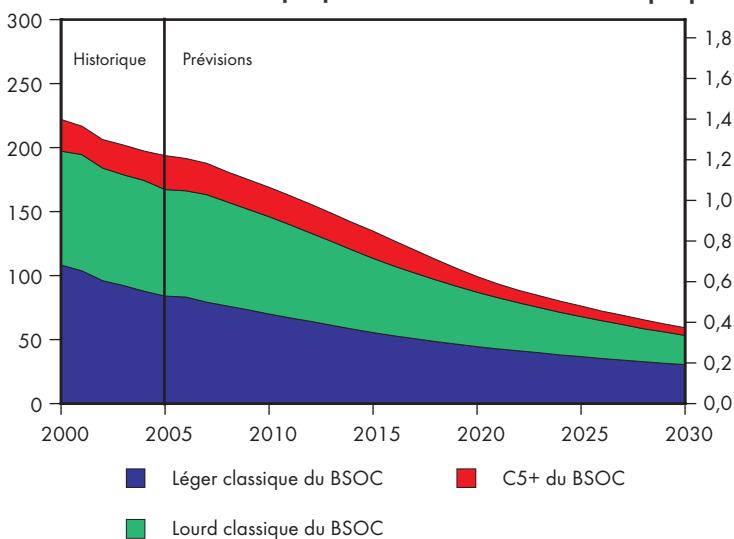


FIGURE 5.14

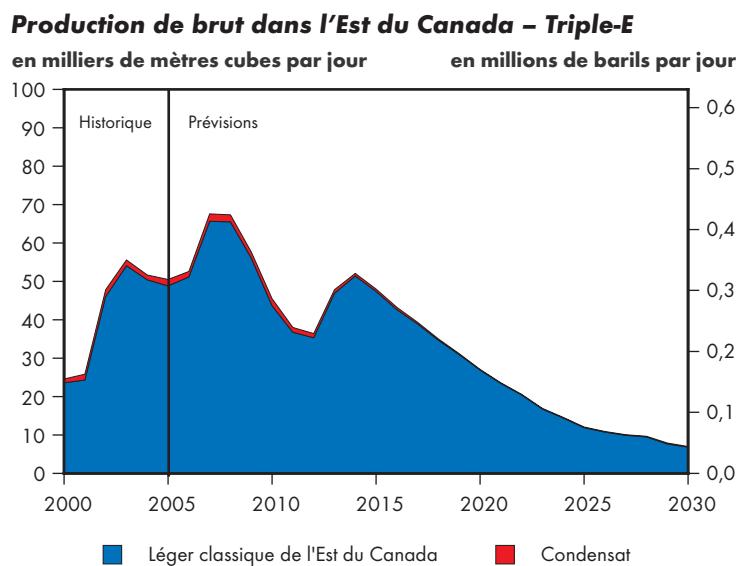
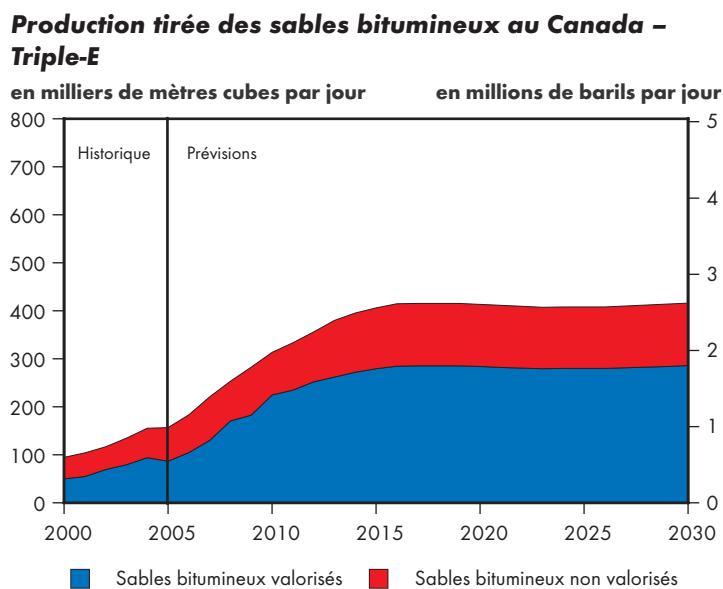


FIGURE 5.15



Le scénario Triple-E est celui qui accorde le plus de place aux questions d'environnement et à l'existence de programmes gouvernementaux d'encouragement à l'amélioration de l'efficacité énergétique. Dans ce contexte, les améliorations hypothétiques de l'efficacité énergétique sont de 1,5 % par année contre 1,0 % dans les autres scénarios. De plus, les initiatives gouvernementales à l'appui de la capture de CO₂ et de son stockage favorisent dans une certaine mesure le passage à la gazéification du bitume afin de produire l'énergie nécessaire à l'exploitation des sables bitumineux, et ce, malgré les faibles prix pour le pétrole. Ce scénario envisage que l'intensité du gaz naturel acheté, de 0,67 kpi³/j qu'elle était en 2005, s'établit à 0,30 kpi³/j en 2030. Au total, le gaz naturel devant être acheté, à l'exception du gaz visant à répondre aux besoins en électricité sur place, augmente quelque peu, et de 0,65 Gpi³/j en 2005, il atteint 0,9 Gpi³/j en 2030, ce qui correspond à un ralentissement de la croissance de la production tirée des sables bitumineux.

Bilans de l'offre et de la demande

Selon le scénario prospectif Triple-E, la production est moindre et le déclin commence plus tôt pour ce qui est du pétrole classique. Au pays, la demande de produits pétroliers augmente et passe de 290 900 m³/j (1,83 Mb/j) en 2005 à 331 800 m³/j (2,09 Mb/j) en 2015, puis à 358 600 m³/j (2,26 Mb/j) en 2030. Davantage d'importance est accordée à la production de carburants de transport plus propres ainsi qu'à l'efficacité énergétique.

Pétrole brut léger – Bilan de l'offre et de la demande

Les exportations de pétrole brut léger montent en flèche pour passer de 110 200 m³/j (694 kb/j) en 2005 à un sommet de 278 400 m³/j (1,75 Mb/j) en 2015. Par la suite, elles régressent jusqu'à 222 600 m³/j (1,40 Mb/j) en 2030, une conséquence directe du rapide repli de la production de pétrole brut léger classique et de l'absence de croissance à l'égard de la production de brut synthétique (figure 5.16).

Pétrole brut lourd – Bilan de l'offre et de la demande

Les exportations de pétrole brut lourd en 2005 sont de 149 200 m³/j (940 kb/j), et elles demeurent à ce niveau jusqu'en 2015, année où elles commencent à décliner graduellement jusqu'à 117 500 m³/j (740 kb/j) en 2030 (figure 5.17).

Approvisionnement en gaz naturel

Ressources disponibles de gaz naturel au Canada

Dans le monde du scénario prospectif Triple-E où les prix sont en baisse, il n'est plus rentable de mettre en valeur les plus coûteuses des ressources non classiques. Conséquemment, les ressources restantes de MH, de gaz de réservoir étanche et de gaz de schiste dans l'Ouest canadien ont été comprimées par rapport aux autres scénarios⁷⁰. Comparativement à la situation prévue dans le scénario de référence et le scénario prospectif de Maintien des tendances, les ressources restantes estimatives de MH ont régressé de 26 %, tandis que pour le gaz de réservoir étanche et le gaz de schiste, la régression atteint presque 40 % dans chaque cas.

FIGURE 5.16

Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut léger – Triple-E

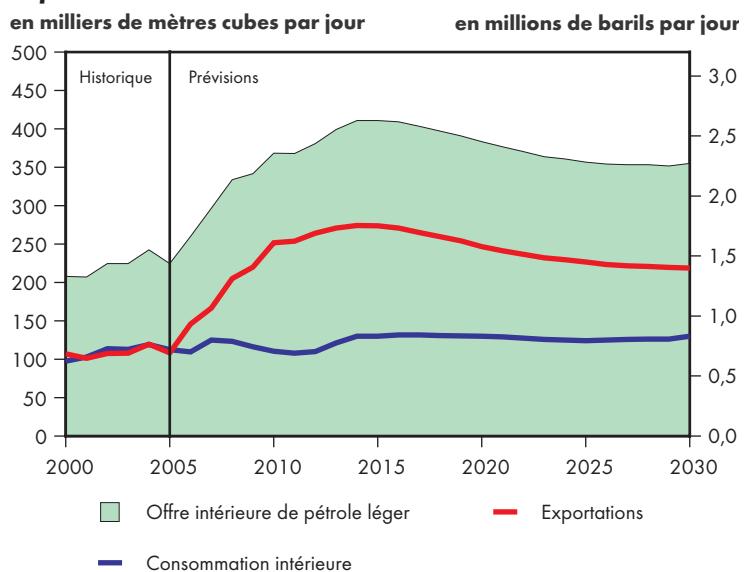
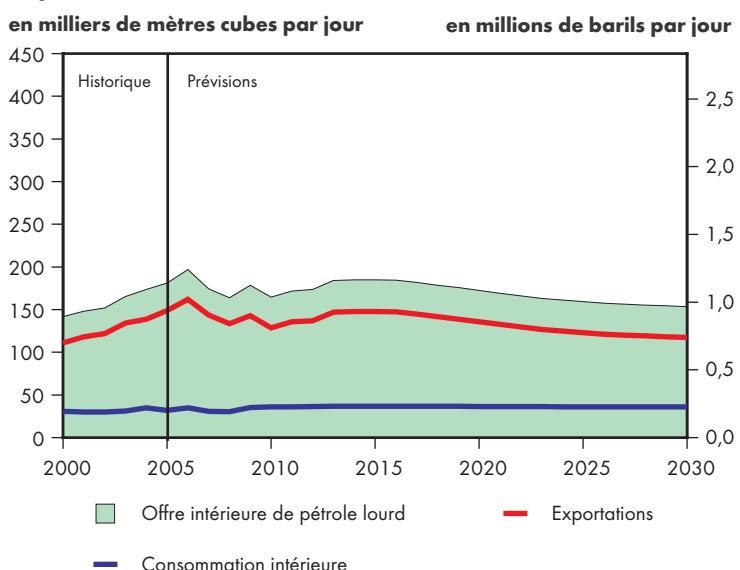


FIGURE 5.17

Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut lourd – Triple-E



70 Tel qu'il est illustré à l'annexe 4.

Gaz naturel liquéfié (GNL)

En 2005, le Canada et les É.-U. ont consommé 26,3 % du gaz naturel utilisé dans le monde cette année-là. Plus de 98 % du gaz ainsi consommé avait été produit dans ces deux pays. Toutefois, il est estimé que plus de 96 % des réserves de gaz prouvées restantes dans le monde se trouvent à l'extérieur du Canada et des É.-U. Selon les conditions qui prévalent sur le marché, il pourrait être avantageux pour l'Amérique du Nord de s'approvisionner dans une plus grande proportion à partir des ressources présentes ailleurs dans le monde, et donc d'importer de plus grandes quantités de gaz naturel par bateau-citerne, sous forme liquéfiée. Au total, à l'échelle mondiale, les échanges commerciaux visant le GNL en 2005 portaient sur environ 567 Mm³/j (20 Gpi³/j), et selon Tristone Capital, les futurs projets de GNL, qu'ils soient déjà en chantier ou simplement envisagés, pourraient accroître l'offre jusqu'aux alentours de 1 700 Mm³/j (60 Gpi³/j) au cours des dix années à venir.

Si jamais une telle progression se matérialisait, il est possible que la hausse de l'offre de GNL soit supérieure à la croissance de la demande sur le marché. Dans de telles conditions, les fournisseurs de GNL pourraient se voir obligés de se faire concurrence quant aux prix proposés pour la livraison du gaz dans des marchés où l'offre suffit déjà. Toujours selon Tristone Capital, cette situation pourrait ramener les prix jusqu'au niveau moyen des coûts marginaux pour le GNL livré en Amérique du Nord, estimés à l'heure actuelle aux environs de 5,04 \$US/GJ (5,30 \$US/MBTU). À ce niveau, la production gazière intérieure, qui coûte davantage, pourrait être délogée à la faveur d'importations supplémentaires de GNL. Reconnaissant peut-être la possibilité d'une telle érosion des prix si les différents fournisseurs actuels et éventuels devaient se faire concurrence, certains d'entre eux ont entrepris des discussions très préliminaires sur la possibilité de constituer une organisation semblable à l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) pour aider à la gestion coopérative de l'offre mondiale de GNL.

Il y a eu des augmentations substantielles de la capacité d'importation de GNL en Amérique du Nord, et d'autres travaux sont en cours, notamment pour l'agrandissement de quatre des cinq terminaux existants et la construction de sept nouveaux terminaux (dont quatre sur la côte américaine du golfe du Mexique et deux au Mexique, en plus du projet de Canaport^{MD}, au Nouveau-Brunswick). En tout, plus de 40 terminaux méthaniers ont été proposés aux É.-U. et au Canada, mais il se pourrait bien que certains ne se concrétisent pas. En général, les propositions de terminaux de GNL sur les côtes Est et Ouest des É.-U. ont tendance à soulever davantage d'opposition à l'échelle locale que celles visant la côte du golfe du Mexique.

En dernier lieu, la vaste capacité de stockage gazier souterrain en Amérique du Nord, comparativement aux autres grands marchés pour le GNL (eux aussi principalement situés dans l'hémisphère Nord), pourrait mener à des importations accrues de GNL pendant les mois d'été plutôt que pendant la saison de pointe, lorsqu'il faut répondre aux besoins en chauffage.

Par contre, les estimations des ressources restantes de gaz classique demeurent les mêmes ici que dans le scénario de référence ou en Maintien des tendances. Ces estimations sont établies en fonction de la taille minimale du gisement, selon la zone, qu'il est techniquement possible de mettre en valeur d'après l'industrie. Selon la fourchette des prix envisagés, la taille ainsi définie pour le scénario de référence et celui de Maintien des tendances continue de s'appliquer dans le scénario prospectif Triple-E.

Pour ce qui est des projets dans les régions pionnières, encore là, les ressources restantes ne changent pas en Triple-E par rapport au scénario de référence et au scénario prospectif de Maintien des tendances, et elles continuent de tenir compte des meilleures estimations les plus récentes de l'ONÉ quant au gaz commercialisable pouvant techniquement être récupéré, lesquelles estimations s'appliquent selon les fourchettes de prix envisagées. Un problème de taille dans un milieu où les prix sont moindres consiste à surmonter les obstacles techniques et liés aux coûts découlant de l'emplacement, en vue de la construction des infrastructures requises pour avoir accès aux ressources dans les régions pionnières éloignées. Puisque la probabilité de mise en valeur des ressources des régions pionnières d'ici 2030 ne constitue qu'un faible pourcentage de l'ensemble des ressources dans ces régions, un rajustement des estimations à la baisse n'aurait que peu de conséquences sur les perspectives de l'offre.

Production et importations de GNL

Dans ce scénario, la forte croissance de l'offre de GNL sur la scène

mondiale fait que le gaz importé devient une solution viable pour répondre à une bonne partie des besoins en gaz naturel du Canada. Les producteurs de gaz au pays pourraient également choisir de profiter, à divers degrés, des occasions qui se présentent à l'égard du GNL sur le marché international. La disponibilité d'abondantes ressources de GNL pourrait éliminer le besoin de chercher à mettre en valeur certaines sources d'approvisionnement au Canada, que ce soit de gaz classique à coût élevé, de gaz non classique ou encore du gaz présent dans les régions pionnières.

Il est prévu que les importations de GNL commenceront en 2009, au rythme de $14 \text{ Mm}^3/\text{j}$ ($0,5 \text{ Gpi}^3/\text{j}$), pour ensuite croître de façon régulière jusqu'à $150 \text{ Mm}^3/\text{j}$ ($5,3 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) d'ici 2029, tel qu'il est illustré à la figure 5.18. Ces volumes

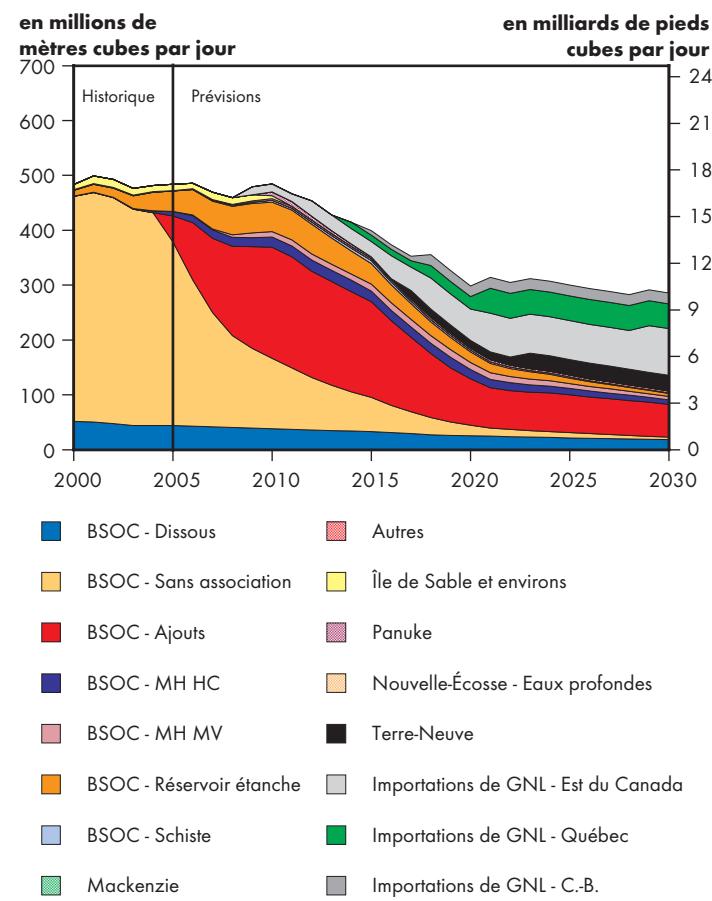
de GNL seraient déchargés dans un nombre estimatif de sept terminaux méthaniers, dont la capacité individuelle se situe entre 14 et $28 \text{ Mm}^3/\text{j}$ (entre $0,5$ et $1,0 \text{ Gpi}^3/\text{j}$). De tels terminaux d'importation pourraient être construits en des lieux côtiers appropriés en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick, à Terre-Neuve-et-Labrador, au Québec et en Colombie-Britannique. Les importations prévues de GNL équivalent à 50% de la production intérieure en 2020, et ce pourcentage croît à un rythme constant pour finalement être un peu supérieur à la production à la fin de la période à l'étude.

Compte tenu d'un milieu où les prix sont plus faibles et qui donne accès à des importations imposantes, il se peut que les niveaux annuels de forages gaziers au Canada régressent de façon tangible et que les travaux effectués soient plus sélectifs, permettant une efficacité maximale tout en réduisant au minimum l'escalade des coûts. Dans l'Ouest canadien, cela signifierait le forage d'un nombre moyen de $8\,000$ puits de gaz par année entre 2015 et 2030, un niveau qui se rapproche de ceux qui prévalaient vers la fin des années 1990. En raison de la décroissance des activités de forage, la production de gaz classique dans l'Ouest canadien régresse assez rapidement et chute d'environ un tiers d'ici 2015 et de 80% d'ici 2030.

Dans la même optique, le fait que les ressources non classiques imposent un effort intensif de forage, elles ne conviennent pas vraiment aux conditions d'activité minimale prévues en Triple-E. La production de gaz de réservoir étanche montre une croissance modeste jusqu'en 2012 avant de décliner graduellement jusqu'à moins de $6 \text{ Mm}^3/\text{j}$ ($0,2 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2030. Le gaz de schiste a de la

FIGURE 5.18

Perspectives de production de gaz naturel – Triple-E



difficulté à être concurrentiel et sa production ne dépasse jamais les 6 Mm³/j (0,2 Gpi³/j). La mise en valeur du MH se stabilise à un niveau un peu supérieur à 28 Mm³/j (1,0 Gpi³/j) entre 2010 et 2019, puis, pendant le reste de la période de projection, ce volume s'effrite graduellement de moitié.

Les travaux de mise en valeur du gaz naturel associés aux projets pétroliers extracôtiers des Grands bancs de Terre-Neuve demeurent pour leur part concurrentiels du fait que, dans une mesure importante, les coûts d'origine à cet égard sont affectés à l'exploitation pétrolière. Les projets dans les régions pionnières les plus isolées, dont ceux liés au gaz du delta du Mackenzie, ne vont pas de l'avant selon le scénario prospectif Triple-E puisque les prix du gaz naturel ne permettent pas de couvrir les coûts de construction du pipeline alors requis, ni ceux des infrastructures d'expédition jusqu'aux marchés de destination.

Bilan de l'offre et de la demande

Des coûts d'approvisionnement plus faibles en Triple-E sont rendus possibles en raison de l'union d'une baisse de la production de gaz naturel au Canada et d'une hausse des importations de GNL. Cette combinaison de facteurs mène à une réduction graduelle de l'offre gazière disponible au Canada, laquelle passe de 481 Mm³/j (17 Gpi³/j) en 2005 à 397 Mm³/j (14 Gpi³/j) en 2015, puis à 283 Mm³/j (10 Gpi³/j) en 2030. Du fait que les É.-U. aussi s'approvisionnent de plus en plus au moyen d'importations de GNL, la diminution de l'offre de gaz naturel au Canada correspond à un recul des exportations visant à répondre à la demande américaine.

Les améliorations de l'efficacité énergétique alliées à des besoins moins importants dans la région des sables bitumineux freinent la croissance de la demande de gaz naturel au Canada, qui se situe à peine à 7 % entre 2005 et 2030. Production intérieure et importations de GNL s'unissent pour répondre à cette demande. L'écart qui demeure présent entre l'offre et la demande se situe en moyenne à 62 Mm³/j (2,2 Gpi³/j) entre 2020 et 2030, un volume qui pourrait être destiné aux exportations vers les É.-U.

Selon le scénario prospectif Triple-E, le Canada devient un importateur net de gaz naturel après 2018, ce qui est voulu dans le cadre d'une stratégie visant à réduire les coûts de l'offre gazière en se concentrant sur la mise en valeur de gaz canadien provenant de sources à plus faible coût, qu'elles soient classiques, non classiques ou situées dans des régions pionnières, tout en ajoutant aux approvisionnements par la voie d'importations de GNL, qui abonde. Puisque le marché américain s'approvisionne lui aussi grandement au moyen d'importations supplémentaires de GNL, il y a réduction graduelle des exportations de gaz naturel canadien vers les É.-U., ce qui va dans le sens des règles de comportement habituelles des marchés voulant que tous les participants profitent des coûts les moins élevés possibles. Les conditions de déséquilibre commercial qui devraient être remplies afin de pouvoir demander l'application du critère de proportionnalité au titre de l'Accord de libre-échange nord-américain (ALENA) ne cadrent pas avec la situation prévalant en Triple-E, qui prévoit de faibles coûts, la stabilité des investissements sur la scène mondiale et des marchés efficaces. Dans le contexte d'une situation internationale moins stable comme celle évoquée dans le scénario prospectif des îles fortifiées, les exportations de gaz du Canada vers les É.-U. ont généralement tendance à augmenter plutôt qu'à diminuer.

Liquides de gaz naturel

Offre et consommation

En Triple-E, l'équilibre entre l'offre et la demande de butanes se précarise vers la fin de la période à l'étude avec la diminution de la production de gaz naturel dans le BSOC alors que, pour sa part, la

demande à des fins de dilution dans les sables bitumineux et pour mélange dans l'essence continue de croître. Ainsi, à compter de 2021, il n'y a plus de surplus d'offre disponible à des fins d'exportation⁷¹.

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

Dans le scénario prospectif Triple-E, la demande est supérieure à l'offre en début de période, ce qui résulte en un manque à combler d'éthane d'environ 2 900 m³/j (18 kb/j) à partir de 2016, lequel manque passe à quelque 23 000 m³/j (145 kb/j) à la fin de la période visée (figure 5.20). C'est en Triple-E que le déficit d'éthane est le plus élevé, surtout en raison d'une offre beaucoup plus faible d'éthane classique. Dans ce scénario, la production de gaz naturel classique du BSOC est la moins importante compte tenu de la baisse des prix. De plus, aucune production d'éthane n'est associée au gaz du delta du Mackenzie puisque le projet pipelinier est jugé non rentable dans ce contexte de prix peu élevés pour le gaz naturel.

Approvisionnement en électricité

Capacité et production

Selon le scénario Triple-E, les politiques de gestion de la demande d'énergie et l'évolution des valeurs sociétales liées à la consommation énergétique signifient que la demande d'électricité commencera à régresser après 2016. Du fait des coûts associés au contrôle du CO₂ et d'autres émissions, les prix à

FIGURE 5.19

Bilan de l'offre et de la demande, gaz naturel – Triple-E

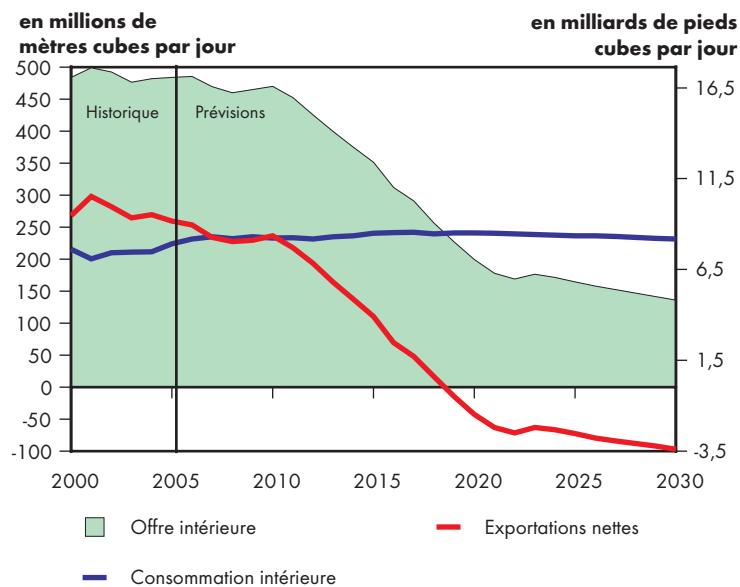
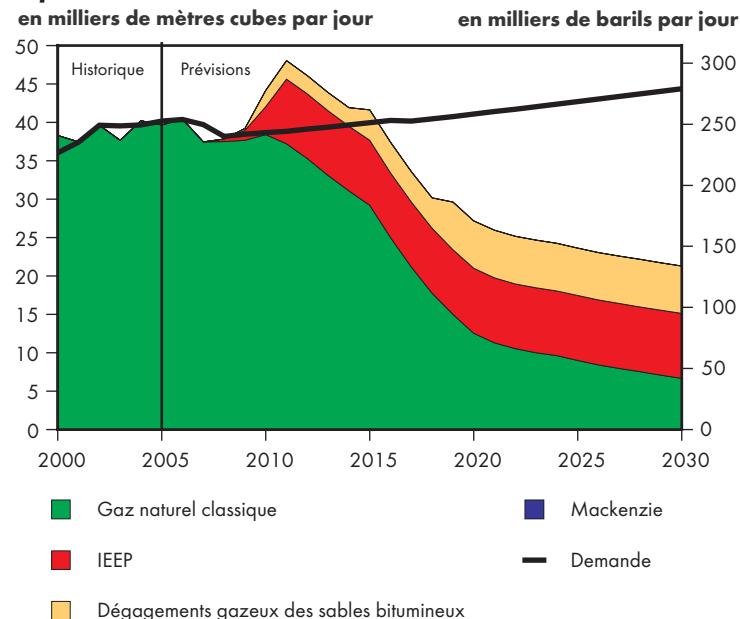


FIGURE 5.20

Bilan de l'offre et de la demande d'éthane canadien – Triple-E

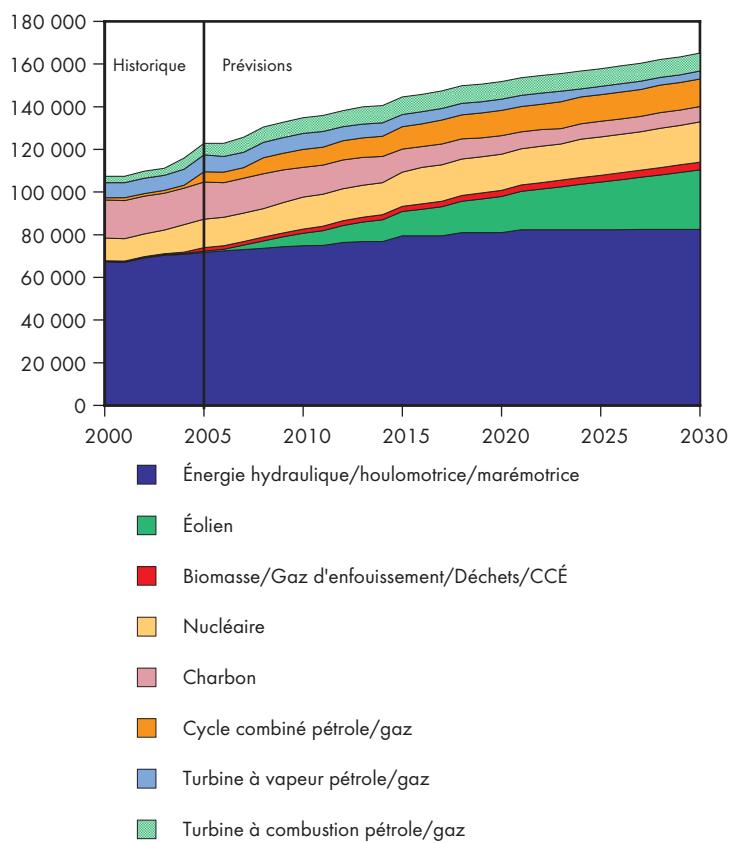


71 D'autres détails sur l'équilibre entre l'offre et la demande de propane ainsi que de butanes sont présentés à l'annexe 3.

FIGURE 5.21

Capacité de production au Canada – Triple-E

en MW



environnementales et énergétiques. À cet égard, le désir de protection de l'environnement fait contrepoids aux préoccupations concernant les coûts liés à la mise en œuvre des initiatives environnementales.

Centrales hydroélectriques

Outre celles énumérées dans le scénario de référence, après 2015, les centrales suivantes seront construites : site C à Peace River (900 MW) en Colombie-Britannique, ainsi que Conawapa (1 380 MW) et Gull/Keeyask (600 MW) au Manitoba.

La production hydroélectrique répondra à environ 60 % des besoins en électricité pendant la période de prévision (figure 5.22). Après une augmentation de 10 000 MW entre 2006 et 2015, la capacité de production gagne encore 3 000 MW pour atteindre 82 400 MW en 2030.

Centrales nucléaires

La capacité nucléaire totale progresse de 42 % entre 2005 et 2030, ce qui représente une augmentation de 5 500 MW. Les hypothèses relatives à la capacité nucléaire sont identiques à celles avancées dans les scénarios prospectifs des Îles fortifiées et de Maintien des tendances.

la consommation demeurent élevés, en dépit de la baisse de la demande ainsi que des prix du pétrole brut et du gaz naturel.

Entre 2005 et 2030, la capacité de production s'accroît de 34 %, avec l'apport, notamment, d'un grand nombre d'installations éoliennes et d'autres technologies non classiques qui devraient produire de l'électricité de façon intermittente (figure 5.21). La politique environnementale envisagée dans le scénario Triple-E permet le financement de types de production plus efficaces et le développement de solutions de recharge à la production classique. En outre, elle favorise des applications purement environnementales, comme la CCS. De grands progrès ont été réalisés en termes d'équilibre entre questions économiques,

Centrales alimentées au gaz naturel

En raison des prix plus faibles envisagés dans ce scénario et de la montée des préoccupations de nature environnementale, en dehors de l'Alberta et de la Saskatchewan, le gaz naturel est le combustible privilégié pour la production classique.

Centrales alimentées au charbon

La chute de la demande, alliée à la concurrence du gaz naturel et des technologies émergentes, fait que la quote-part de la capacité totale en place des centrales alimentées au charbon passe de 14 % à 4,3 % en 2030. En Alberta et en Saskatchewan, il y a un regain d'intérêt pour ce type de production à compter de 2019, et des centrales au charbon perfectionnées munies de dispositifs pour la capture de CO₂ et son stockage entrent en service.

Centrales alimentées au pétrole

La baisse de la demande d'électricité, à laquelle se greffe une commutation au profit du gaz naturel, plus propre, entraîne une coupure de 37 % de la production des centrales au pétrole d'ici 2030 et ce, en dépit de la construction de centrales de cogénération alimentées au bitume d'une capacité de 640 MW en Alberta. En 2020, la production qui était tirée de turbines alimentées au pétrole mises au rancart à Terre-Neuve est remplacée au moyen d'une production par cycle combiné de 180 MW alimentée au gaz naturel.

Technologies émergentes

L'éolien, les petites centrales hydroélectriques et la biomasse sont les solutions privilégiées pour le remplacement des technologies de production classiques, mais il est prévu que les énergies solaire, géothermique et houlomotrice réaliseront des gains importants. Par exemple, l'énergie houlomotrice connaît une croissance substantielle et permet d'ajouter 60 MW à la production sur les côtes Est et Ouest entre 2015 et 2030. Même si elles sont prometteuses, les technologies émergentes ont eu, et continueront probablement d'avoir, peu de conséquences, comparativement aux types classiques de production, pendant la période à l'étude.

C'est l'éolien qui, à ce chapitre, est à l'origine de la plus grande capacité en place selon le scénario prospectif Triple-E, cette capacité atteignant 17 % en 2030. Une telle situation nécessitera des investissements dans les réseaux de transport et les systèmes de commande afin de contrebalancer la nature intermittente de la production éolienne, mais les investissements en question sont jugés valables compte tenu des préoccupations de nature environnementale qui existent.

FIGURE 5.22

Production au Canada – Triple-E

en GWh

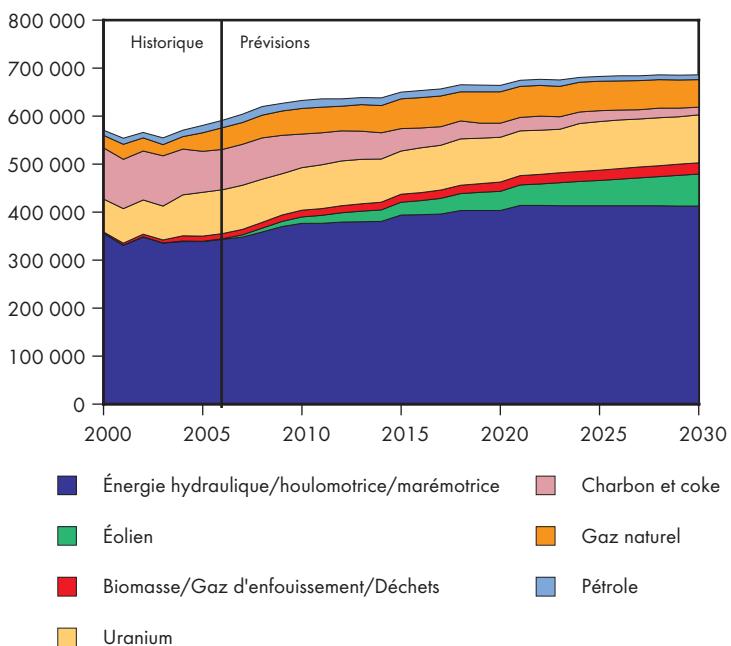
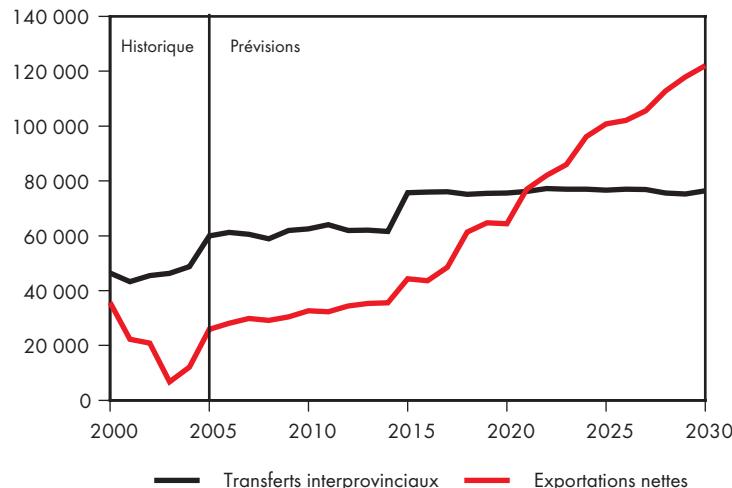


FIGURE 5.23

**Transferts interprovinciaux et exportations nettes –
Triple-E**

en GWh



**Exportations,
importations
et transferts
interprovinciaux**

De 2006 à 2030, les exportations canadiennes nettes triplent et atteignent 122 000 GWh (figure 5.23). Cette augmentation phénoménale est en grande partie attribuable à la modération de la demande à la suite de la prise de mesures de conservation de l'énergie et à la disponibilité d'hydroélectricité ou d'autres sources de production de remplacement, lesquelles sont privilégiées puisqu'elles

Épuration de charbon et capture de dioxyde de carbone et stockage

En plus des usines de transformation de sables bitumineux et des installations fabriquant des produits chimiques, les centrales alimentées au charbon pourraient constituer une autre source de CO₂ pur pour la CCS. L'Alberta et la Saskatchewan sont de bonnes candidates pour cette technologie puisqu'elles ont accès à du charbon peu coûteux et à des sites, dans le BSOC, où du CO₂ pourrait être séquestré dans le cadre de projets de RAH. La Saskatchewan en est d'ailleurs actuellement aux dernières étapes d'élaboration d'une proposition de centrale d'une capacité de 300 MW alimentée au charbon épuré et munie de dispositifs permettant la capture de 90 % de ses émissions de CO₂. Si ce projet allait de l'avant, la centrale pourrait entrer en service dès 2012.

Il existe un certain nombre de technologies possibles pour des centrales avec CCS, qu'il s'agisse de laver le CO₂ laissé au moment de l'évacuation des gaz après combustion ou de l'extraire du combustible avant même de produire l'électricité.

L'épuration du CO₂ après combustion est moins efficace, mais ce processus permet d'exploiter les installations comme s'il s'agissait d'une centrale classique si des problèmes techniques devaient se poser. Pour cette raison, et compte tenu du fait que cette technologie est assez bien connue, la Saskatchewan a privilégié le processus faisant appel à du gaz oxygéné, lequel facilite l'épuration du CO₂ après combustion en augmentant la teneur en oxygène de l'air comburant.

En règle générale, l'épuration avant combustion prévoit l'union de la capture de CO₂ et de la GICC. Les centrales de GICC transforment le charbon en un gaz de synthèse, soit en un mélange de monoxyde de carbone (CO) et d'hydrogène (H₂), qui est ensuite brûlé dans une centrale classique par cycle combiné. La capture de CO₂ fait appel à la réaction (H₂O + CO → H₂ + CO₂) qui permet de produire l'hydrogène gazeux destiné à la combustion et le CO₂ pour séquestration. En alliant capture de CO₂ et gazéification, l'efficacité est accrue, mais le bon fonctionnement de la centrale dépend de la fiabilité de son dispositif de capture de CO₂.

Pour un complément d'information sur les technologies d'épuration du charbon, le lecteur est prié de consulter le chapitre sur le charbon de l'ÉMÉ publiée en mars 2006 et intitulée *Technologies émergentes en production d'électricité* au www.neb-one.gc.ca.

contribuent à la réduction des émissions de GES. L'accroissement des transferts interprovinciaux d'électricité (de 23 % pour atteindre 76 400 GWh en 2030) est beaucoup moins marqué mais néanmoins substantiel.

Charbon

Offre et demande

En Triple-E, sous l'effet de préoccupations environnementales, il y a délaissement graduel du charbon thermique à des fins de production d'électricité au profit des centrales alimentées au gaz. Une pression vers le bas sur la demande de charbon est exercée en raison de la mise au rancart de centrales existantes, des programmes de conservation et de gestion de la demande, d'une plus grande efficacité au chapitre de la production d'électricité, et de la décision prise de privilégier des solutions de rechange plus propres. L'hypothèse avancée est que la technologie de CCS devient disponible vers 2020, et ce n'est qu'en Triple-E qu'elle est utilisée.

C'est dans le scénario prospectif Triple-E que la demande et la production de charbon croissent le plus lentement. Au Canada, la production, qui était de 49 Mt en 2015, s'établit à 39 Mt en 2030 en raison de la baisse de la demande de charbon thermique au pays. La demande passe alors de 22 Mt à 7 Mt compte tenu de la préférence accordée aux centrales alimentées au gaz pour remplacer celles, vieillissantes, qui fonctionnent au charbon. En Triple-E, sous l'effet de préoccupations environnementales, il y a réorientation de la politique et délaissement graduel du charbon à des fins de production d'électricité. La demande de charbon métallurgique pour utilisation finale diminue jusqu'à 5 Mt, alors qu'elle était de 7 Mt en 2015, compte tenu du recul de la production des fonderies et des aciéries au pays. La production de charbon métallurgique, quant à elle, augmente quelque peu sous l'effet de la croissance de ce même type d'usines ailleurs dans le monde, mais celle de charbon thermique diminue de façon significative, passant de 18 Mt en 2015 à 6 Mt en 2030. Il est prévu que les importations de charbon, qui atteignaient 10 Mt en 2015, ne seront plus que de 5 Mt en 2030, tandis que les exportations, elles, devraient alors passer à 32 Mt, de 30 Mt qu'elles étaient en 2015. Les exportations nettes connaissent ainsi une croissance modérée de 24 % entre 2015 et 2030 en raison d'échanges internationaux plus intenses et d'une baisse importante des importations de charbon métallurgique et thermique.

En 2015, les importations de charbon thermique ne représentent plus que 54 % de ce qu'elles étaient en 2005 compte tenu de l'élimination progressive de centrales au charbon en Ontario et du remplacement de telles centrales par d'autres alimentées au gaz. D'ici 2030, avec la baisse de la production des fonderies et des aciéries, les importations de charbon métallurgique auront régressé de 40 % par rapport à ce qu'elles étaient en 2015. En Triple-E, les exportations de charbon thermique demeurent faibles.

Émissions de gaz à effet de serre

Dans le scénario Triple-E, un recul de 0,1 % par année des émissions canadiennes totales de GES est prévu entre 2004 et 2030 (figure 5.24). De telles diminutions sont le résultat de politiques gouvernementales de longue date visant l'atteinte d'un équilibre entre la consommation d'énergie, les effets environnementaux et la croissance économique. Les politiques en question se concentrent sur l'efficacité énergétique de l'économie canadienne, notamment en visant une plus faible consommation d'essence par les véhicules et d'énergie par les bâtiments, ainsi que dans le contexte des procédés industriels. Elles visent aussi à aider à la création de combustibles à plus faible intensité d'émissions de GES, par exemple en investissant dans la production éolienne, dans l'éthanol et les

FIGURE 5.24

Émissions canadiennes totales de GES selon le secteur – Triple-E
en mégatonnes

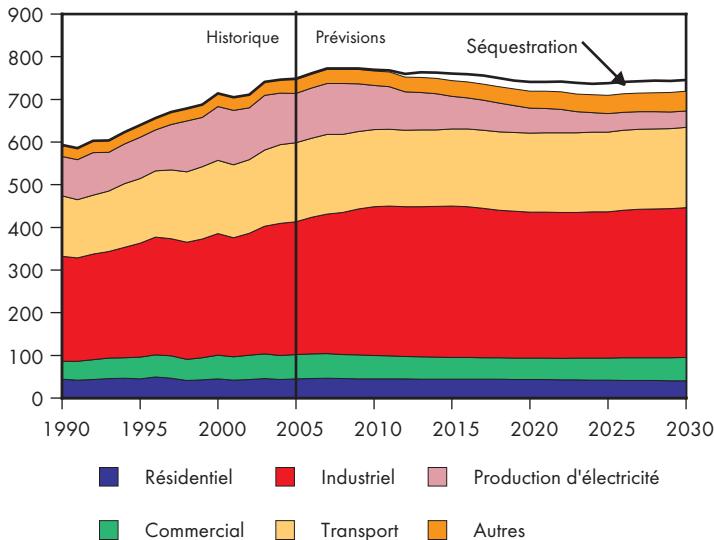
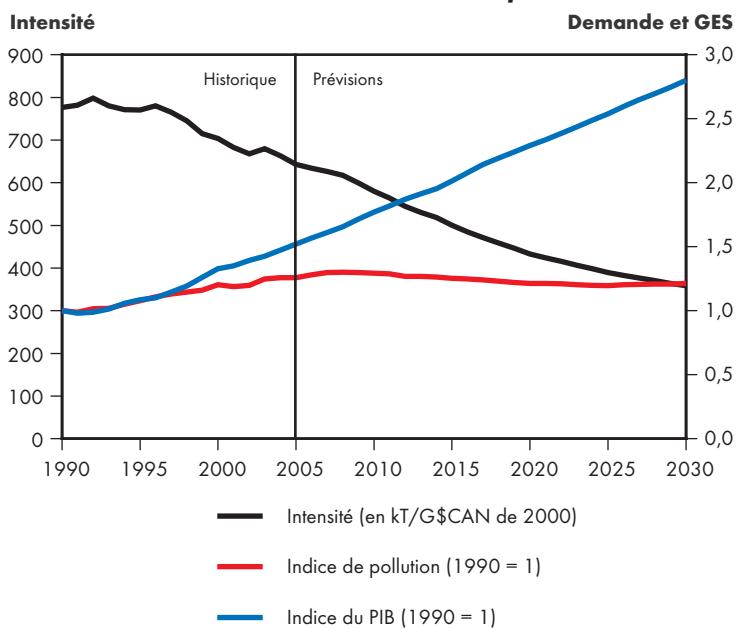


FIGURE 5.25

Intensité totale des GES au Canada – Triple-E



pour inclusion éventuelle. En dernier ressort, pour le rapport sur *L'avenir énergétique du Canada*, les politiques ont été façonnées en fonction des critères qui suivent.

- Vaste acceptation des programmes et des politiques – Les programmes et les politiques existent depuis longtemps, sont fréquemment utilisés, ou ont été sans cesse proposés à titre de solutions éventuelles.

biocarburants pour ce qui est du secteur des transports, ainsi que dans l'énergie solaire et géothermique pour les secteurs résidentiel et commercial. Autre composante importante : la séquestration des émissions de GES dans le secteur de l'énergie, qui permet d'éliminer 3,6 % de toutes les émissions au Canada d'ici 2030 et en ramène le niveau à 719 Mt, alors qu'il se situait à 746 Mt.

En Triple-E, l'intensité des GES diminue de 2,3 % par année pendant la période de prévision, ce qui est beaucoup plus rapide que le taux historique de 1,1 % (figure 5.25). Cette situation est attribuable aux politiques énergétiques qui ont été adoptées, à une utilisation accrue des sources d'énergie de remplacement et à la séquestration.

Dans le cadre du scénario Triple-E, un certain nombre de programmes sont envisagés. L'ONÉ a élaboré ces hypothèses après avoir passé en revue l'information disponible sur les politiques énergétiques et environnementales, actuelles et futures, au Canada et ailleurs dans le monde. Des dizaines de rapports et des centaines de politiques et de programmes ont été évalués

-
- Politiques et programmes pragmatiques – Les documents semblent indiquer que les politiques ou les programmes auront des incidences mesurables sur la demande énergétique ou sur les émissions à l'intérieur de la période d'analyse choisie ici, ou sont adaptés à partir de ce qu'il se fait de mieux dans le monde à cet égard.
 - Expériences canadiennes – Chaque fois que possible, les méthodes employées pour régler des problèmes énergétiques ou environnementaux sont fondées sur des programmes en place au Canada.
 - Application étendue – De nombreuses politiques pour chaque secteur de demande ont été intégrées de manière à couvrir un grand nombre des facteurs pris en compte par les consommateurs d'énergie.
 - Facilité de quantification et de modélisation – Lorsque diverses politiques répondait aux critères précités, celle qui était la plus simple à modéliser ou à quantifier était privilégiée. Par exemple, le Canada élabora un système d'échange de droits d'émissions à l'intention du secteur industriel. Afin d'établir un parallèle avec ce programme, des prix pour les émissions ont fait l'objet d'une modélisation. Le système précité pourra être intégré aux analyses futures une fois ses détails connus.

Le gouvernement fédéral a récemment fait part de son intention de réduire de 20 %, d'ici 2020, les émissions de GES au Canada en fonction de leur niveau de 2006. Dans ce scénario, le Canada n'atteint sa cible que partiellement.

Le présent rapport constitue une analyse des avenir énergétiques possibles pour le Canada. Donc, le rapport se concentre exclusivement sur les réductions des émissions de GES dans le contexte des activités énergétiques au Canada (p. ex., mesures visant à accroître l'efficacité énergétique, amélioration des systèmes de gestion de l'énergie ou investissements dans la CCS). L'analyse ne porte pas directement sur les stratégies de réduction des émissions de GES. En effet, l'analyse ne tient pas compte de deux des sources possibles de réduction des émissions : a) les réductions découlant de mesures prises hors du secteur énergétique, comme la séquestration du carbone en agriculture et en foresterie, et b) celles attribuables à l'adoption de mécanismes internationaux, comme celui pour un développement propre du Protocole de Kyoto, ou à des régimes internationaux d'échanges de crédits d'émission de CO₂. La prise en compte de ces deux sources, ainsi que d'autres sources de réduction des émissions, dans le cadre d'une gamme complète de stratégies de réduction des GES, pourrait jouer un rôle de premier plan en vue de l'atteinte de l'objectif canadien de réduction de « 20 % d'ici 2020 ».

Il faut également souligner qu'il subsiste des incertitudes de taille quant à la technologie et à la façon dont les consommateurs réagiront à des politiques de gestion de la consommation ou portant sur les émissions de GES. Tout a été fait pour inclure l'information la plus à jour. Cependant, la situation technologique et en matière de politique climatique évolue rapidement. Si la technologie devait progresser à une plus grande vitesse que ce qui est supposé ici ou encore si les consommateurs et l'industrie devaient faire preuve d'une plus grande volonté de changement quant à leur style de vie et à leurs modes de production, la réduction des émissions de GES montrerait un profil plus dynamique. Par exemple, une des hypothèses avancées est que d'ici 2030, une quantité égale à presque 30 Mt par année est utilisée pour la RAH ou est séquestrée en passant par l'ossature pipelière de CO₂. Cette quantité pourrait être beaucoup plus élevée selon les progrès technologiques réalisés et le degré d'acceptation des consommateurs.

Enjeux du Triple-E et implications

- En Triple-E, une sensibilisation accrue à l'égard des questions énergétiques a modifié en profondeur la façon dont les Canadiens consomment l'énergie. Ces changements influent

sur tous les aspects de la vie. Les personnes vivent dans des collectivités plus densément peuplées. Elles ont recours à des modes de transport plus efficaces. L'efficacité des biens et des services est un critère clé au moment de prendre des décisions d'achat. Dans ce scénario, des politiques gouvernementales progressistes favorisent un grand nombre de changements. Par conséquent, bien que les prix à la consommation de l'énergie soient modérés, au même titre d'ailleurs que les taux de croissance économique, la demande globale d'énergie projetée ici est la plus faible parmi les trois scénarios prospectifs envisagés.

- Un accès aux ressources à l'échelle mondiale et une croissance plus modeste de la demande d'énergie se traduisent, dans le scénario prospectif Triple-E, en une abondance d'approvisionnements énergétiques dans le monde. Le Canada s'en remet à des importations de GNL pour une partie importante de ses approvisionnements en réaction à une sécurité accrue des échanges. Cette situation réduit le besoin d'accès à des ressources canadiennes coûteuses ou éloignées et permet une réduction des coûts de l'énergie. En outre, la disponibilité d'approvisionnements pétroliers sur la scène mondiale fait baisser les prix du pétrole, ce qui aplanit les profils de production au Canada, sauf dans les cas d'injection de CO₂ favorisée par une « ossature » pipelinière de transport.
- En raison des améliorations de l'efficacité énergétique ainsi que des technologies de CCS, ce scénario est témoin d'une baisse des émissions de GES. Il s'agit d'une constatation importante puisque ce serait là, dans toute l'histoire canadienne, le premier recul à long terme des émissions de GES attribuable à un effort concerté de gestion en ce sens.
- Il faut aussi souligner que les réductions des émissions de GES surviennent malgré la croissance de l'activité économique. Auparavant, émissions de GES et croissance économique étaient intimement liées. Toutefois, les programmes et les politiques mis en œuvre dans ce scénario atténuent ce lien en permettant à la fois croissance économique et baisse des émissions.
- À certains égards, le scénario prospectif Triple-E en est un qui comporte de gros risques. Ses résultats dépendent dans une grande mesure de programmes ambitieux de gestion de la consommation et de réduction des émissions de GES, de la réalisation de progrès technologiques et de la collaboration entre les nations. L'élimination de l'une ou l'autre de ces conditions met en péril les résultats attendus.
 - La mise en œuvre des politiques et des programmes gouvernementaux avancés dans ce scénario n'est pas une mince affaire. Des débats en profondeur seront requis pour assurer l'atteinte d'un équilibre entre les divers objectifs visés, qu'il s'agisse des réductions des émissions de GES, de la rentabilité des programmes, des incidences sur le plan de la distribution, ou de la réduction au minimum des répercussions en matière de concurrence.
 - Un grand nombre de technologies, comme la GICC avec CCS et l'éthanol cellulosique, se doivent de demeurer rentables au fil de leur développement. Par ailleurs, une présence toujours plus marquée de technologies intermittentes comme l'éolien risque de créer des problèmes de fiabilité.
 - Dans la même optique, nul ne sait si les attentes à l'endroit d'une collaboration plus grande entre les pays, et l'adoption, par les consommateurs, de nouvelles valeurs modifiant leur style de vie, se matérialiseront.



ÎLES FORTIFIÉES

Les questions de sûreté constituent la principale préoccupation des Îles fortifiées, caractérisées par une agitation géopolitique, une absence de confiance et de coopération sur la scène internationale, et des politiques gouvernementales protectionnistes.

Aperçu du scénario (2005-2030)

Grandes influences à l'échelle de la planète

Au début de la période visée dans le scénario prospectif des Îles fortifiées, les tensions géopolitiques aux quatre coins du monde menacent l'offre énergétique. Dès lors, les grandes régions consommatrices d'énergie s'inquiètent de la continuité de l'approvisionnement, les ressources se concentrant de plus en plus hors de leurs frontières et de leur sphère de contrôle. Les risques accrus associés à la sûreté font que les combustibles coûtent plus cher, et en 2010, les prix de l'énergie atteignent presque des niveaux record.

Malgré de tels prix, les investissements sont insuffisants au chapitre de l'approvisionnement et des infrastructures énergétiques mondiales puisque la situation continue de se détériorer et que l'accès aux ressources est toujours plus ardu. À l'inverse de la situation présentée en Triple-E, la coopération internationale n'est pas perçue comme une possibilité réaliste pour combler les lacunes de l'offre et les pays cherchent plutôt des solutions en se repliant sur eux-mêmes ou en se tournant vers des partenaires commerciaux « amis ». Les grandes nations consommatrices d'énergie se concentrent sur l'autosuffisance énergétique, et la mise en valeur de leurs propres ressources est prioritaire. Des progrès technologiques isolés permettent de réduire la demande d'énergie et d'accroître l'offre dérivée de ressources de remplacement. Cependant, l'absence de coopération internationale ne favorise nullement le passage des frontières.

Le manque de confiance entre les nations fait qu'un nombre toujours croissant d'obstacles au commerce, notamment, gênent l'écoulement des produits et réduisent les avantages découlant des

échanges. Ces facteurs sont de plus en plus lourds à supporter : l'équilibre demeure précaire sur les marchés mondiaux de l'énergie, les prix du pétrole continuent d'être élevés et imprévisibles, tandis que la croissance économique à l'échelle internationale est entravée.

Les principes sociaux et environnementaux sous-jacents au « développement durable » favorisé au tournant du siècle sont moins prévalents à la fin de la période visée dans le scénario des Îles fortifiées. La défense du territoire et la création d'emplois ont pris le pas. De plus, les ententes internationales au sujet des grandes questions environnementales, comme les changements climatiques, demeurent fragiles et non exécutoires. Ces questions sont plutôt traitées localement, plus souvent qu'autrement en association avec la gestion de la demande énergétique plutôt que dans le cadre de programmes exclusifs visant la réduction des émissions.

Conséquemment, jusqu'en 2030, les inquiétudes environnementales cèdent le pas à la continuité de l'approvisionnement en matière d'énergie et des investissements de taille, notamment dans le secteur du charbon, sont effectués à l'intérieur des frontières. Les pays sont davantage prêts à mettre en valeur des ressources non classiques à des coûts plus élevés, même si cela doit se faire au détriment de l'environnement. Comparativement aux autres scénarios prospectifs, la demande énergétique est moindre dans celui des Îles fortifiées parce que les taux de croissance économique sont plus faibles et que les prix de l'énergie sur la scène mondiale sont élevés.

Conséquences au Canada

En dépit de l'abondance des ressources énergétiques au Canada, les inquiétudes qui se manifestent ailleurs sur la planète au sujet de la sûreté des approvisionnements n'épargnent pas le pays, mais les Canadiens sont touchés différemment. La croissance économique canadienne est plus faible dans le scénario des Îles fortifiées que dans les autres. Les politiques plus protectionnistes des partenaires commerciaux du Canada et la diminution de la demande à l'échelle mondiale ont été à l'origine d'une croissance d'ensemble relativement lente au pays. Seul le secteur de l'énergie y échappe. Un accès limité aux ressources mondiales fait que la demande est forte pour l'offre canadienne.

Ici, les grands pays importateurs d'énergie sont conscients de la précarité de leur situation et l'autonomie constitue le thème directeur de leurs politiques énergétiques intérieures. Dans des pays comme le Canada, la dynamique est différente du fait que les politiques sont axées sur un accès à l'offre intérieure sécuritaire, sûr et abordable, tout en cherchant à répondre à la demande internationale, en particulier celle des États-Unis, dans le contexte d'un marché nord-américain intégré. C'est ainsi que dans le cadre d'un « complexe énergétique » canadien, les produits acheminés en empruntant le pipeline entre Sarnia et Montréal recommencent à s'écouler en direction est, ce qui permet à nouveau au Québec d'avoir accès à des approvisionnements en pétrole brut de l'Ouest canadien. De tels projets, à l'intérieur des frontières, sont entrepris pour profiter d'une valeur ajoutée à l'égard des ressources disponibles.

L'orientation définie ici prévoit une faible demande d'énergie au Canada du fait d'une lente croissance économique. La technologie canadienne se concentre sur l'élargissement de l'offre énergétique et des canaux de distribution. Il n'y a pas de consensus national sur les questions de gestion de la demande, ni d'éventuels programmes à ce sujet, mais l'intensité énergétique canadienne continue graduellement de s'améliorer. Cela est principalement attribuable à des prix élevés de l'énergie ainsi qu'à des normes d'efficacité adoptées à la grandeur de l'Amérique du Nord pour les appareils ménagers et le matériel de transport. Même si la continuité de l'approvisionnement en énergie ne cause pas autant de problèmes au Canada qu'à d'autres pays, les normes énergétiques pour les produits importés indiquent le degré d'efficacité des lois adoptées ailleurs.

Perspectives macroéconomiques

C'est sur un fond de lente croissance économique à l'échelle mondiale, à laquelle se greffent des marchés internationaux de l'énergie imprévisibles et précaires, que se dessinent les perspectives macroéconomiques pour le Canada

dans le contexte du scénario prospectif des Îles fortifiées.

La croissance démographique ralentit jusqu'à 0,7 % par année et celle de la main-d'œuvre jusqu'à 0,6 % par année (tableau 6.1).

Le taux de croissance de la productivité, mesurée en termes de production par employé, se situe à 1,2 % par année.

Une demande moindre au chapitre des exportations fait qu'il est moins nécessaire d'accroître les taux de participation, ce qui maintient à un bas niveau la croissance de la main-d'œuvre. Cela signifie aussi une compression des ressources destinées aux investissements en capitaux, donc des niveaux de productivité moins élevés que dans les autres scénarios.

Ensemble, ces facteurs sont à l'origine de la hausse moyenne du PIB la plus faible au nombre des trois scénarios prospectifs, laquelle s'établit à 1,8 % par année.

Le scénario des Îles fortifiées prévoit une modification de la structure même de l'économie. La quote-part du secteur des biens et services recule alors que les ressources prennent une place plus importante dans la composition économique du pays. Dans ce scénario prospectif, la répartition régionale de la croissance économique au Canada change elle aussi. L'Ouest canadien gagne en importance, au détriment de l'Est du pays. L'Alberta, la Colombie-Britannique et les territoires connaissent une croissance de leur économie supérieure à la moyenne nationale (figure 6.1). Selon ce scénario, la croissance de l'économie

TABLEAU 6.1

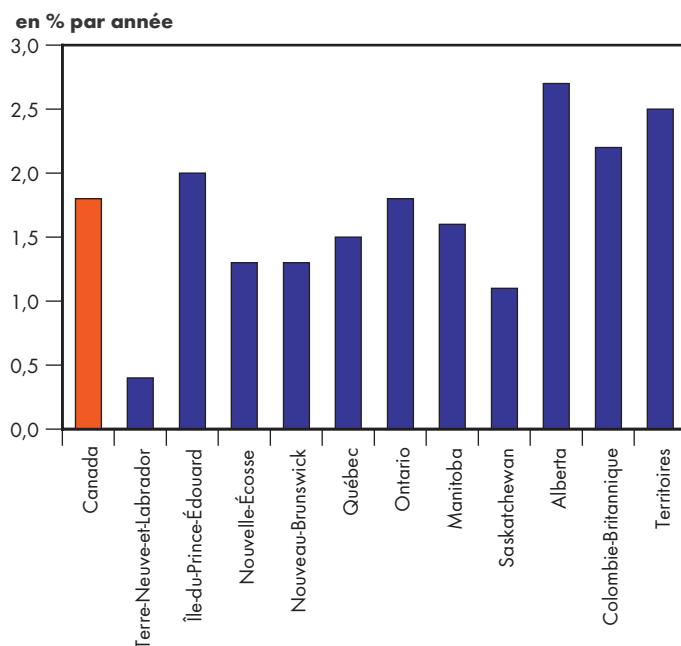
Variables macroéconomiques clés – Îles fortifiées 2004-2030

	1990-2004	2004-2030
Population	1,0	0,7
Main-d'œuvre	1,3	0,6
Productivité	1,4	1,2
Produit intérieur brut	2,8	1,8
Biens	2,5	1,7
Services	3,0	1,9
Revenu disponible des particuliers	3,6	3,9
Taux de change (en \$US/\$CAN) – moyenne	74,0	103,0
Taux d'inflation (en %) – moyenne	2,3	1,8

(Taux de croissance annuelle moyen [en % par année], à moins d'indication contraire.)

FIGURE 6.1

Taux de croissance réels du PIB – Îles fortifiées 2004-2030



ontarienne régresse sous la moyenne nationale. Il est intéressant de constater qu'une croissance accrue du secteur pétrolier et gazier en Saskatchewan, à Terre-Neuve-et-Labrador et en Nouvelle-Écosse signifie que l'apport relatif de ces économies au PIB canadien dans son ensemble augmente, mais pas au point de compenser pour la perte de la croissance du secteur manufacturier, de sorte que la progression économique de ces provinces est moins rapide que dans le cadre des autres scénarios.

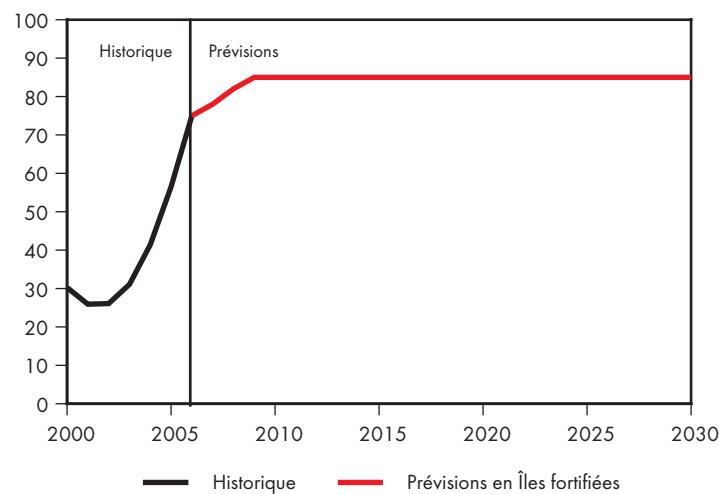
Prix de l'énergie

Prix du pétrole brut

Les profondes incertitudes dans le secteur pétrolier et gazier mènent à des prix élevés et volatils du pétrole brut⁷². Le scénario des Îles fortifiées rend compte d'un accès restreint aux sources d'approvisionnement en pétrole à l'échelle internationale en raison d'inquiétudes profondes en matière de sûreté et de risques trop grands pour favoriser de gros investissements à l'étranger. Les pays accordent davantage d'importance à la mise en valeur de sources d'énergie, notamment non classiques, à l'intérieur de leurs propres frontières, et ils cherchent à profiter de toute offre supplémentaire de la part de partenaires commerciaux de leur région.

FIGURE 6.2

Prix du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing, en Oklahoma – Îles fortifiées en \$US de 2005/baril



Les prix du pétrole brut dans le scénario des Îles fortifiées passent à 85 \$US/baril plutôt que de régresser comme c'est le cas dans les autres scénarios (figure 6.2). Ils atteignent des niveaux presque record en 2010 et demeurent élevés jusqu'à la fin de la période à l'étude.

Prix du gaz naturel

Il est supposé qu'en général, comme cela a été le cas par le passé, les prix du gaz naturel nord-américain iront dans le sens de ceux du pétrole. Dans le contexte des Îles fortifiées, les inquiétudes en matière de sûreté et le manque

72 Les outils utilisés par l'ONÉ en vue de la modélisation de l'offre et de la demande d'énergie tiennent compte des données annuelles historiques et permettent de produire des prévisions elles aussi sur une base annuelle. Ces types de modèles permettent d'estomper la volatilité au jour le jour des prix du pétrole et du gaz sur les marchés. Cependant, l'ONÉ a pris un certain nombre de mesures afin de ne pas éliminer totalement cette volatilité dans son analyse. Il a ainsi été tenu compte des décisions prises antérieurement par les consommateurs dans une situation de prix volatils pour mieux saisir ce qu'elles pourraient être à l'avenir. En outre, l'ONÉ a modélisé des variations de prix à l'intérieur de chacun des scénarios et pour l'ensemble de ceux-ci. Par exemple, dans le cadre du scénario prospectif des Îles fortifiées, les prix du pétrole passent à entre 75 \$US et 85 \$US/baril tandis que ceux du gaz se situent entre 7,50 \$US et 12 \$US/MBTU. Pour l'ensemble des scénarios, les prix du pétrole se situent entre 35 \$US et 85 \$US/baril et ceux du gaz entre 5,50 \$US et 12 \$US/MBTU. Les trajectoires des prix qui sont modélisées correspondent aux pressions du marché inhérentes à chaque scénario, notamment la disponibilité de l'offre et l'ampleur de la demande.

d'investissements à l'échelle internationale limitent grandement les importations de GNL et font que l'accent est davantage mis sur les approvisionnements gaziers intérieurs, dont les coûts sont plus élevés. Dans de telles conditions, le prix du gaz naturel au carrefour Henry se situe à 11,40 \$US/GJ (12,00 \$US/MBTU) (figure 6.3). Ce prix maintient un rapport type de 85 % comparativement au prix du pétrole brut.

Prix de l'électricité

Les pressions sur les prix de l'électricité se font plus pressantes dans le contexte des Îles fortifiées avec l'escalade de ceux du pétrole et du gaz naturel comparativement aux niveaux atteints au début des années 2000 (jusqu'à 85 \$ dans le premier cas et 12 \$ dans le second), ce qui a tendance à pousser les coûts vers le haut pour ce qui est de la production des centrales alimentées au moyen de combustibles fossiles. Dans une certaine mesure, la pression sur les prix est atténuée par une demande décroissante pour la production d'électricité supplémentaire et aussi en raison de la sécurité assurée par les actifs patrimoniaux hydroélectriques, mais il n'en demeure pas moins que la tendance générale est à la montée des prix⁷³.

Prix du charbon

Les prix du charbon augmentent de façon considérable comparativement à ce qu'ils étaient il n'y a pas si longtemps, ce qui rend compte du maintien de prix élevés pour le pétrole et le gaz en Îles fortifiées (85 \$ dans le premier cas et 12 \$ dans le second), ainsi que de coûts supérieurs pour l'exploitation de nouvelles ressources houillères. Dans ce scénario, le charbon profite d'un avantage de prix évident sur ses concurrents.

Demande d'énergie

Tendances de la demande totale d'énergie secondaire

Il semble, selon le scénario prospectif des Îles fortifiées, que la demande totale d'énergie secondaire au Canada croîtra à un rythme de 0,7 % par année pendant la période de 2004 à 2030, ce qui est beaucoup moins rapide que le taux historique de 1,8 %. Les quotes-parts de la demande selon les secteurs ne varient pas énormément pendant la période de prévision. L'industrie pétrolière et gazière montre une solide croissance, mais la progression de la demande énergétique pour ce qui est du secteur industriel dans son ensemble est réfrénée par le ralentissement que connaissent les industries hors énergie en raison des prix élevés de celle-ci et d'une demande en baisse pour l'exportation de biens manufacturés.

73 Les prix de l'électricité selon les régions sont présentés à l'annexe 5.

FIGURE 6.3

Prix du gaz naturel au carrefour Henry, en Louisiane – Îles fortifiées

en \$US de 2005/MBTU

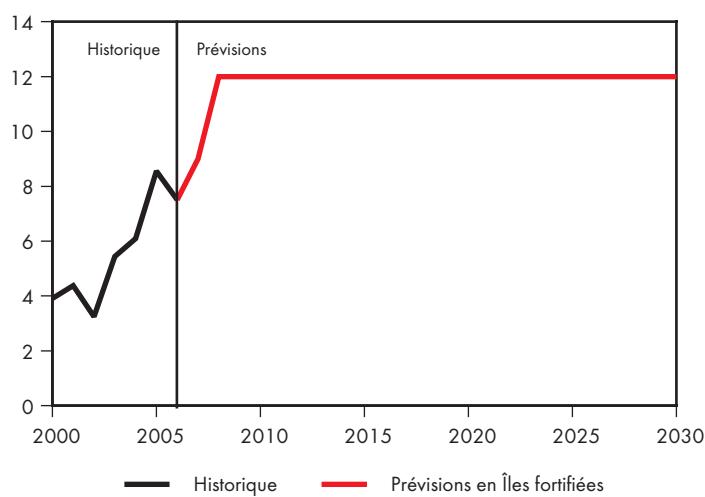
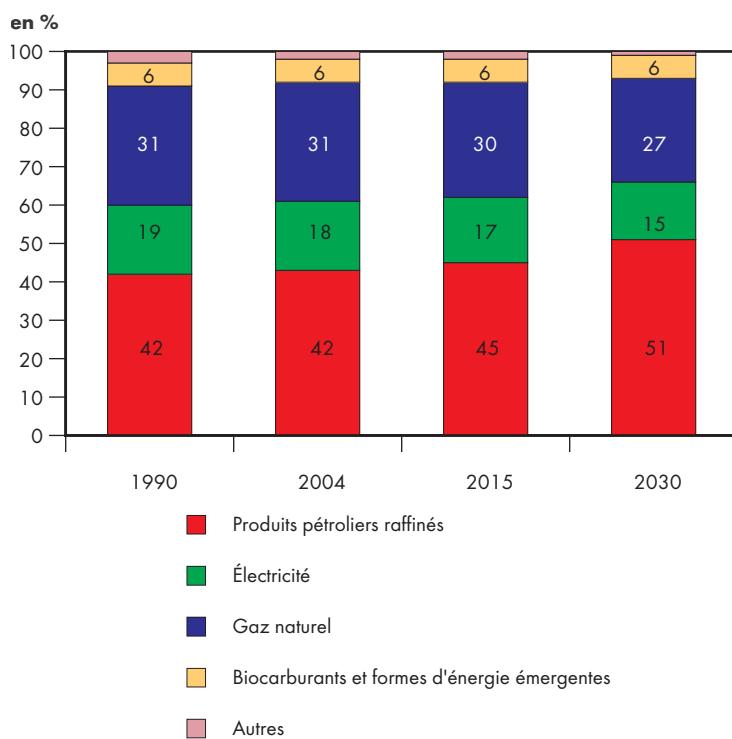
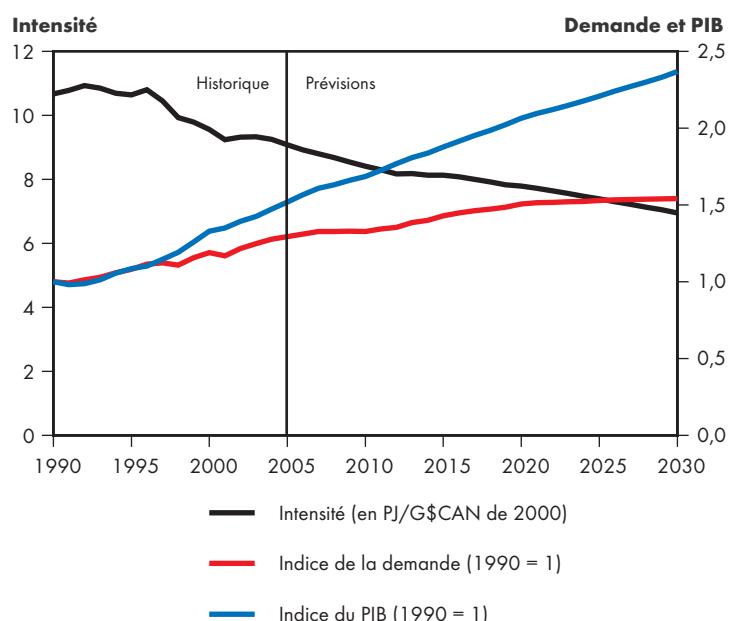


FIGURE 6.4
Demande canadienne totale d'énergie secondaire selon le combustible – Îles fortifiées


(Dans « Autres » sont compris le charbon, la coke, le gaz de cokerie et la vapeur.)

FIGURE 6.5
Intensité de la demande canadienne totale d'énergie secondaire – Îles fortifiées


permettent de tirer le maximum du matériel en place et de chaque unité d'énergie.

Quotes-parts et taux de croissance de la demande pour les différents secteurs varient sensiblement selon la province. Les trois principaux consommateurs d'énergie sont l'Alberta, l'Ontario et le Québec. En 2030, l'Alberta compte pour 35 % de la demande totale d'énergie secondaire au Canada, l'Ontario pour 27 % et le Québec pour 16 %. Les hypothèses relatives à la population provinciale, au revenu disponible des particuliers et à l'économie ont toutes une influence sur la demande d'énergie des provinces. Les taux de croissance de la demande totale d'énergie secondaire de l'Alberta et des territoires septentrionaux sont plus élevés que la moyenne canadienne. Alors que l'économie nationale dans son ensemble souffre des prix élevés de l'énergie, des travaux sans précédent de mise en valeur des gisements pétroliers et gaziers de l'Ouest montrent la voie de la croissance économique des provinces riches en ressources.

Au total, l'intensité de la demande canadienne régresse de 1,1 % par année en Îles fortifiées, ce qui se rapproche du taux historique de 1,0 % enregistré pour la période de 1990 à 2004 (figure 6.5). La hausse des prix mène à l'adoption d'un grand nombre de mesures visant à accroître l'efficacité énergétique, surtout du type de celles favorisant l'optimisation de l'exploitation à faible coût qui

Demande d'énergie secondaire dans le secteur résidentiel

La demande d'énergie secondaire dans le secteur résidentiel au Canada croîtra suivant un taux de 0,5 % par année pendant la période de 2004 à 2030 (figure 6.6). À l'origine de cette situation : prix de l'énergie, contraintes économiques et améliorations au chapitre de l'efficacité énergétique. À cet égard, les mesures prises comprennent des modernisations à faible coût comme les lampes fluorescentes compactes (LFC) et l'élimination des courants d'air. Il existe une certaine commutation de combustible au détriment du pétrole qui profite à la biomasse (bois). Les quotes-parts selon les provinces varient beaucoup.

Demande d'énergie secondaire dans le secteur commercial

La demande d'énergie secondaire dans le secteur commercial au Canada croîtra suivant un taux de 0,5 % par année pendant la période de 2004 à 2030, ce qui est de beaucoup inférieur au taux historique (figure 6.7). Nombreuses sont les améliorations à faible coût au chapitre de l'efficacité (comme des stores dans les fenêtres d'immeubles commerciaux) qui sont adoptées. Toutefois, il n'y a pas, en Îles fortifiées, de volonté sociale ni de prise d'engagements financiers à long terme qui permettraient d'investir dans des technologies du bâtiment à la fine pointe. Les quotes-parts des différents combustibles dans le contexte de la demande au Canada pendant les années 2004 à 2030 montrent un certain degré de commutation à la faveur du pétrole et au détriment du gaz naturel dans le secteur commercial. Selon la province, les quotes-parts suivent de près celles dans le secteur résidentiel, alors que le pétrole est plus courant tandis que les

FIGURE 6.6

Demande canadienne résidentielle d'énergie secondaire selon le combustible – Îles fortifiées

en pétaJoules

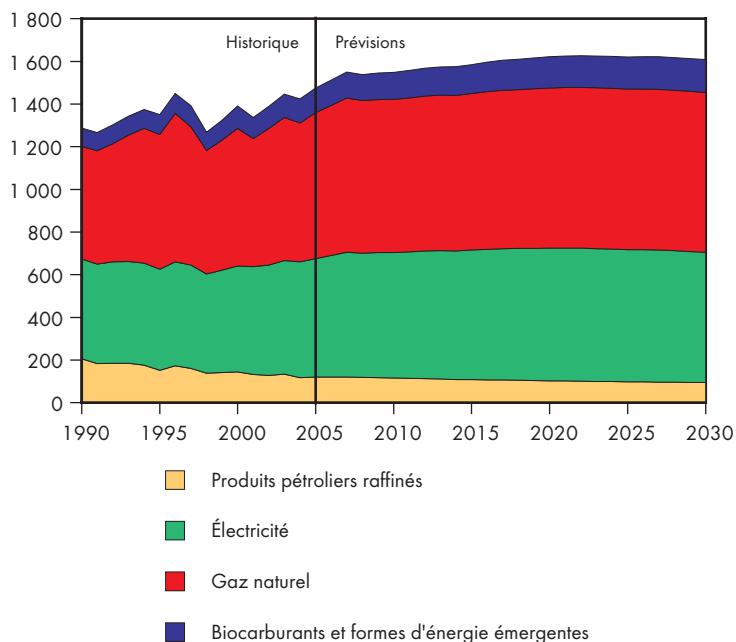


FIGURE 6.7

Demande canadienne commerciale d'énergie secondaire selon le combustible – Îles fortifiées

en pétaJoules

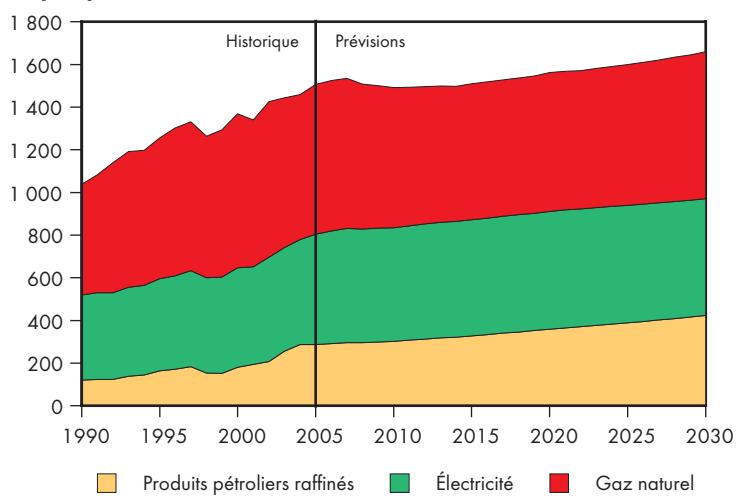
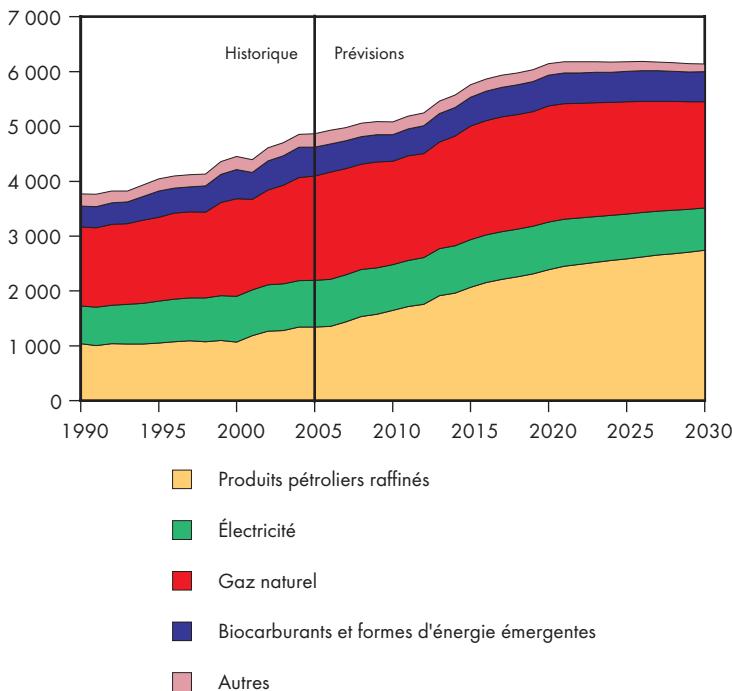


FIGURE 6.8

Demande canadienne industrielle d'énergie secondaire selon le combustible – Îles fortifiées
en pétaJoules



(Dans « Autres » sont compris le charbon, la coke, le gaz de cokerie, la vapeur et le naphte.)

de la demande au Canada pendant les années 2004 à 2030 montrent un certain degré de commutation à la faveur du pétrole et au détriment de tous les autres combustibles, y compris ceux provenant de sources renouvelables compte tenu d'une croissance économique plus lente de l'industrie des pâtes et papiers.

En 2030, les provinces qui consomment le plus d'énergie dans le secteur industriel sont l'Alberta, avec 50 % de la demande industrielle au Canada, l'Ontario avec 20 % et le Québec avec 13 %.

Demande d'énergie dans le secteur des transports

La demande d'énergie dans le secteur des transports au Canada progresse de 0,7 % par année pendant la période de 2004 à 2030 (figure 6.9). Les coûts sont suffisamment élevés pour produire une réaction, surtout dans le cas du transport de personnes sur route, où les modes de transport en commun sont de plus en plus utilisés et où aussi des véhicules plus petits et moins énergivores gagnent en popularité. Les quotes-parts par combustible de la demande au Canada pendant la période à l'étude montrent un recul de l'essence, en réaction à son prix et à la prise de mesures visant une efficacité accrue. La part des énergies renouvelables augmente, et de nulle qu'elle était, elle passe à 1 % d'ici 2030 en raison des politiques attendues sur l'éthanol en Ontario et en Saskatchewan⁷⁴, tandis que la quote-part des véhicules de chantier demeure importante pendant toute la période de prévision compte tenu

sources d'énergie émergentes ou de remplacement sont presque inexistantes.

Demande d'énergie secondaire dans le secteur industriel

La demande d'énergie secondaire dans le secteur industriel au Canada croîtra à un taux de 0,9 % par année pendant la période de 2004 à 2030, ce qui est de moitié moins rapide que le taux historique (figure 6.8). Presque toutes les industries connaissent un ralentissement de production et donc une diminution correspondante de la demande d'énergie. Le secteur pétrolier et gazier, qui tente de profiter au maximum des avantages des prix élevés de l'énergie, constitue l'exception à la règle. Les quotes-parts des différents combustibles dans le contexte

⁷⁴ En Ontario, l'hypothèse posée est celle que l'éthanol représentera 5 % du volume (3,4 % de l'énergie) par rapport à toute l'essence consommée dans la province en 2007. En Saskatchewan, l'hypothèse avancée veut que l'éthanol représente 7,5 % du volume (5,1 % de l'énergie) par rapport à toute l'essence consommée dans la province en 2007.

d'une forte croissance dans l'industrie des sables bitumineux (figure 6.10).

Approvisionnement en pétrole

Pétrole brut et équivalents

Le scénario des Îles fortifiées, qui met l'accent sur des prix plus élevés pour le pétrole et qui favorise des approvisionnements énergétiques intérieurs, est le plus apte à être témoin d'une hausse de l'offre pétrolière.

À l'inverse de tous les autres scénarios, les tendances d'une offre classique en déclin dans le BSOC sont moins marquées comparativement aux niveaux historiques, et les reculs des niveaux de production dans l'Est du Canada sont eux aussi plus lents. Les prix plus élevés du pétrole en Îles fortifiées ouvrent en outre la voie à une présence plus grande dans la région des sables bitumineux.

Ressources en pétrole brut et en bitume

Les ressources en pétrole brut et en bitume au Canada sont les mêmes dans le scénario de référence et les trois scénarios prospectifs⁷⁵.

Production totale de pétrole au Canada

La production est la plus dynamique qui soit dans le scénario des Îles fortifiées, avec des augmentations annuelles moyennes de la capacité de 27 000 m³/j (170 kb/j) entre 2010 et 2020, en raison de la croissance rapide de la production tirée des sables bitumineux et de nouvelles découvertes en mer sur la côte Est (figure 6.11). Après 2020, la croissance ralentit sous l'effet d'un déclin dans les

FIGURE 6.9

Demande canadienne d'énergie dans le secteur des transports selon le combustible – Îles fortifiées

en pétaJoules

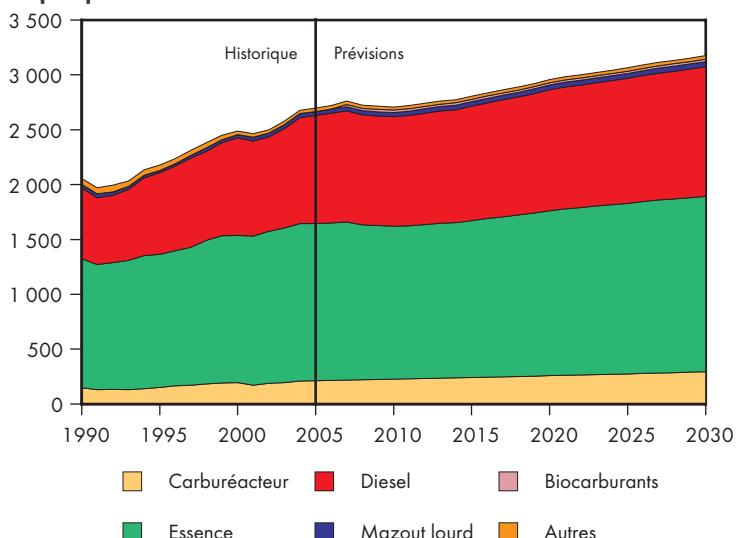
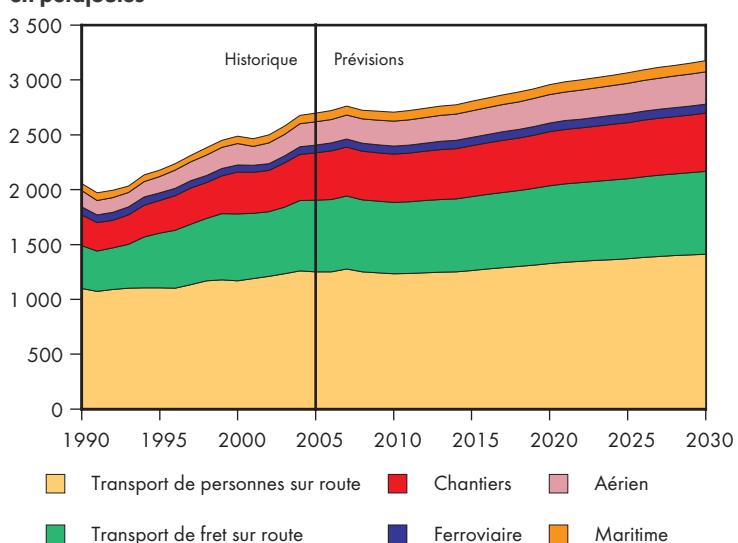


FIGURE 6.10

Demande canadienne d'énergie dans le secteur des transports selon le mode – Îles fortifiées

en pétaJoules



75 Ces ressources sont présentées au chapitre 3 et encore plus en détail à l'annexe 3.

FIGURE 6.11

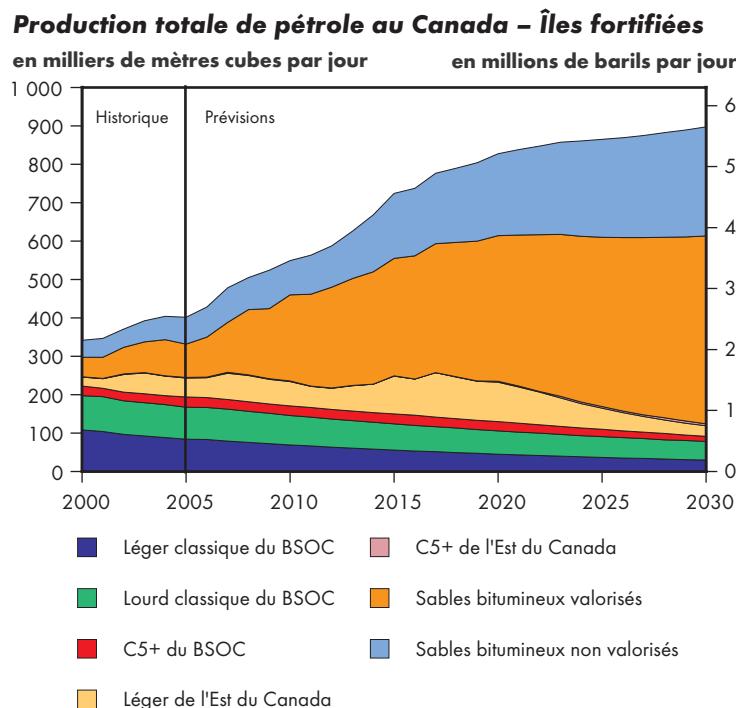
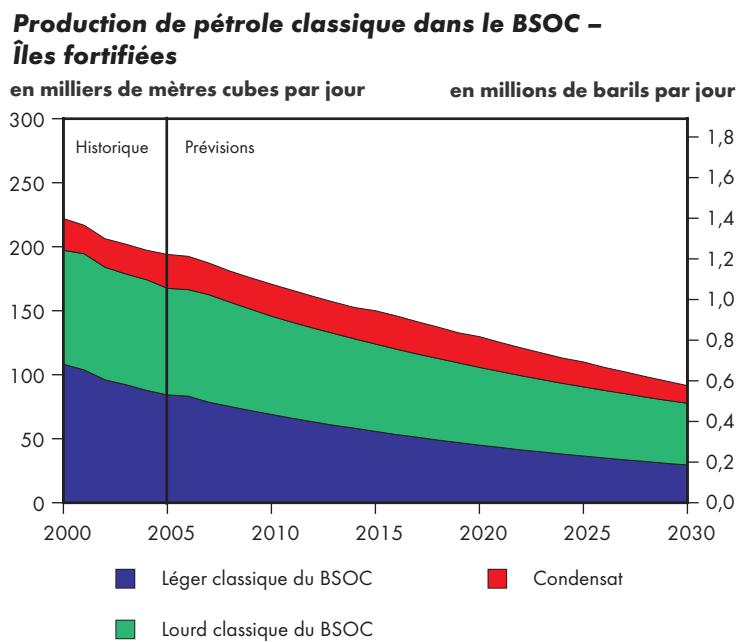


FIGURE 6.12



longue date d'un déclin de 3 % est ramenée à 2,1 % avec un ajout supplémentaire à 51 Mm³ comparativement aux niveaux décrits dans le scénario de Maintien des tendances (figure 6.12).

En 2030, la production de pétrole léger classique finit par s'établir à 29 500 m³/j (186 kb/j) et celle de pétrole lourd classique à 48 100 m³/j (303 kb/j). Les niveaux de production de condensat en îles fortifiées déclinent pour leur part jusqu'à 14 000 m³/j (88 kb/j).

zones extracôtières de l'Est du pays et aussi dans le BSOC, ce qui mène à une production totale de 879 000 m³/j (5,54 Mb/j) en 2030.

La production tirée des sables bitumineux joue un rôle toujours plus important et compte pour 88 % de la production pétrolière canadienne totale en 2030.

Pétrole brut classique – BSOC

Ce scénario prospectif est celui qui est le plus favorable à l'élargissement de l'offre pétrolière au moyen d'un programme intensif de forage d'exploration, d'un plus grand nombre de forages intercalaires et d'une importance accrue accordée aux méthodes de récupération assistée.

Pour le pétrole brut léger classique, la tendance de longue date d'un déclin de 5 % est ramenée à 4,2 % compte tenu de l'ajout d'une production supplémentaire de 35 Mm³ par rapport aux niveaux attendus en Maintien des tendances.

L'Alberta et la Saskatchewan sont les principales sources de pétrole brut lourd classique, auxquelles se greffe un apport mineur de la Colombie-Britannique. Comme pour le pétrole léger, la tendance de

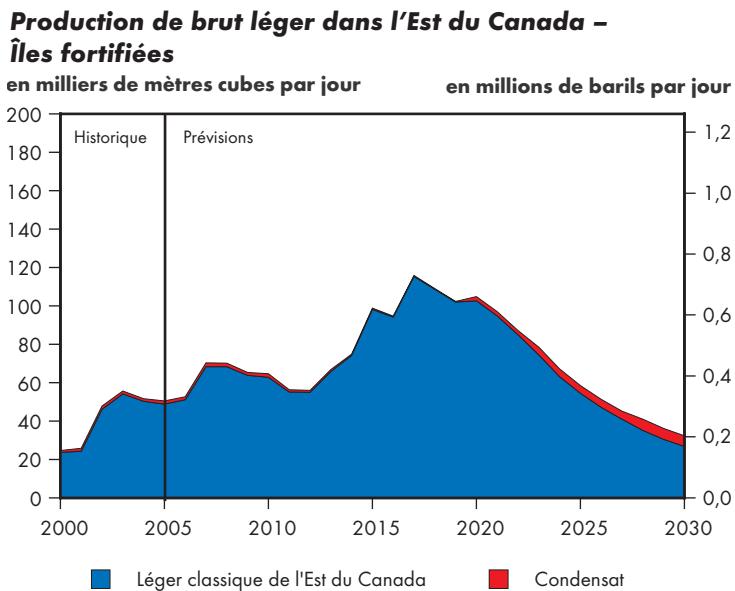
Production de brut léger dans l'Est du Canada

Les projections de production pétrolière pour l'Est du Canada sont dominées par les gisements extracôtiers, la production prévue pour l'Ontario étant d'importance mineure.

Les prix plus élevés attendus selon le scénario prospectif des Îles fortifiées ouvrent la voie à des activités de production sur la côte Est plus intensives que dans les autres scénarios. Un peu comme en Maintien des tendances, dans le scénario des Îles fortifiées il est prévu que le gisement de Hebron entre en production en 2013 et que les gisements satellites de moindre envergure dans le bassin Jeanne-d'Arc soient mis à contribution. Il est supposé qu'un nouveau gisement de 80 Mm³ (500 Mb) est découvert à l'intérieur de certains périmètres de la côte Est qui étaient jusque-là demeurés relativement inexplorés,

peut-être dans la région de la passe Flamande ou de la plate-forme néo-écossaise en eaux profondes. L'entrée en exploitation du gisement en 2015 pousse les niveaux de production à 75 000 m³/j (473 kb/j). En Îles fortifiées, un second gisement de dimensions semblables entre pour sa part en exploitation en 2018, ce qui permet d'atteindre alors un sommet de 118 000 m³/j (743 kb/j), et à quoi succède une diminution relativement rapide. En 2030, la production s'établit donc à 26 700 m³/j (168 kb/j) (figure 6.13).

FIGURE 6.13



Offre de sables bitumineux

Dans le scénario prospectif des Îles fortifiées, une production accélérée est favorisée par des prix élevés pour le pétrole ainsi que par des coûts de conformité environnementale plus faibles comparativement à ce qui est le cas dans les autres scénarios. Même si l'hypothèse posée est que les pressions sur les coûts s'atténuent au fil du temps, les activités plus intenses prévues ici maintiendront ces pressions à un niveau un peu plus élevé que dans les autres scénarios prospectifs.

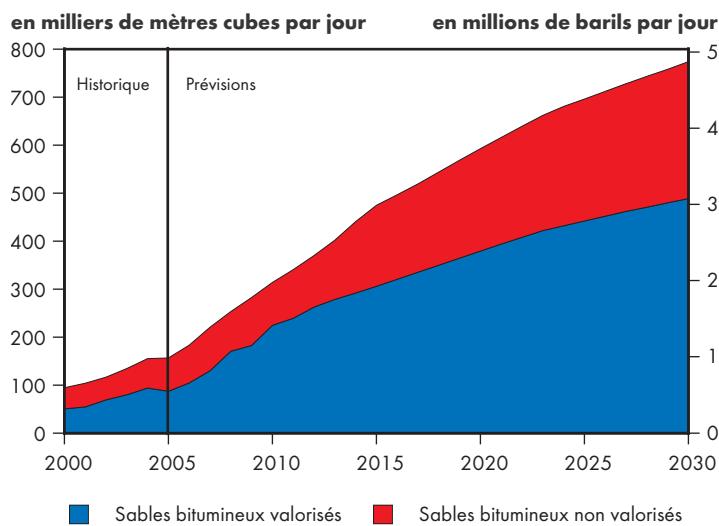
En outre, des augmentations rapides de la production en Îles fortifiées sont attribuables à des projets thermiques, principalement de DGMV et de SCV, ainsi qu'à un plus grand nombre d'applications VAPEX et THAI™.

Ici, la production atteint 774 000 m³/j (4,74 Mb/j). Les volumes de bitume valorisé totalisent 489 000 m³/j (3,08 Mb/j) tandis que le total des volumes non valorisés est de 285 000 m³/j (1,80 Mb/j) (figure 6.14).

Qui plus est, le scénario des Îles fortifiées tient compte d'une production de 18 000 m³/j (113 kb/j) tirée des sables bitumineux de la Saskatchewan d'ici 2030.

FIGURE 6.14

**Production tirée des sables bitumineux au Canada –
Îles fortifiées**



nombre accru d'applications pour ce qui est des technologies RASM, THAI™ et VAPEX ainsi que la possibilité de projets ayant recours à l'énergie géothermique.

Ce scénario prévoit que l'intensité du gaz naturel acheté, de 0,67 kpi³/b qu'elle était en 2005, s'établira à 0,49 kpi³/b en 2030, et qu'au total, le gaz naturel devant être acheté, exception faite du gaz visant à répondre aux besoins d'électricité sur place, de 18,4 Mm³/j (0,65 Gpi³/j) qu'il était en 2005, atteindra 62,3 millions m³/j (2,2 Gpi³/j) d'ici 2030, ce qui correspond à la hausse substantielle de la production tirée des sables bitumineux.

Bilans de l'offre et de la demande

Ce scénario est caractérisé par un accroissement de l'offre et une diminution de la demande intérieure. Même si le scénario prospectif des Îles fortifiées prévoit l'ajout d'une nouvelle raffinerie dans la région atlantique, l'effet net sur l'équilibre entre l'offre et la demande est minime puisque les produits qui y sont raffinés sont surtout destinés à des marchés d'exportation comme celui du Nord-Est des É.-U. Par ailleurs, la possibilité que l'écoulement des produits acheminés par la canalisation n° 9 d'Enbridge reprenne la direction de l'est afin de permettre aux raffineries du Québec d'avoir accès au pétrole brut de l'Ouest canadien est envisagée⁷⁶. Au pays, la demande de produits pétroliers augmente et passe de 290 000 m³/j (1,8 Mb/j) en 2005 à 352 000 m³/j (2,22 Mb/j) en 2015, puis à 415 000 m³/j (2,62 Mb/j) en 2030.

Pétrole brut léger – Bilan de l'offre et de la demande

Les exportations de pétrole brut léger passent rapidement de 110 200 m³/j (694 kb/j) en 2005 à 319 700 m³/j (2,01 Mb/j) en 2015 (figure 6.15), et cette tendance se poursuit jusqu'en 2030 alors que les exportations atteignent 411 300 m³/j (2,59 Mb/j).

Dans ce scénario, les prix élevés du gaz naturel constituent un encouragement économique important pour que les exploitants présents dans la région des sables bitumineux réduisent leur dépendance à l'endroit de ce gaz. Des améliorations constantes de l'efficacité énergétique de 1,0 % par année sont envisagées et le rythme de commutation à la faveur de combustibles de remplacement est plus rapide que dans les autres scénarios. En général, la gazéification du bitume se matérialise plus rapidement et est davantage prolifique, sans oublier le

76 La canalisation n° 9 est un tronçon du réseau pipelinier d'Enbridge qui s'étend de Sarnia, en Ontario, jusqu'à Montréal, au Québec. A l'origine, du pétrole brut y était acheminé d'ouest en est. En 1999, il y a eu inversion du débit, permettant à des produits importés d'atteindre les centres de raffinage ontariens.

Pétrole brut lourd – Bilan de l'offre et de la demande

Les exportations de pétrole brut lourd passent de 149 200 m³/j (940 kb/j) en 2005 à 195 000 m³/j (1,23 Mb/j) en 2015. En 2030, ces exportations atteignent 287 500 m³/j (1,81 Mb/j) (figure 6.16).

Approvisionnement en gaz naturel

Ressources disponibles de gaz naturel au Canada

Les prix plus élevés du pétrole en Îles fortifiées permettent d'inclure comme récupérables certains volumes qui, auparavant, auraient été jugés non rentables. Les ressources de MH dans l'Ouest canadien augmentent jusqu'à 1 416 Gm³ (50 Tpi³)⁷⁷. De la même façon, les ressources restantes de gaz de réservoir étanche et de gaz de schiste passent respectivement à 737 et à 365 Gm³ (26 et 12,9 Tpi³). Ces augmentations rendent compte de la rentabilité estimative de gisements non classiques supplémentaires situés dans des formations moins perméables et plus profondes. Afin d'avoir accès à ces ressources supplémentaires, en Îles fortifiées, les prix plus élevés du gaz pourraient permettre de forer de plus longs puits horizontaux et de stimuler davantage la production au moyen de fractures hydrauliques plus intensives.

Comme en Triple-E, les estimations des ressources classiques restantes ne changent pas. Ces estimations sont établies en fonction de la taille minimale du gisement, selon la zone, qu'il est techniquement possible d'après l'industrie de mettre en valeur. Dans le contexte des prix envisagés,

FIGURE 6.15

Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut léger – Îles fortifiées

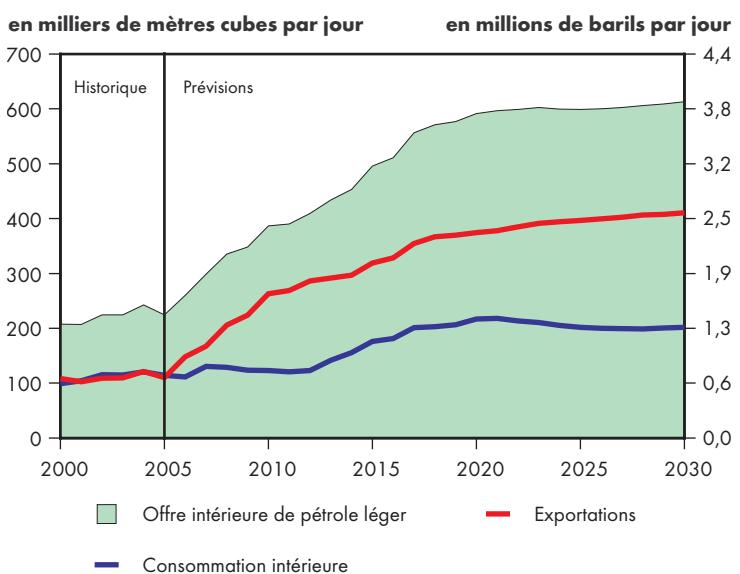
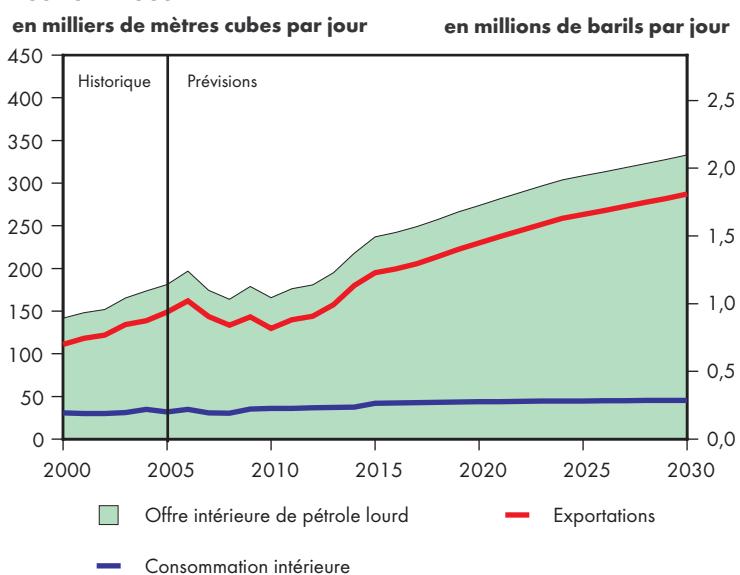


FIGURE 6.16

Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut lourd – Îles fortifiées



77 Tel qu'il est indiqué à l'annexe 4.

la taille ainsi définie pour le scénario de référence et celui de Maintien des tendances s'applique également dans le scénario prospectif Triple-E et celui des Îles fortifiées. Toutefois, les prix plus élevés dans ce dernier scénario permettent d'effectuer un plus grand nombre de forages gaziers chaque année et de mieux soutenir l'escalade correspondante des coûts.

Pour des raisons de même nature, les ressources restantes à l'égard des projets dans les régions pionnières ne changent pas elles non plus. Celles produites dans le contexte du scénario de référence et du scénario prospectif de Maintien des tendances ont été obtenues en tenant compte des meilleures estimations les plus récentes de l'ONÉ quant au gaz commercialisable pouvant techniquement être récupéré, lesquelles estimations s'appliquent selon les fourchettes de prix envisagées. Les coûts élevés et les risques de taille associés à la création d'infrastructures en vue de la mise en exploitation d'un nouveau bassin font qu'il est probable que les premières installations seront d'assez faible envergure pour ensuite être agrandies au moment où la productivité des ressources est confirmée. Jusqu'à l'obtention d'une telle confirmation au moyen de forages plus exhaustifs ainsi que d'antécédents de production plus longs, il est impossible d'effectuer en toute confiance un quelconque rajustement à la hausse des ressources disponibles.

Production et importations de GNL

Dans ce scénario, l'offre de GNL en Amérique du Nord est considérablement moindre et les marchés gaziers s'en remettent à des approvisionnements provenant du continent. Différents facteurs pourraient faire obstacle aux importations de gaz naturel liquéfié, dont une carence en nouvelles installations de liquéfaction en raison de l'instabilité des conditions d'investissement à l'étranger, ou une croissance extrême de la demande de GNL hors Amérique du Nord, ou encore un amalgame de ces deux situations. Sauf pendant une brève période de 2009 à 2014, alors que les importations au Canada se situent en moyenne à $14 \text{ Mm}^3/\text{j}$ ($0,5 \text{ Gpi}^3/\text{j}$), le GNL dessert des marchés où l'offre intérieure de gaz naturel est inexistante ou presque, comme c'est notamment le cas du Japon, de la Corée, de l'Inde, ainsi que des pays de l'Europe de l'Ouest et du Sud, plutôt que l'Amérique du Nord. Le GNL n'a aucune incidence sur les prix du gaz naturel nord-américain, lesquels peuvent augmenter de manière à contrebalancer les coûts découlant d'une forte activité de forage ou ceux associés à des projets dans des régions pionnières ou à une mise en valeur plus coûteuse de gisements gaziers classiques ou non dans l'Ouest canadien.

Le nombre de forages gaziers dans l'Ouest canadien après 2007 devrait graduellement augmenter pour atteindre en moyenne quelque 24 000 puits par année. Cela pourrait signifier l'utilisation d'autour de 1 075 appareils de forage exploités à un taux annuel moyen de 55 %⁷⁸.

Dans de telles conditions, la production de gaz naturel dans l'Ouest canadien pourrait demeurer entre 467 et 484 Mm^3/j (entre 16,5 et 17,1 Gpi^3/j) de 2011 à 2020, tel qu'il est illustré à la figure 6.17. Après 2020, la production de gaz classique commence graduellement à régresser alors que le nombre de forages ne permet pas de neutraliser les réductions constantes de la productivité des nouveaux puits.

De plus amples ressources disponibles en gaz non classique et une activité accrue sont à l'origine d'une hausse constante de la production, laquelle dépasse celle de gaz classique en 2028. La production de MH atteint $57 \text{ Mm}^3/\text{j}$ ($2,0 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2014 et se stabilise à $99 \text{ Mm}^3/\text{j}$ ($3,5 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) entre 2020 et 2030. À compter de 2016, la production de MH de la formation de Mannville surpassé celle de la

78 Récemment, soit en 2005, année qui a connu une activité sans précédent au chapitre des forages gaziers, 700 appareils, utilisés à un taux moyen de 59 %, avaient servi à forer 18 300 puits. En 2007, dans l'Ouest canadien, le parc compte environ 880 appareils de forage (ONÉ, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors).

formation de Horseshoe Canyon et ce méthane compte pour un peu plus de la moitié de la production non classique. La production de gaz de gisement étanche atteint un sommet en 2015, puis commence lentement à diminuer, tandis que celle de gaz de schiste augmente constamment pendant toute la période à l'étude, pour finalement atteindre presque $54 \text{ Mm}^3/\text{j}$ ($1,9 \text{ Gpi}^3/\text{j}$).

Même si la production dans l'Ouest canadien est assez stable jusqu'en 2020, c'est à l'apport des projets dans les régions pionnières à compter de 2015 qu'est due la croissance importante du gaz naturel produit au Canada. Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises et de la prise de décisions commerciales d'aller de l'avant, le delta du Mackenzie devrait entrer en production vers la fin de 2014, et en 2025, cette production devrait atteindre $68 \text{ Mm}^3/\text{j}$ ($2,4 \text{ Gpi}^3/\text{j}$). Pour sa part, le gaz associé aux projets pétroliers des Grands bancs de Terre-Neuve devrait commencer à être produit deux ans plus tôt que prévu, soit en 2015, pour ensuite doubler en importance et atteindre $28 \text{ Mm}^3/\text{j}$ ($1 \text{ Gpi}^3/\text{j}$). D'autres projets dans les régions pionnières qui n'en sont encore pour l'instant qu'à l'étape de la conception pourraient devenir des sources rentables d'approvisionnement dans le cadre du scénario des Îles fortifiées, notamment la mise en valeur du gaz découvert dans les années 1970 sur l'île Melville, dans l'ouest de l'Arctique, ainsi que celle de découvertes dans la zone extracôtière du Labrador, sans oublier la possibilité d'une découverte en eaux profondes en Nouvelle-Écosse.

Bilan de l'offre et de la demande

Jusqu'en 2015, l'offre de gaz naturel au Canada demeure relativement inchangée alors que la demande augmente quelque peu. Comparativement à 2005, cette situation signifie un resserrement moyen de l'écart entre l'offre et la demande de $20 \text{ Mm}^3/\text{j}$ ($0,7 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) jusqu'en 2014, tel qu'il est illustré à la figure 6.18. À compter de 2015, la forte croissance de l'offre gazière canadienne dépasse facilement celle de la demande, qui est ralentie par des prix plus élevés. Ainsi, entre 2015 et 2030, toujours par rapport aux niveaux de 2005, l'écart moyen s'élargit de $45 \text{ Mm}^3/\text{j}$ ($1,6 \text{ Gpi}^3/\text{j}$).

En Îles fortifiées, la progression de la demande de gaz au Canada est freinée par des prix de l'énergie plus élevés et une moins forte croissance économique. Fait exception la demande gazière accrue

FIGURE 6.17

Perspectives de production de gaz naturel – Îles fortifiées

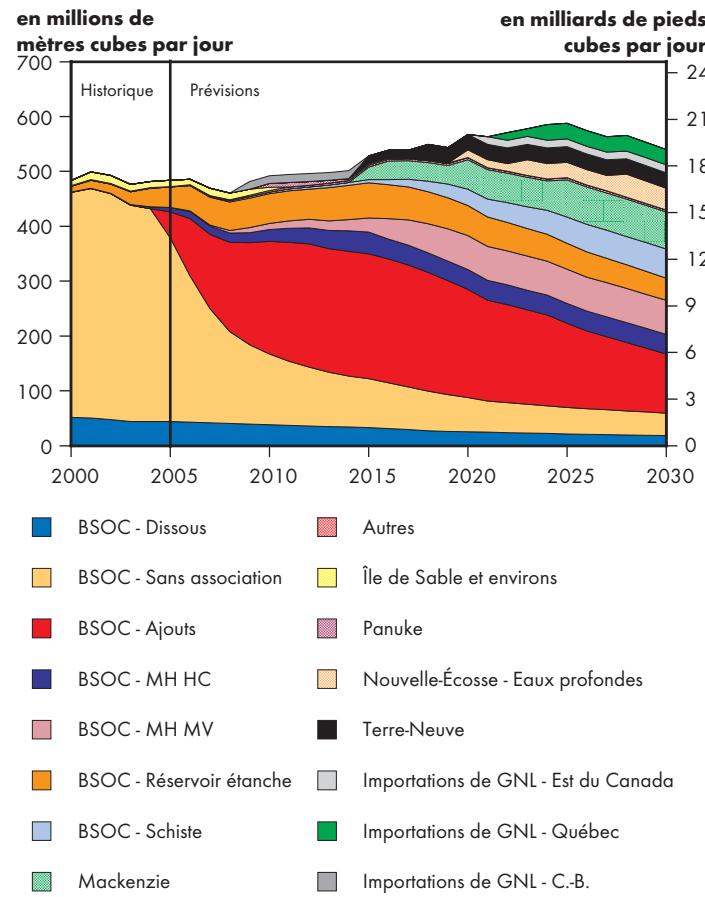
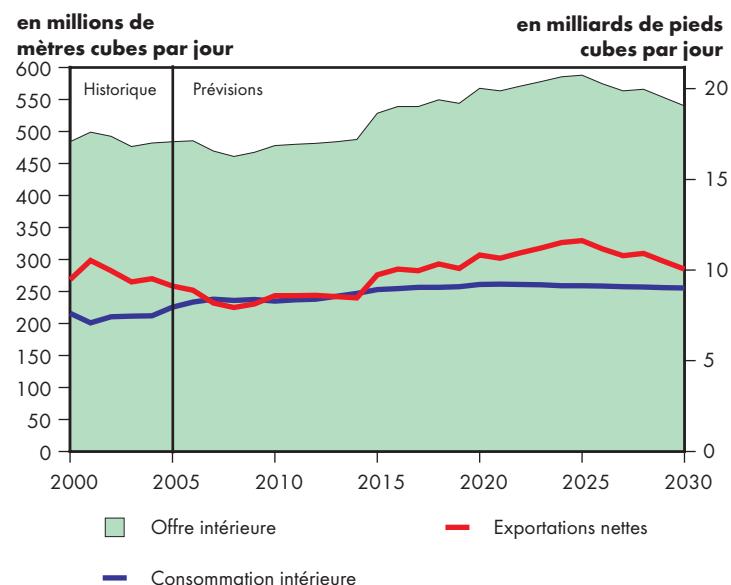


FIGURE 6.18

**Bilan de l'offre et de la demande, gaz naturel –
Îles fortifiées**



entre 2005 et 2015. Par la suite, le niveau moyen des exportations nettes annuelles possibles est de 303 Mm³/j (10,7 Gpi³/j), ce qui est supérieur au sommet précédent de 297 Mm³/j (10,5 Gpi³/j) atteint en 2001.

Liquides de gaz naturel

Offre et consommation

Selon le scénario prospectif des Îles fortifiées, il existe un important surplus de propane et de butanes disponibles à des fins d'exportation pendant toute la période de projection puisque c'est justement dans le cadre de ce scénario que la production de gaz naturel classique et dérivée des dégagements gazeux des sables bitumineux est la plus élevée⁷⁹.

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

Dans le scénario des Îles fortifiées, l'offre est supérieure à la demande pendant toute la période de projection, ce qui résulte en un surplus d'éthane d'environ 2 700 m³/j (17 kb/j) à partir de 2010, lequel surplus passe à quelque 17 000 m³/j (107 kb/j) en 2022 (figure 6.19). Cette situation est principalement le résultat d'une offre supérieure d'éthane classique puisque dans un milieu de relèvement des prix comme celui prévu dans ce scénario, la production de gaz naturel se révèle la plus importante. En outre, les ajouts à l'offre attribuables aux dégagements gazeux des sables bitumineux, à une progression accélérée des coupes lourdes aux usines de chevauchement, ainsi qu'au gaz du delta du Mackenzie, sont plus élevés ici que dans les autres scénarios.

pour l'exploitation des sables bitumineux à l'origine d'une production pétrolière beaucoup plus élevée. Dans ce même contexte des sables bitumineux, l'intensité du gaz est la plus faible en Îles fortifiées du fait que les prix plus élevés incitent au recours à des technologies de remplacement. À la fin de la période visée par le scénario prospectif, la demande globale de gaz naturel au Canada est supérieure de quelque 16 % à celle de 2005.

Compte tenu de la compression de l'écart en début de période, le volume net de gaz naturel disponible à des fins d'exportation régresse

79 D'autres détails sur l'équilibre entre l'offre et la demande de propane ainsi que de butanes sont présentés à l'annexe 3.

Approvisionnement en électricité

Capacité et production

Dans le scénario prospectif des Îles fortifiées, l'union de prix de l'énergie plus élevés et d'un ralentissement de la croissance des revenus est à l'origine d'un recul de la demande d'électricité après 2020. L'incidence des prix élevés est particulièrement palpable au cours des premières années de la période de prévision, alors que survient la diminution la plus importante de la croissance de la demande d'électricité. Cette demande se stabilise une fois que les Canadiens se sont habitués aux prix plus élevés de l'énergie.

Entre 2005 et 2030, la capacité de production s'accroîtra de 32 % en Îles fortifiées (figure 6.20). Il est prévu que les ajouts à la capacité permettent de répondre de façon fiable à eux seuls aux exigences de charge projetées. L'offre d'électricité proviendra surtout de sources de production classiques, mais l'éolien et d'autres technologies émergentes connaissent néanmoins une forte croissance.

Centrales hydroélectriques

Outre celles énumérées dans le scénario de référence, après 2015, les centrales suivantes seront construites : site C à Peace River (900 MW) en Colombie-Britannique, ainsi que Conawapa (1 380 MW)

FIGURE 6.19

Bilan de l'offre et de la demande d'éthane canadien – Îles fortifiées

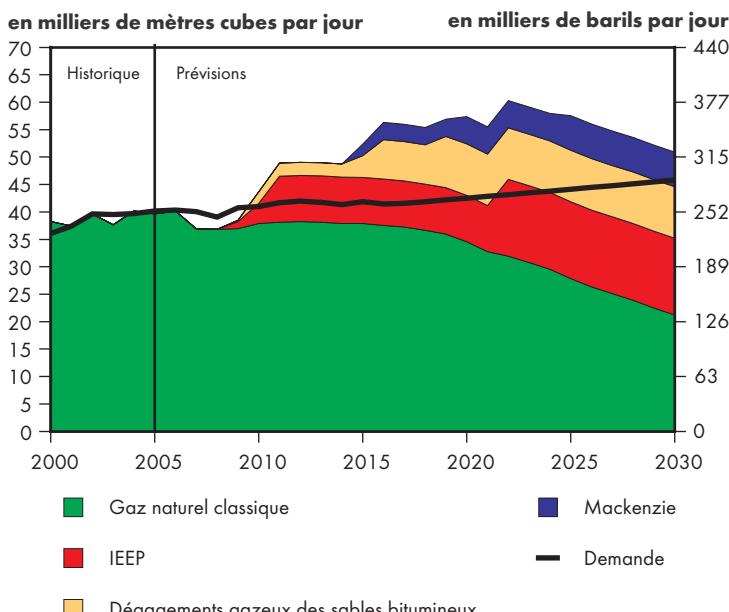


FIGURE 6.20

Capacité de production au Canada – Îles fortifiées

en MW

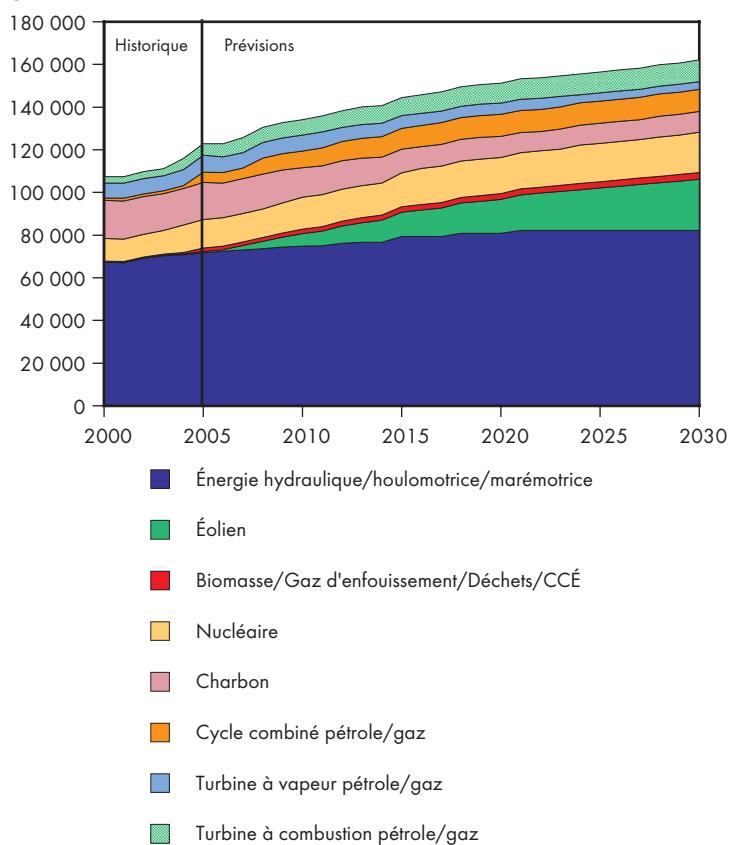
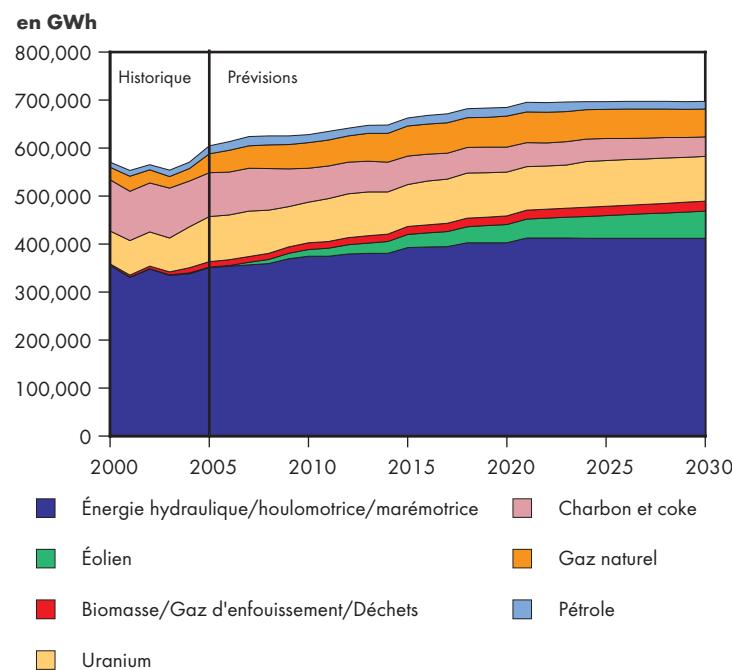


FIGURE 6.21

Production au Canada – Îles fortifiées



dans les scénarios prospectifs de Maintien des tendances et Triple-E.

Centrales alimentées au gaz naturel

Le volume d'électricité produite par des installations alimentées au gaz est semblable à celui prévu dans le scénario prospectif de Maintien des tendances, en ayant toutefois un peu moins recours à la technologie par cycle combiné alors que davantage de centrales de cogénération/à turbines à combustion sont construites. Compte tenu des prix plus élevés pour le gaz et de la demande inférieure d'électricité, la production des centrales alimentées au gaz n'est pas aussi souvent requise. Alors que celles-ci comptaient, en 2030, pour 12 % de la production selon le scénario de Maintien des tendances, en Îles fortifiées, elles fournissent 8 % de la production.

Centrales alimentées au charbon

Un approvisionnement en combustibles assuré, et à coût moindre, donne l'élan voulu pour la construction de nouvelles centrales alimentées au charbon dans le contexte du scénario des Îles fortifiées, mais la cogénération dans la région des sables bitumineux est une concurrente de taille. De plus, la baisse de la demande mène à une régression de la capacité en place comparativement à ce qui est le cas dans le scénario prospectif de Maintien des tendances, puisque ce ne sont pas toutes les centrales au charbon existantes qui sont remplacées à la fin de leur durée de vie.

Centrales alimentées au pétrole

Malgré le recul de la demande d'électricité et une production classique moindre des centrales alimentées au pétrole, en 2030, par rapport à ce qu'elle est en Maintien des tendances, la production de telles centrales est supérieure d'environ 15 % en Îles fortifiées. Cette situation est le résultat de la cogénération alimentée au bitume et associée aux besoins en électricité ainsi qu'en chaleur dans la région des sables bitumineux. En 2020, la production qui était tirée de turbines alimentées au pétrole

et Gull/Keeyask (600 MW) au Manitoba.

La production hydroélectrique continuera de répondre à environ 60 % des besoins en électricité pendant la période de prévision (figure 6.21). La capacité hydroélectrique atteindra 82 200 MW d'ici 2030, pour une augmentation de 10 450 MW comparativement à 2006.

Centrales nucléaires

La capacité nucléaire totale progresse de 42 % entre 2005 et 2030, ce qui représente une augmentation de 5 500 MW. Les hypothèses relatives à la capacité nucléaire sont identiques à celles avancées

mises au rancart à Terre-Neuve est remplacée au moyen d'une production par cycle combiné de 180 MW alimentée au gaz naturel.

Technologies émergentes

Les prix élevés de l'énergie sont à l'origine d'un niveau d'accroissement de la production éolienne en place comparable à celui prévu dans le scénario de Maintien des tendances, et ce en dépit de la baisse de la demande d'électricité. La capacité éolienne projetée devrait atteindre 23 900 MW d'ici 2030, soit 15 % de la production canadienne totale. Les autres sources de production de remplacement connaissent une croissance de 1 500 MW ou 89 %. Ces données illustrent bien le fait que même en Îles fortifiées, les technologies émergentes sont présentes.

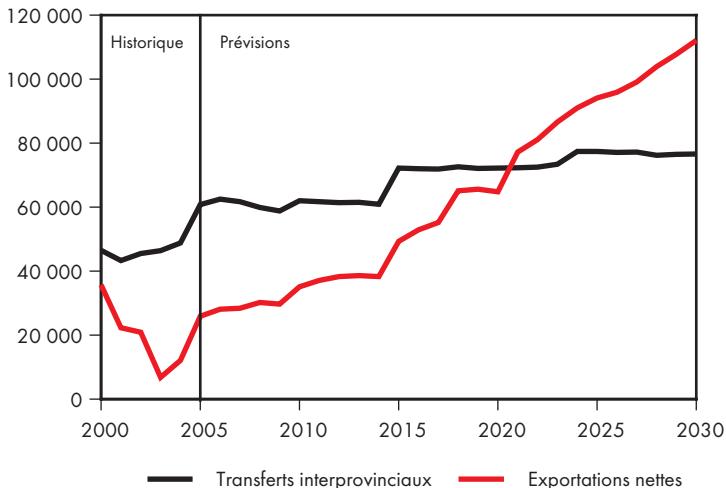
Exportations, importations et transferts interprovinciaux

De 2006 à 2030, les exportations canadiennes nettes augmentent de 300 % et atteignent 112 100 GWh (figure 6.22). Cette augmentation phénoménale est en grande partie due à la modération de la demande attribuable aux prix élevés de l'électricité et à la disponibilité d'hydroélectricité ou d'électricité provenant de sources de production de remplacement, lesquelles ne sont pas assujetties à la hausse des prix des combustibles fossiles attendue dans le scénario prospectif des Îles fortifiées. L'accroissement des transferts interprovinciaux d'électricité (de 26 % pour atteindre 76 600 GWh en 2030) est beaucoup moins marqué mais néanmoins substantiel.

FIGURE 6.22

Transferts interprovinciaux et exportations nettes – Îles fortifiées

en GWh



Charbon

Offre et demande

En Îles fortifiées, les politiques isolationnistes ralentissent la croissance économique et freinent la demande de charbon. Par conséquent, la production est moindre qu'en Maintien des tendances, mais supérieure à ce qui est attendu en Triple-E. Des inquiétudes à l'égard de la continuité des approvisionnements motivent la construction de nouvelles centrales au charbon, plus probablement dans l'Ouest canadien et les Maritimes. Dans le scénario prospectif des Îles fortifiées, la demande de charbon métallurgique décroît de façon significative. La production canadienne, qui était de 55 Mt en 2015, diminue et s'établit à 47 Mt en 2030 en raison de la baisse de la demande de charbon thermique et métallurgique au pays. Le Canada demeure, en Îles fortifiées, un exportateur net. Entre 2015 et 2030, il est estimé que la demande houillère au pays régressera, passant de 34 Mt à 22 Mt. Le secteur de la production d'électricité, qui consommait 27 Mt de ce charbon en 2015, n'en utilisera

Production nucléaire

Alors que l'énergie nucléaire n'a jamais vraiment perdu la cote dans certaines parties de l'Europe, au cours des dernières années les prix volatils des combustibles fossiles, les préoccupations relatives à la continuité des approvisionnements et une importance accrue accordée aux émissions ont suscité un intérêt renouvelé dans l'énergie nucléaire en Amérique du Nord. Le dernier réacteur CANDU construit au Canada est entré en service en 1993, mais les ventes à l'échelle internationale ont suscité des améliorations dans les techniques de construction et ont incité Énergie atomique du Canada limitée à aller de l'avant avec son concept de nouveau réacteur CANDU avancé (RCA), garant d'une sécurité accrue, d'un délai de construction plus court et de coûts moindres.

Il existe plusieurs demandes de permis d'emplacement pour de nouveaux réacteurs CANDU qui sont actuellement étudiées par la Commission canadienne de la sûreté nucléaire. Si elles sont approuvées, il se pourrait que de nouvelles centrales nucléaires soient construites au cours des dix prochaines années. Les trois scénarios prospectifs entrevoient de nouvelles centrales nucléaires en Ontario et au Nouveau Brunswick, deux provinces où, comme au Québec, il existe déjà de telles centrales.

Même s'il n'en a pas été tenu compte dans les scénarios à l'étude, il y a également eu des propositions pour avoir recours à l'énergie nucléaire plutôt qu'au gaz naturel dans la région des sables bitumineux. Les réacteurs nucléaires conviennent parfaitement à l'exploitation ininterrompue des installations dans cette région, sont gages d'une indépendance à l'endroit des prix du gaz naturel et peuvent servir à produire de l'hydrogène destiné à la valorisation du bitume. Au nombre des obstacles possibles au recours au nucléaire il faut noter la grande envergure d'un réacteur nucléaire type comparativement à la taille habituelle des centrales dans la région, l'inexpérience des producteurs avec cette technologie et les préoccupations du grand public en matière de sécurité ainsi que d'élimination des déchets nucléaires.

Même si le recours à l'énergie nucléaire ne va pas nécessairement de soi (tel qu'il est mentionné dans l'encadré du présent rapport intitulé Combustibles de remplacement pour les sables bitumineux), certaines conditions, si elles sont remplies, peuvent rendre cette possibilité moins problématique. Lorsque la technologie des RCA ou d'autres réacteurs sera éprouvée et pourvu que les producteurs présents dans la région des sables bitumineux perçoivent une tendance à la hausse des prix du gaz naturel à long terme, l'énergie nucléaire pourrait devenir de plus en plus intéressante. En outre, le désir de réduire les émissions de GES au minimum est susceptible de gagner des adeptes à l'énergie nucléaire. Si une entité possédant de l'expérience dans le domaine du nucléaire était disposée à construire et exploiter une telle centrale, vendant la vapeur aux producteurs dans la région des sables bitumineux et l'électricité sur le marché albertain, l'énergie nucléaire pourrait constituer une option viable.

Pour un complément d'information sur le recours à l'énergie nucléaire dans la région des sables bitumineux, le lecteur est prié de consulter les ÉMÉ intitulées *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives et défis jusqu'en 2015* (mai 2004) et *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives et défis jusqu'en 2015 – Mise à jour* (juin 2006) sur le site Web de l'Office au www.neb-one.gc.ca.

plus que 18 Mt en 2030. La demande de charbon métallurgique des fonderies, aciéries et cimenteries canadiennes pendant cette période est amputée de quelque 3 Mt et chute de 4 Mt à environ 1 Mt. Dans ces mêmes conditions, il se pourrait que les exportations de fer, d'acier et de ciment par les grands centres manufacturiers ontariens diminuent en Îles fortifiées.

Selon le scénario des Îles fortifiées, les exportations de charbon thermique demeurent faibles. Les exportations nettes correspondent aux niveaux attendus en Triple-E et en Maintien des tendances. Les exportations de charbon thermique comme de charbon métallurgique croissent modérément de 6 % entre 2015 et 2030, compte tenu de la faible croissance économique aux États-Unis et de l'absence de coopération internationale. Toujours entre 2015 et 2030, il y a faible augmentation d'environ 4 % des importations thermiques avec l'ajout de centrales au charbon dans les Maritimes, alors que les importations métallurgiques chutent plus ou moins de 78 %, surtout du fait que les fonderies et les

acières canadiennes ne sont pas concurrentielles.

Émissions de gaz à effet de serre

D'après le scénario des Îles fortifiées, les émissions totales de GES au Canada croîtront suivant un taux de 0,6 % par année pendant la période de 2004 à 2030 (figure 6.23). Ce pourcentage est inférieur aux données historiques indiquant une progression annuelle de 1,7 % entre 1990 et 2004, en grande partie en raison de taux de croissance inférieurs du PIB et de la hausse des prix des produits de base menant à une baisse de la demande énergétique. Les quotes-parts des GES selon les secteurs varient au fil de la période de prévision. Celle du secteur industriel passe de 41 % à 50 % pour tenir compte des hypothèses de croissance du secteur pétrolier et gazier dans ce scénario.

Les quotes-parts et le taux de croissance des gaz à effet de serre varient selon la province. Les trois principaux émetteurs de GES en 2030 sont l'Alberta, l'Ontario et le Québec. En 2004, l'Alberta comptait pour 31 % des émissions canadiennes totales de GES, et ce pourcentage passe à 39 % en 2030. La part de l'Ontario recule et passe de 27 % à 22 % pendant la période à l'étude tandis que celle du Québec tourne autour de 13 % pendant cette même période.

Les niveaux de GES augmentent au Canada, mais l'intensité des émissions de GES diminue pendant la période de prévision. En Îles fortifiées, l'intensité des émissions de GES diminue de 1,3 % par année, ce qui est un peu plus rapide que le taux historique de 1,1 % par année. Cette situation est attribuable aux améliorations au chapitre de l'efficacité énergétique et à l'augmentation de la quote-part des combustibles de remplacement et des nouveaux combustibles (figure 6.24).

FIGURE 6.23

Émissions canadiennes totales de GES selon le secteur – Îles fortifiées

en mégatonnes

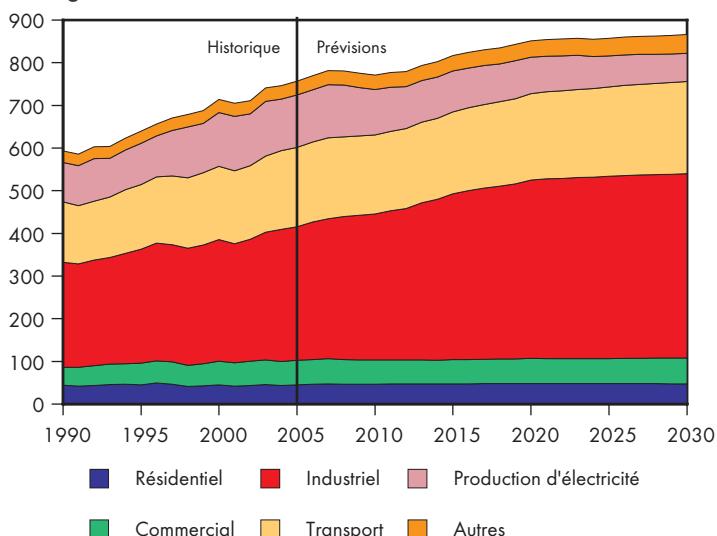
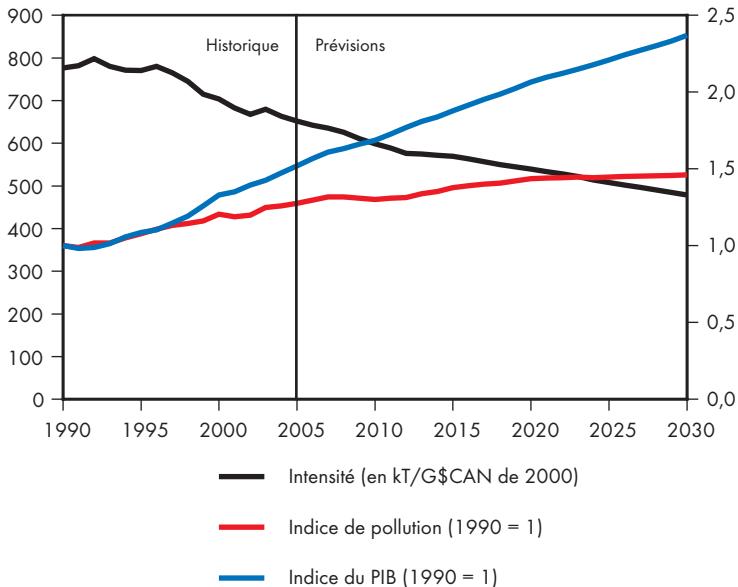


FIGURE 6.24

Intensité totale des GES au Canada – Îles fortifiées

Intensité

Demande et GES



Enjeux des Îles fortifiées et implications

- Dans l'ensemble, la croissance de l'économie canadienne est la plus faible dans ce scénario prospectif et les disparités économiques régionales s'accentuent. L'activité s'accentue dans les régions productrices d'énergie tandis qu'elle est moindre dans les régions manufacturières.
- Dans ce scénario, la demande énergétique subit le contrecoup à la fois de prix de l'énergie plus élevés et d'une lente croissance des revenus comme de l'économie. Conséquemment, la progression de la demande d'énergie pendant la période à l'étude est considérablement inférieure aux niveaux historiques.
- L'offre d'énergie est particulièrement subordonnée aux prix. Ce scénario donne une ampleur sans égale aux perspectives plausibles d'offre d'énergie du secteur pétrolier et gazier au Canada.
- Les Îles fortifiées entrevoient un accroissement rapide de la mise en valeur des sables bitumineux. Il est supposé que les exploitants présents dans cette région continueront de réaliser des gains d'efficacité et d'avoir recours à de nouvelles sources d'énergie et méthodes de récupération, alors que gazéification du bitume et coke de pétrole jouent un rôle dominant à cet égard. Puisque c'est dans ce scénario que l'offre disponible est la plus grande, c'est aussi celui qui est témoin des hausses les plus marquées pour ce qui est des exportations de pétrole brut léger et lourd.
- Il est particulièrement intéressant de remarquer que le maintien des niveaux de production de gaz naturel nécessite des prix très élevés. Dans ce scénario, des prix si élevés permettent au Canada de demeurer un exportateur net de gaz naturel, tandis que dans les autres scénarios prospectifs, le pays devient un importateur net avant la fin de la période à l'étude. Cela est dû au fait que les prix élevés permettent de mettre en valeur des sources d'approvisionnement supplémentaires, notamment sous forme de mégaprojets dans des régions septentrionales éloignées et dans les zones extracôtières de l'Est du pays. En outre, les prix exigés pour le gaz naturel ont un effet modérateur sur la croissance de la demande intérieure.
- En dernier lieu, des taux de croissance plus faibles de la demande énergétique se traduisent en un ralentissement de la progression des émissions de GES par rapport aux tendances historiques.
- Les résultats sont fondés sur les hypothèses qui sous-tendent les scénarios. Si les différents facteurs cités ne se matérialisent pas, les conséquences décrites ci-après risquent d'être différentes.
 - Pour que ce scénario se concrétise, les relations internationales doivent continuer d'être tendues. Un accès restreint aux sources d'approvisionnement en pétrole et en gaz fait que les prix de l'énergie demeurent élevés. Ces prix régissent les conditions économiques ainsi que les tendances de l'offre et de la demande d'énergie.
 - Par ailleurs, pour permettre un tel élargissement de l'offre d'énergie, des progrès technologiques sont nécessaires, l'apport des procédés de production, notamment au chapitre de la main-d'œuvre, doit être mis à niveau, et des infrastructures doivent être aménagées.



CONCLUSIONS – IMPLICATIONS CLÉS POUR LA FILIÈRE ÉNERGÉTIQUE CANADIENNE

Le rapport sur *L'avenir énergétique du Canada* met en lumière les enjeux, au même titre que le grand nombre de possibilités, qui existent à l'heure actuelle et qui se manifesteront plus tard, dans le secteur de l'énergie et pour les Canadiens individuellement. Les consultations à la grandeur du pays et les analyses qui ont suivi laissent croire que même si les approvisionnements énergétiques sont suffisants et les marchés de l'énergie fonctionnent bien à l'heure actuelle, un retour, pendant une longue période, à des niveaux de prix peu élevés pour les produits de base n'est pas prévisible. Malgré tout, les Canadiens s'adaptent à cette nouvelle réalité. Ils continuent de voir évoluer la composition des approvisionnements alors que les ressources classiques arrivent à maturité et que de nouvelles technologies émergent, même si les combustibles fossiles maintiendront leur domination de la filière énergétique pendant les prochaines décennies. Depuis maintenant plusieurs années, les Canadiens se montrent particulièrement intéressés par les incidences des émissions de GES. De nouvelles politiques et de nouveaux programmes conçus pour réduire de telles émissions en sont à leurs balbutiements et nonobstant le fait que les préoccupations du public sont grandes, les répercussions mesurables des initiatives en question sont difficiles à prédire. Chacune des questions soulevées ici aura des conséquences sur l'orientation que prendra la politique de l'énergie au Canada, les gouvernements recherchant un équilibre entre considérations commerciales et capacité de faire preuve de souplesse afin de pouvoir réagir aux conditions prévalant dans le milieu énergétique canadien.

Suit un résumé de ces questions selon cinq thèmes majeurs.

1. Marchés et ressources énergétiques

Aucun dérapage n'est prévu sur les marchés canadiens de l'énergie alors que les prix de celle-ci visent à assurer une offre suffisante en fonction de la demande. L'analyse présentée dans le rapport sur *L'avenir énergétique du Canada* englobe un large éventail de prix pour l'énergie compte tenu de possibilités diverses au chapitre de l'offre et de la demande. Les prix du pétrole et du gaz naturel dépendent des conditions qui prévalent à l'échelle du continent et de la planète. Les prix de l'électricité, quant à eux, sont fonction de l'offre et de la demande régionales ainsi que des politiques gouvernementales, sans oublier les échanges inter provinciaux et internationaux.

Les prix historiques de longue date en Amérique du Nord, tournant autour de 20 \$/baril de pétrole brut ainsi qu'entre 1,90 \$US et 2,85 \$US/GJ (entre 2 \$US et 3 \$US/MBTU) pour le gaz naturel, ont été éclipsés ces dernières années et il est peu probable qu'ils refassent surface pendant une période assez longue d'ici 2030. En outre, la hausse des prix du pétrole et du gaz naturel a entraîné à sa suite, dans la mesure où ils servent à produire de l'énergie, la hausse des prix du charbon et de l'électricité. Dans les trois scénarios prospectifs, les prix de l'énergie demeurent à des niveaux plus élevés que ceux enregistrés ces dernières décennies. En Triple-E, le prix du CO₂ se joue à deux niveaux : d'abord à la tête de puits (prix des produits de base), en fonction des forces mondiales/continentales de l'offre et de la demande, puis à l'utilisation finale (prix des produits livrés), tenant à la fois compte de l'imposition du CO₂ et du prix à la tête de puits. En général, il appert que les économies nord-américaine et mondiale s'ajustent à des prix plus élevés.

La disponibilité future de ressources énergétiques ne devrait pas causer problème. Dans le cadre de marchés énergétiques efficaces, les prix de l'énergie fourniront des signaux appropriés pour la mise en valeur des ressources voulues. Le type et la composition des ressources énergétiques dépendront des niveaux des prix de l'énergie. Dans l'ensemble, l'offre énergétique canadienne et la composition des combustibles au pays réagissent aux prix, ce qui est à l'origine d'un large éventail de conséquences possibles selon les diverses trajectoires pouvant être empruntées par les prix dans les trois scénarios prospectifs.

2. Offre, demande et exportations énergétiques

L'énergie sous forme de combustibles fossiles continue de représenter la majeure partie de l'offre, même si des sources d'approvisionnement autres et non classiques commencent à jouer un rôle plus important. Les ressources classiques, sur lesquelles l'offre d'énergie a reposé tout au long du XX^e siècle, gagnent de plus en plus en maturité, de sorte que leur extraction, qui ajoute toujours moins aux approvisionnements, nécessite de plus gros efforts ainsi que des capitaux plus importants. À l'avenir, les possibilités de croissance de l'offre dans des proportions significatives seront probablement associées à des sources d'énergie non classiques comme les sables bitumineux, le MH, le pétrole et le gaz de schiste, des techniques de récupération assistée, les dégagements gazeux des usines de valorisation de bitume et la gazéification du charbon. C'est d'ailleurs le cas dans les trois scénarios prospectifs, et surtout dans le secteur pétrolier où les sables bitumineux contribuent à l'offre de pétrole au Canada dans une proportion supérieure à 80 %.

Même si certaines ressources non classiques, entre autres les sables bitumineux, sont bien établies et occupent une place importante, d'autres, comme le gaz de schiste, n'en sont qu'aux premières étapes d'expérimentation et d'évaluation, et pour devenir commercialement viables, elles devront permettre d'ajouter de façon tangible à la production, ce qui prendra du temps et nécessitera au préalable de forts investissements en capitaux. Par ailleurs, des sources d'énergie émergentes et de remplacement, par exemple l'éolien, se taillent une place toujours plus grande alors que des progrès technologiques

en améliorent la rentabilité. La diversité des combustibles gagne en importance et devrait continuer d'exister au Canada. Tous les scénarios illustrent un ensemble de combustibles surtout composé de ressources classiques, mais qui varie en termes d'apports des technologies émergentes et des combustibles de remplacement.

L'offre d'énergie suit d'assez près les prix, mais ce n'est pas le cas de la demande. Les habitudes de consommation d'énergie dépendent dans une grande mesure de la composition des stocks existants de dispositifs consommant cette énergie, qu'il s'agisse par exemple des bâtiments, des appareils ménagers, des voitures ou des moteurs industriels. Puisque ces stocks ont une longue durée de vie, les possibilités de réduction de la demande sont limitées. Qui plus est, tant que les dépenses en énergie continueront de ne représenter qu'une faible proportion des budgets d'exploitation, les réductions de la demande en réaction à la hausse des prix demeureront limitées.

Malgré le manque de souplesse inhérent aux schémas de consommation d'énergie établis, certains signes laissent croire que, dans le cadre de futurs scénarios, les prix pourraient devenir un facteur de plus grande importance que ne le suggèrent les données historiques et les analyses actuelles.

Les tendances historiques et la modélisation des résultats indiquent que le revenu disponible des particuliers (leur pouvoir d'achat) supplante, en termes d'importance, l'évolution des prix de l'énergie. Cependant, sur le plan qualitatif, d'après certains faits récents, il semble que les Canadiens réagissent aux coûts plus élevés de l'énergie en modifiant leur style de vie et leurs habitudes de consommation. Les données quantitatives étant insuffisantes, il se pourrait qu'il ne soit pas tenu entièrement compte de ce fait dans les résultats de l'analyse présentée ici. Ainsi, des prix élevés de l'énergie sur de longues périodes, comme c'est le cas dans le scénario prospectif des Îles fortifiées, ou la réaction anticipée de la part des consommateurs à l'endroit de programmes gouvernementaux ciblés en Triple-E, pourraient entraîner une pression à la baisse accrue sur la demande.

Au Canada, les exportations nettes totales d'énergie devraient augmenter, mais la hausse varie selon le produit de base et le scénario. Alors que les exportations de pétrole et d'électricité sont supérieures aux niveaux historiques quel que soit le scénario, les exportations nettes de gaz naturel n'augmentent que pour les Îles fortifiées. La croissance des exportations de pétrole est le résultat de l'accroissement de la production tirée des sables bitumineux et des régions pionnières sur la côte Est. Le gaz des régions pionnières contribue lui aussi à la croissance des exportations de gaz naturel. Celles d'électricité augmentent en raison d'une combinaison de facteurs propres à l'offre et à la demande.

L'élargissement des marchés d'exportation dépendra des forces commerciales en présence et pourrait prendre la forme d'une croissance des marchés existants, du délogement de volumes concurrentiels dans de tels marchés, ou encore de l'accès à de nouveaux marchés outre-mer. Chacune de ces possibilités a des conséquences importantes sur les infrastructures de soutien. La poursuite de la mise en valeur de l'offre pétrolière nécessitera des ajouts de taille à la capacité pipelinière d'exportation et l'élargissement des marchés d'exportation de manière à pouvoir absorber la production supplémentaire. Dans la même optique, il faudra ajouter à la capacité de transport pour qu'une croissance des exportations d'électricité se concrétise. Selon le scénario, des coûts pourraient découler de la sous-utilisation des infrastructures gazières en place ou de la construction de nouvelles visant à permettre les importations de GNL.

3. Interactions de l'énergie avec l'économie et l'environnement

La situation économique continue d'être un facteur de premier plan dans le contexte de la filière énergétique, et les différentes projections macroéconomiques des trois scénarios prospectifs mènent à divers résultats sur le plan de l'énergie, surtout lorsqu'il s'agit de la demande. Dans le contexte macroéconomique, la croissance, quel que soit le scénario, est moins rapide que celle qui a pu être

observée récemment. Le dénominateur commun est la décélération de la croissance démographique, qui a de graves conséquences sur la possibilité de faire appel à une main-d'œuvre appropriée et qualifiée afin de pouvoir répondre à une demande croissante dans tous les secteurs de l'économie. La pénurie de main-d'œuvre se fait déjà intensément sentir à l'égard de projets de mise en valeur dans le secteur énergétique et, selon certains scénarios, la situation pourrait même s'empirer.

Des améliorations à la productivité de la main-d'œuvre sont posées en hypothèse dans la plupart des scénarios prospectifs de manière à en neutraliser la croissance moins rapide. Autrement, des niveaux d'immigration supérieurs pourraient permettre de stabiliser la croissance démographique. Mais quoi qu'il en soit, il s'agit là d'un élément important que doivent considérer les décideurs si la poursuite d'une robuste croissance de l'économie est souhaitée.

Les Canadiens se préoccupent des changements climatiques. Bon nombre de politiques et de programmes sont en cours d'élaboration, aux paliers fédéral et provincial, visant la réduction des émissions de GES. Il est téméraire de prédire les résultats de ces politiques et de ces programmes alors qu'il subsiste des incertitudes quant à la technologie et à la façon dont les consommateurs réagiront. Il est toutefois possible qu'en l'absence de l'adoption de telles modifications en profondeur de la politique et en l'absence aussi d'une évolution encore plus marquée des comportements de la population canadienne, les émissions de GES augmenteront, comme le démontrent le scénario de référence et le scénario prospectif de Maintien des tendances.

La réduction des émissions de GES au Canada nécessitera un recours à toutes les stratégies connues en ce sens. Abordées dans le scénario prospectif Triple-E, celles-ci comprennent l'adoption de politiques progressistes en matière d'efficacité énergétique et un mécanisme commercial permettant de tenir compte des émissions attribuables à l'utilisation de combustibles fossiles lorsque les consommateurs doivent prendre certaines décisions. Les objectifs de réduction des émissions de GES annoncés dans le cadre de politiques récentes nécessiteront, pour leur atteinte, l'adoption de stratégies plus poussées que celles actuellement envisagées selon le scénario Triple-E.

4. Composantes de base de l'avenir énergétique au Canada

À l'intérieur de la filière énergétique, la technologie peut offrir des solutions à de nombreux enjeux, et même si elle est de plus en plus présente, l'orientation, le rythme et la portée des changements qui en découlent varient d'un scénario à l'autre. Pour les Îles fortifiées, c'est du côté de l'offre que la poussée technologique est le plus palpable. Les efforts déployés pour repousser le plus rapidement possible les frontières de l'offre de ressources classiques visent principalement les industries de haute technologie très pointues, tandis qu'au chapitre de la demande, la technologie se retranche derrière des mesures plus élémentaires de conservation, prenant par exemple la forme d'une plus faible consommation d'essence par les véhicules ou de LFC. En Triple-E, la technologie va nécessairement de pair avec des améliorations de l'efficacité. Ce scénario porte à croire que les objectifs technologiques fondamentaux de l'avenir ne sont liés à aucune percée spécifique en matière de technologie « propre » mais dépendent plutôt d'une évaluation holistique de bas en haut de la chaîne d'approvisionnement énergétique. L'analyse de la production, de la transformation et de l'utilisation d'énergie est riche en renseignements sur les possibilités d'optimisation. De telles occasions de rehausser le degré d'efficacité à court terme constituent un tremplin permettant d'en arriver à des solutions énergétiques propres à long terme.

Un examen de l'état actuel de la technologie au Canada confirme que les changements se font à petits pas. Des solutions d'ensemble prometteuses, comme celle d'une « économie hydrogénée », nécessitent la prise d'une multitude de mesures progressistes intégrées ayant des incidences sur presque tous les aspects de la production et de la consommation d'énergie. Afin de profiter

des possibilités qui se présentent sur le plan technologique, il faut des conditions réunissant encouragements et mécanismes commerciaux. Il faut aussi que des signaux fiables et cohérents soient envoyés par les décideurs de façon à orienter les investissements stratégiques à long terme du secteur privé, qui sont très nécessaires.

Une politique énergétique « intelligente » est essentielle pour que le secteur de l'énergie puisse continuer de se développer. Au Canada, la politique de l'énergie a connu des réformes en profondeur depuis une vingtaine d'années et elle est maintenant dictée par un système axé sur les marchés. Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), « la concurrence sur les marchés canadiens de l'énergie est fort présente et profite aux consommateurs d'électricité, de pétrole et de gaz canadiens au Canada, aux États-Unis et à l'extérieur de l'Amérique du Nord »⁸⁰. Dans les chapitres qui précèdent, le rapport sur *L'avenir énergétique du Canada* rend bien compte de l'apport important du secteur de l'énergie dans l'économie canadienne, et les données fournies vont dans le sens des opinions exprimées par l'AIE.

Le développement énergétique au pays atteint de nouveaux sommets. Avec ses énormes réserves de sables bitumineux, le Canada pourrait bien devenir une « superpuissance » du monde de l'énergie. Le pays se trouve à une croisée des chemins importante alors que la poursuite des travaux de mise en valeur dans le secteur de l'énergie pourrait entrer en conflit avec d'autres objectifs gagnant en importance dans l'esprit des Canadiens. ***Une politique « intelligente » est requise pour favoriser l'optimisation des objectifs multiples de la croissance économique, de la durabilité de l'environnement et du développement du secteur énergétique.*** Des cadres de politique souples s'étendant au-delà des frontières provinciales devront être définis de façon à tenir compte des vastes différences régionales au chapitre de l'énergie et des émissions, de l'évolution des réseaux d'approvisionnement en énergie, et des modifications de l'environnement sur la scène mondiale. Au cours des dernières années, des appels ont été lancés en vue de l'élaboration d'une vision d'ensemble intégrant énergie, environnement et économie⁸¹. De tels cadres de travail devront tenir compte de la chaîne énergétique dans son intégralité, des différents territoires de compétence et des divers ordres de gouvernement afin de pouvoir être les plus efficaces possibles.

Ces observations sont le résultat des commentaires reçus des parties prenantes à l'occasion du processus de consultation et de l'analyse subséquente effectuée en vue de produire le rapport sur *L'avenir énergétique du Canada*. Dans le cadre de cette analyse, il a été ardu de définir des politiques éventuelles dans des secteurs où aucune n'existe, ou encore lorsqu'une intention a été exprimée mais qu'aucun programme n'a été articulé. Des politiques et programmes clairement énoncés sont d'importance critique lorsqu'il s'agit de concevoir des voies plausibles pour l'avenir énergétique et de produire une analyse plus en profondeur.

Des investissements majeurs sont requis au cours des dix années à venir pour la mise en valeur de nouvelles sources d'énergie et aussi pour répondre à la croissance de la demande d'énergie ainsi que pour remplacer des infrastructures vieillissantes. Le scénario de référence en décrit un grand nombre, mais des incertitudes demeurent quant au calendrier d'exécution de projets de plus grande envergure, comme le gazoduc de la vallée du Mackenzie, et certaines propositions spécifiques visant les sables bitumineux.

En matière d'aménagement d'infrastructures, des thèmes courants sont la concurrence pour de la main-d'œuvre qualifiée et la hausse des coûts. Même si certaines de ces questions peuvent être considérées comme des goulets d'étranglement dont les effets s'atténuieront en déphasant les projets d'aménagement et en adoptant une politique dynamique de formation de la main-d'œuvre,

80 Agence internationale de l'énergie (AIE), *Energy Policies of IEA Countries: Canada, 2004 Review*.

81 Conference Board du Canada. *Canada's Energy Future : An Integrated Path*, mai 2007.

l'obtention des approbations requises pour la réalisation d'importants nouveaux projets pipeliniers et de transport d'électricité, ou encore pour la construction d'infrastructures de production, qu'il s'agisse de raffineries de produits pétroliers ou de centrales électriques, demeure très incertaine. De nouvelles démarches devront être adoptées en matière de résolution des différends entre promoteurs et opposition locale afin d'accroître le degré de prévisibilité de réalisation des projets. Dans certains cas, cela peut signifier une plus grande clarté à l'égard des processus réglementaires et de participation du public, et dans d'autres cas, en présence de plusieurs compétences, cela peut vouloir dire un recours accru à la notion de « guichet unique ».

À plus long terme, soit de 2015 à 2030, les exigences et les enjeux en matière d'infrastructures sont davantage influencés par les circonstances propres au scénario, notamment en ce qui concerne le maintien de la diversité au niveau de la composition des combustibles. C'est en Maintien des tendances que les attentes sont généralement les plus grandes pour ce qui est des besoins en matière de production et de transport puisque c'est ce scénario qui présente la plus forte demande intérieure. Promoteurs et consommateurs devraient alors tenir compte des facteurs présentés plus haut mettant en péril la réalisation des projets. Les risques associés à la réalisation de projets qu'il est possible d'entrevoir en Triple-E sont différents et peut-être plus grands, car une telle réalisation dépend d'une grande inconnue, soit le développement fructueux de nouvelles technologies. De plus, en l'absence de hausses d'efficacité ou de la prise de mesures adaptées de la gestion de la demande dans un milieu où les prix sont peu élevés, les infrastructures prévues pourraient ne pas être à la hauteur et les possibilités de réorienter les ressources destinées à l'exportation vers le marché intérieur devront être étudiées. En Îles fortifiées, les travaux d'aménagement devront surmonter les obstacles posés par des prix de l'énergie élevés et volatils, ce qui met en péril les projets classiques qui coûtent cher, davantage présents dans ce scénario prospectif, ainsi que les projets nécessitant la réalisation de progrès technologiques.

Avec un besoin croissant pour le renouvellement et l'agrandissement de nos infrastructures afin de répondre à des besoins énergétiques croissants et variés, il est important que le public accepte mieux ces projets et y prenne une part plus active. Les notions de durabilité de l'environnement et de l'économie en imposent et pourraient faire oublier des préoccupations plus individualistes. L'« empreinte » toujours plus grande laissée par les travaux d'extraction, de production et de distribution d'énergie effectués fait que le grand public pose de plus en plus de questions sur les projets en ce sens. Toutes prometteuses qu'elles soient, les technologies nouvelles et émergentes ne font pas exception à de telles interrogations. Qu'il s'agisse des puits gaziers de MH, des terminaux méthaniers ou des parcs éoliens, les futurs projets d'aménagement énergétique devront obtenir l'aval d'un public toujours plus organisé, informé et engagé. Une sensibilisation accrue aux grands avantages sociaux et aux coûts découlant de tout projet de ce type seront nécessaires. Il faudra atteindre un équilibre entre acceptation du public et décisions devant être prises en temps opportun, et toutes les parties prenantes devront collaborer pour y parvenir.

Il faut également que le public se sente concerné au point de vouloir modifier les comportements de consommation en vue de l'atteinte d'objectifs énergétiques et environnementaux. Depuis quelque temps, le public semble plus disposé à « prêcher par l'exemple »⁸².

Des données de grande qualité constituent un solide fondement pour l'analyse de l'offre et de la demande du type de celle effectuée dans le cadre du rapport sur L'avenir énergétique du Canada. À l'heure actuelle, le Canada est un chef de file à l'égard de la quantité et de la qualité des données

82 En Ontario et en Alberta, 61 % des répondants à un sondage se sont dits « très préoccupés » par la question des changements climatiques et 42 % ont mentionné être prêts à payer davantage pour en arriver à des solutions. Sondage d'Ipsos Reid pour Direct Energy, mai 2007.

recueillies sur l'énergie. La portée et la profondeur des données publiées par des organismes statistiques de partout au pays sont impressionnantes, et ces données ont permis d'élaborer des outils d'analyse perfectionnés.

Les questions d'énergie étant toujours plus complexes et exigeant la prise de décisions en temps opportun, il faut améliorer et moderniser les bases de données statistiques existantes. En plus d'être pertinentes, les statistiques doivent être compilées en fonction de l'émergence de nouvelles questions énergétiques⁸³. Une collaboration constante est nécessaire pour pouvoir, en temps opportun, combler les écarts et cerner l'ordre prioritaire qui devra s'imposer. Une initiative dans cette veine consiste à normaliser la définition de « réserves » et ses applications à l'échelle mondiale⁸⁴.

Au-delà des simples données, la qualité de l'information et des analyses importe, afin de permettre à toutes les parties prenantes de prendre de bonnes décisions.

5. L'avenir énergétique du Canada

L'analyse suggère une modification en profondeur de plusieurs éléments de la filière énergétique. Les prix de l'énergie sont passés à un plateau plus élevé et tout porte à croire qu'ils y demeureront pendant un avenir prévisible. Une importance toujours plus grande est accordée aux questions environnementales, notamment les GES et les autres émissions. À la grandeur de la planète, la continuité des approvisionnements et la capacité de répondre à une demande croissante d'énergie prennent une importance clé. L'heure approche rapidement où il faudra renouveler et étendre les infrastructures d'approvisionnement en énergie. Des percées technologiques à l'égard de nos modes de consommation et de production d'énergie, et une croissance technologique sans égale quant à son ampleur et à sa vitesse de déploiement, pourraient bien être requises.

Le Canada a besoin d'une vision et d'une stratégie énergétiques à long terme afin de concilier les multiples objectifs visés. Le plan ainsi produit doit être bien intégré à l'échelle régionale, tenir compte des enjeux environnementaux et de la croissance économique et être élaboré avec la participation des Canadiens. Ce n'est qu'alors que nous serons en mesure de surmonter les obstacles qui se poseront et de tirer parti des possibilités qui se présenteront.

L'ONÉ prévoit contribuer à ce débat en continuant de concrétiser sa vision, soit d'être un partenaire actif, efficace et averti dans le cadre de la participation de la population canadienne aux échanges sur l'avenir énergétique du pays.

83 Par ailleurs, données et définitions des divers organismes de collecte et de communication doivent correspondre, et ce aux paliers fédéral et provincial.

84 Il y a toujours eu une certaine incohérence entre les pays en ce qui a trait aux réserves pétrolières et gazières, que ce soit à l'égard des définitions utilisées pour calculer les accumulations de pétrole et de gaz ou encore dans le contexte de l'application de ces définitions. Afin d'éliminer certaines de ces incohérences et les problèmes qui y sont associés, il y a eu plusieurs tentatives d'envergure internationale visant à normaliser la définition de « réserves » et ses applications.

GLOSSAIRE

Dans le présent glossaire, les termes définis le sont dans le contexte de leur utilisation à l'intérieur du rapport sur L'avenir énergétique au Canada.

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 énergétique établies pour les actifs de production existants à la suite de décisions prises dans le cadre d'un précédent mode de fonctionnement des marchés. Cette énergie 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.
Anthracite	Charbon dur du rang le plus élevé et qui contient le plus de carbone. Il peut avoir une teneur importante en cendres. L'anthracite brûle avec une courte flamme et dégage une chaleur intense sans produire beaucoup de fumée.
Baril	Un baril équivaut approximativement à 0,159 mètre cube ou 158,99 litres ou encore 35 gallons impériaux.
Biodiesel	Carburant diesel de remplacement produit à partir d'huiles végétales et de graisses animales.
Biomasse	Matières organiques, telles que le bois, les résidus de récolte, les ordures ménagères, les déchets de bois et la liqueur de cuisson, transformées à des fins énergétiques.
Bitume (brut)	Mélange très visqueux constitué principalement d'hydrocarbures plus lourds que les pentanes. À l'état naturel, le bitume n'est habituellement pas récupérable dans un puits à une échelle commerciale parce qu'il est 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 (hydrotraitemen).
Capacité (électricité)	Quantité maximale de puissance que peut produire, utiliser ou transférer un appareil, habituellement exprimée en mégawatts.
Capture de carbone et stockage (CCS)	Processus visant à capturer et à stocker le dioxyde de carbone (CO ₂) de manière à éviter qu'il ne soit rejeté dans l'atmosphère, ce qui permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre

Carrefour Henry (prix)	(GES). Le dioxyde de carbone est comprimé de façon à pouvoir être transporté par pipeline ou citerne en vue de son stockage dans des milieux comme des formations géologiques.
Carrefour	Point où sont établis les prix à terme du gaz naturel transigé à la New York Mercantile Exchange (NYMEX). Le carrefour se trouve en Louisiane, sur le gazoduc appartenant à Sabine Pipe Line.
Charbon bitumineux	Lieu où un grand nombre d'acheteurs et de vendeurs négocient un produit de base et où celui-ci est physiquement reçu et livré.
Charbon métallurgique	Forme de charbon relativement dur d'un rang supérieur qui brûle facilement avec une flamme fumeuse.
Charge d'alimentation	Charbon utilisé dans les aciéries.
Cogénération	Gaz naturel ou autres hydrocarbures employés comme élément essentiel d'un procédé utilisé à des fins de production.
Combustible fossile	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.
Commutation de combustible	Sources de combustibles à base d'hydrocarbures comme le charbon, le gaz naturel, les liquides de gaz naturel et le pétrole.
Condensat	Capacité de remplacer un combustible par un autre, généralement en fonction du prix et de la disponibilité.
Conservation	Mélange liquide, constitué surtout de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds, récupéré dans des séparateurs, des laveurs ou d'autres installations de collecte, ou encore à l'entrée d'une usine avant le traitement du gaz.
Continuité de l'approvisionnement	Aux fins du rapport sur <i>L'avenir énergétique au Canada</i> , par conservation il faut entendre une consommation d'énergie réduite au minimum.
Coût de l'offre	Disponibilité de ressources énergétiques suffisantes à des prix raisonnables.
Déduction pour amortissement accéléré	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 taxes, les redevances et un taux de rendement au producteur.
Demande d'énergie primaire	Déduction consentie par le gouvernement fédéral qui prévoit un taux de radiation accéléré pour certaines dépenses en immobilisations relatives à du matériel conçu afin de produire de l'énergie de façon plus efficace ou à partir de sources renouvelables non conventionnelles.
	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 de pointe	Charge maximale consommée ou produite au cours d'une période donnée.
Demande pour utilisation finale	Énergie utilisée par les consommateurs à des fins résidentielles, commerciales ou industrielles et pour le transport.
Diluant	Hydrocarbure léger, habituellement constitué de pentanes plus, ajouté au pétrole brut lourd ou au bitume pour en faciliter le transport par pipeline.
Drainage par gravité au moyen de la vapeur (DGMV)	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 et exprimée en litres par 100 kilomètres.
Edmonton Par (prix)	Prix d'un pétrole brut léger qui sert de référence pour le pétrole brut produit dans la région.
Effet de serre	Phénomène au cours duquel le rayonnement solaire de courtes longueurs d'onde n'est pas absorbé par l'atmosphère terrestre, mais où le rayonnement de grandes longueurs d'onde émis par la surface de la Terre est partiellement absorbé, ajoutant une énergie nette à la basse atmosphère et aux couches sous-jacentes et provoquant ainsi une hausse de leurs températures.
Effet revenu	Évolution de la demande en fonction de la variation du revenu d'un consommateur.
Efficacité énergétique	Technologies et mesures qui réduisent la quantité requise d'énergie ou de carburant en vue d'accomplir une tâche précise.
Emprisonnement terrestre	Se rapporte à l'élimination des émissions de CO ₂ dans l'atmosphère ou à la prévention de telles émissions à partir de sources terrestres. Il peut s'agir de pratiques de gestion des forêts et de l'agriculture, notamment en plantant des arbres, en évitant la déforestation ou en modifiant les façons de labourer les sols.
Énergie (solaire) photovoltaïque (PV)	Transformation de la lumière du soleil en électricité au moyen de photopiles ou de batteries solaires.
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	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 détersifs et d'additifs.
Facturation nette	Système faisant en sorte que les consommateurs d'électricité peuvent recevoir des crédits pour une partie de l'électricité qu'ils produisent au moyen d'un générateur d'énergie renouvelable. Le surplus d'électricité fera reculer le compteur de telle manière que le consommateur « met en banque » l'énergie excédentaire.
Fiabilité	Degré de rendement d'un élément d'un réseau électrique au moyen duquel l'électricité est livrée aux clients selon des normes acceptables et en quantités désirées. La fiabilité peut se mesurer par la fréquence, la durée ou l'ampleur des effets défavorables sur la distribution de l'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 (GES)	Gaz qui contribuent à l'effet de serre dans l'atmosphère, comme le dioxyde de carbone, le méthane et l'oxyde nitreux. Font également partie de ce groupe des gaz produits par procédés industriels comme les hydrofluorocarbones, les perfluorocarbones et les hexafluorures de soufre.
Gaz de schiste	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	Gaz naturel qui a subi un traitement destiné à en extraire les impuretés et les liquides. Ce gaz répond aux normes de l'utilisation finale.
Gaz naturel liquéfié (GNL)	Gaz naturel se trouvant dans sa forme liquide. Le gaz naturel est liquéfié par refroidissement, un processus qui en comprime le volume par un facteur supérieur à 600 et qui permet de le transporter efficacement par citerne.
Gaz naturel non classique	Gaz naturel qui n'est pas considéré comme du gaz naturel classique. Il peut notamment s'agir de méthane de houille, de gaz de réservoirs étanches, de gaz de schiste ou d'hydrates de gaz.

Gazéification intégrée à cycle combiné (GICC)	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 (GC)	Mesures prises par un service public qui se traduisent par un changement ou par une réduction soutenue de la demande d'électricité, les deux phénomènes pouvant être simultanés. Ces mesures peuvent éliminer ou retarder les nouveaux investissements de capitaux à l'égard de la production ou de l'infrastructure d'approvisionnement et améliorer l'efficience globale du réseau.
Grand émetteur final	Membres d'une industrie lourde, notamment le secteur pétrolier et gazier, celui de la production d'électricité, les mines et les industries manufacturières énergivores, qui produisent presque la moitié des GES au Canada.
Injection d'air par la méthode THAI	Méthode de combustion in situ qui fait appel à l'injection d'air pour diriger un front de combustion dans le gisement, de l'extrémité au point de départ d'un puits producteur horizontal.
Injection d'eau	Méthode de récupération au moyen de laquelle de l'eau est injectée dans un réservoir afin de déplacer le pétrole résiduel vers les puits producteurs adjacents.
Injection de CO ₂	Processus de récupération assistée des hydrocarbures au moyen duquel le dioxyde de carbone (CO ₂), sous une forme liquide, est déposé dans des formations pétrolifères dans le but d'accroître la quantité de pétrole pouvant en être extrait.
Injection de vapeur de solvants (VAPEX)	Procédé d'extraction semblable au DGMV, mais qui utilise de la vapeur de solvants plutôt que de la vapeur d'eau pour réduire la viscosité du pétrole brut dans le gisement.
Intensité énergétique	Quantité d'énergie utilisée par unité de PIB réel.
Interconnexion (interprovinciale)	Transferts d'électricité entre provinces.
Lignite	Charbon tendre de rang inférieur à forte teneur en humidité qui brûle avec une flamme fumeuse. Il sert surtout à la production thermique d'énergie électrique.
Liquides de gaz naturel (LGN)	Hydrocarbures extraits du gaz naturel sous forme liquide. Ceux-ci incluent notamment l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus.
Matières particulières (MP)	Particules qui se retrouvent dans l'atmosphère et qui sont composées à la fois de matières naturelles comme le pollen ou les poussières, et de matières polluantes découlant de l'activité humaine comme les particules de fumée ou les cendres métalliques. Si leurs concentrations sont élevées, les matières particulières peuvent irriter les voies respiratoires.
Mazout de chauffage	Également connu sous le nom de mazout n° 2. Un mazout léger fréquemment utilisé à des fins de chauffage.

Mazout léger	Mazout n° 2 (mazout de chauffage).
Mazout lourd	Mazout n° 6 (mazout résiduel).
Mazout résiduel	Produit de raffinage restant après l'extraction de combustibles de plus grande valeur comme l'essence et les distillats moyens. Il sert surtout à la production d'électricité et de combustible pour divers procédés industriels.
Mécanisme pour un développement propre du Protocole de Kyoto	Mécanisme visant à aider les pays à atteindre les objectifs de réduction des gaz à effet de serre. Il permet d'une part à des pays industrialisés pour lesquels des objectifs de réduction ont été fixés d'investir dans des projets de réduction des émissions dans les pays en développement et d'obtenir des crédits. Ces crédits peuvent ensuite être appliqués aux objectifs intérieurs de réduction ou vendus. D'autre part, les pays en développement ont accès à des techniques de réduction des émissions, ce qui constitue un incitatif de participation au protocole tout en aidant au développement durable de ces pays.
Méthane de houille (MH)	Forme de gaz naturel extrait des gisements houillers. Le méthane de houille (MH) est différent du gaz des gisements classiques habituels, notamment de celui des formations de grès, puisque c'est par un processus dit d'adsorption que le charbon en renferme.
Naphte	Catégorie de liquides tirés des distillats moyens du pétrole brut. Comprend des produits finaux comme le benzène, le toluène et le xylène.
New York Mercantile Exchange (NYMEX)	Première bourse de contrats à terme sur marchandises négociées au New York Mercantile Exchange pour la livraison du gaz naturel au carrefour Henry, en Louisiane.
Oxydes de soufre (SOx)	Élément à l'état naturel présent dans la plupart des pétroles lourds et parfois dans le gaz naturel.
Pentanes plus	Mélange composé essentiellement de pentanes et de certains hydrocarbures plus lourds, issu du traitement du gaz naturel, des condensats ou du pétrole brut.
Pétrole brut classique	Pétrole brut qui, à un moment ou à un autre, est 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 le pétrole brut de densité inférieure à 900 kg/m ³ . Également, un terme collectif pour le pétrole brut léger classique, le pétrole brut valorisé et les pentanes plus.
Pétrole brut lourd	Terme désignant généralement le pétrole brut de densité 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 brut ou du mazout lourd.
Pétrole brut	Mélange, constitué principalement de pentanes et

Pile à combustible	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.
Prix réel	Pile capable de convertir un combustible directement en électricité. Pour la plupart, les piles à combustible fonctionnent à l'hydrogène et à l'oxygène et produisent électricité, chaleur et eau.
Production (électricité)	Niveaux de prix maintenus constants de façon à éliminer l'incidence de l'inflation.
Production brute	Action de créer de l'énergie électrique par la transformation d'une autre source d'énergie. Aussi, quantité d'énergie produite.
Production d'électricité par cycle combiné	Valeur de la production nette ou du produit intérieur brut plus la consommation.
Production hydroélectrique	Production d'électricité faisant appel à la fois à des turbines à combustion et à la production thermique.
Production thermique	Forme d'énergie au moyen de laquelle de l'électricité est produite à partir de l'énergie hydraulique.
Produit intérieur brut (PIB)	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.
Puits de gaz	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.
Quartier polyvalent	Trou de forage comportant un ou plusieurs horizons géologiques capables de produire du gaz naturel.
Ratio réserves/production	Dans le contexte de la « croissance intelligente », un quartier polyvalent est conçu de manière à inclure divers types d'immeubles, notamment à caractère résidentiel, commercial et industriel, et d'autres utilisations du territoire.
Récupération assistée des hydrocarbures (RAH)	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.
Récupération in situ	Récupération de pétrole brut supplémentaire par un procédé de production autre que l'appauvrissement naturel des gisements. Regroupe les méthodes de récupération secondaire et tertiaire comme le maintien de pression, la réinjection, l'injection d'eau ou de produits chimiques, les méthodes thermiques et le recours à des fluides de déplacement, miscibles ou non.
	Processus de récupération du bitume brut 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 (prouvées)	Réserves récupérables au moyen de techniques courantes et dans les conditions économiques actuelles et prévues, dont l'existence a été prouvée de façon précise par des forages, des essais ou de la production.
Réserves établies initiales	Réserves établies avant déduction de toute production.
Réserves établies	Somme des réserves prouvées et de la moitié des réserves probables.
Réserves restantes	Différence entre les réserves initiales et la production cumulative.
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.
Ressources récupérables	Portion du potentiel ultime de ressources qui est récupérable selon les conditions économiques et techniques prévues.
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 de ces sables.
Stimulation cyclique par la vapeur (SCV)	Technique reproductible de récupération in situ par des méthodes thermiques nécessitant une injection de vapeur et qui permet de récupérer le pétrole à partir des puits d'injection. L'injection de vapeur rend le pétrole plus mobile et permet au bitume, une fois réchauffé, de s'écouler dans un puits.
Tarification au compteur horaire	Tarifs fondés sur les périodes de la journée où l'électricité est réellement utilisée. L'électricité consommée aux heures creuses ou lorsque la demande d'électricité est faible peut donc être facturée à un prix moins élevé. L'électricité utilisée aux heures de pointe coûte plus cher au consommateur.
Taux de croissance annuelle moyen (TCAM)	Aux fins du rapport sur <i>L'avenir énergétique au Canada</i> dans le cadre des différents scénarios prospectifs, par taux de croissance il faut entendre le taux de croissance de 2004, année de base, jusqu'à 2030. Dans le scénario de référence, le taux de croissance se rapporte au taux des années 2004, année de base, jusqu'à 2015.

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 (CO ₂). 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 CO ₂ .
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.
Usine de chevauchement	Usine de retraitement traversée par un gazoduc. Elle permet d'extraire des liquides de gaz naturel au passage du gaz déjà traité ou avant la consommation de celui-ci dans la province.
Western Canadian Select à Hardisty (prix)	Le WCS est un pétrole composé de brut classique lourd du Canada et de bitume qui sont mélangés à des diluants synthétiques non corrosifs ou sous forme de condensats. Le prix du WCS à Hardisty est, avec l'Edmonton Par, le prix repère du pétrole brut canadien.
West Texas Intermediate (WTI)	Le WTI est un pétrole brut léger non corrosif produit aux États-Unis et qui sert de référence pour les prix du pétrole brut en Amérique du Nord.

TABLES DE CONVERSION

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

Équivalents de contenu en énergie

Mesure de l'énergie	Contenu en énergie
GJ	0,95 MBTU
PJ	1 000 000 GJ

Électricité

MW	mégawatt	
GWh	gigawattheure	3 600 GJ
TWh	térawattheure	3,6 PJ ou 1 000 GWh

Gaz naturel

kpi 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	carburéacteur	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	charge d'alimentation pétrochimique	35,17 GJ
m ³	autres produits	39,82 GJ

GUIDE DES ANNEXES

Les annexes figurent dans le site Web de l'Office au www.neb-one.gc.ca et comprennent les données détaillées qui suivent.

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 et Maintien des tendances, Canada |
| Tableaux A2.2 à A2.14 | Demande, scénario de référence et Maintien des tendances, Provinces |
| Tableau A2.15 | Demande, Triple-E, Canada |
| Tableaux A2.16 à A2.28 | Demande, Triple-E, Provinces |
| Tableau A2.29 | Demande, Îles fortifiées, Canada |
| Tableaux A2.30 à A2.42 | Demande, Îles fortifiées, 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 | Pétrole, scénario de référence et Maintien des tendances, Perspectives de production selon la province |
| Tableau A3.14 | Pétrole, Triple-E, Perspectives de production selon la province |
| Tableau A3.15 | Pétrole, Îles fortifiées, 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 et Maintien des tendances, Perspectives de production
Tableau A4.3	Gaz naturel, Triple-E, Perspectives de production
Tableau A4.4	Gaz naturel, Îles fortifiées, Perspectives de production

Annexe 5 – Électricité

Tableau A5.1	Capacité selon le type de centrale, scénario de référence et Maintien des tendances
Tableau A5.2	Capacité selon le combustible, scénario de référence et Maintien des tendances
Tableau A5.3	Production selon le type de centrale, scénario de référence et Maintien des tendances
Tableau A5.4	Production selon le combustible, scénario de référence et Maintien des tendances
Tableau A5.5	Interconnexion, scénario de référence et Maintien des tendances
Tableau A5.6	Capacité selon le type de centrale, Triple-E
Tableau A5.7	Capacité selon le combustible, Triple-E
Tableau A5.8	Production selon le type de centrale, Triple-E
Tableau A5.9	Production selon le combustible, Triple-E
Tableau A5.10	Interconnexion, Triple-E
Tableau A5.11	Capacité selon le type de centrale, Îles fortifiées
Tableau A5.12	Capacité selon le combustible, Îles fortifiées
Tableau A5.13	Production selon le type de centrale, Îles fortifiées
Tableau A5.14	Production selon le combustible, Îles fortifiées
Tableau A5.15	Interconnexion, Îles fortifiées

Annexe 6 – Charbon

Tableau A6.1	Soldes de charbon canadien, scénario de référence et Maintien des tendances
Tableau A6.2	Soldes de charbon canadien, Triple-E
Tableau A6.3	Soldes de charbon canadien, Îles fortifiées

Annexe 7 – Émissions de gaz à effet de serre

Tableau A7.1	Émissions de GES, scénario de référence et Maintien des tendances
Tableau A7.2	Émissions de GES, Triple-E
Tableau A7.3	Émissions de GES, Îles fortifiées

