Avenir énergétique du Canada en 2016

OFFRE ET DEMANDE ÉNERGÉTIQUES À L'HORIZON 2040

Canada

Permission to Reproduce

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

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

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

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

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.

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.

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

Pour 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

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

Cat. No. NE2-12/2015E-PDF
ISSN 2292-1710

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

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2016

Nº de cat. NE2-12/2015F-PDF
ISSN 2292-1729

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

Message du président et premier dirigeant de l'Office national de l'énergie

J'ai le grand plaisir de présenter ici la plus récente édition du rapport de l'Office national de l'énergie intitulé *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040* (AE 2016). Ce rapport s'inscrit dans une tradition de longue date à l'Office, qui publie à intervalles réguliers de telles perspectives depuis 1967. La série regroupe les seuls documents tournés vers le long terme, dans le secteur de l'énergie, qui sont à la disposition du grand public et qui traitent de tous les produits de base, dans toutes les provinces et tous les territoires, offrant ainsi un solide point de départ aux Canadiens soucieux d'échanger sur l'avenir énergétique du pays. En partie le fruit de la grande expertise du personnel technique de l'Office quand on parle des marchés de l'énergie, le rapport est aussi tributaire de la contribution des spécialistes du gouvernement dans le domaine, de l'industrie, des organismes à vocation environnementale et du monde universitaire d'un bout à l'autre du Canada, qui ont tous eu leur mot à dire lors de l'établissement des hypothèses de départ et de la présentation des résultats obtenus. Je tiens donc ici à remercier, en mon nom personnel, tous ceux qui ont mis la main à la pâte.

Le recours à l'adjectif « incertain » pour qualifier les 18 mois qui viennent de s'écouler dans le secteur énergétique au Canada serait un peu faible. Je me demande s'il y a seulement une personne qui était suffisamment avertie pour prévoir la dégringolade sur les marchés du prix mondial du pétrole brut, qui compte parmi les exportations canadiennes les plus importantes, de 110 $ US le baril au milieu de 2014 à moins de 40 $ US en décembre 2015, puis à moins de 30 $ US en janvier 2016. Les facteurs à l'origine d'une telle nébulosité quant à l'avenir énergétique du Canada sont nombreux, mais se détachent du peloton la volatilité sans précédent du marché, le déploiement rapide de technologies de pointe pour la production d'énergies renouvelables et de combustibles fossiles, l'entente historique sur le climat conclue à Paris, le rejet du projet Keystone XL aux États-Unis, la levée de l'interdiction d'exporter du pétrole à partir de ce même pays et la levée des sanctions à l'endroit de l'Iran.

Dans un tel contexte, il est pour le moins hasardeux de s'avancer sur le terrain des projections de l'offre et de la demande, mais nonobstant le climat d'incertitude actuel qui prévaut dans le monde de l'énergie à l'échelle de la planète, les chiffres avancés dans le présent rapport demeurent des points de référence valables pour toute discussion sur l'avenir énergétique à long terme du Canada. L'analyse présentée ici ne vise pas à prédire ce qu'il en sera mais plutôt à envisager ce qui pourrait survenir si certaines hypothèses devaient se confirmer et si certains résultats envisagés se matérialisaient. Ce rapport, qui gravite autour d'un scénario de référence, comprend aussi d'autres projections, établies en fonction de prix plus ou moins élevés, d'un accès aux marchés modifié et d'hypothèses différentes pour l'infrastructure énergétique, puis il se penche sur les importantes répercussions à long terme de telles incertitudes.

Les projections tous azimuts du rapport me semblent particulièrement pertinentes dans le contexte actuel. Comme le faisait récemment remarquer Stephen Poloz, gouverneur de la Banque du Canada, il ne fait aucun doute que la chute des prix du pétrole brut et des autres produits de base a eu des incidences négatives sur l'économie canadienne. Le rapport AE 2016 illustre bien le rapport direct qui existe entre l'aménagement de futures infrastructures énergétiques et les prix à l'exportation, une éventuelle croissance de la production ainsi que l'économie canadienne en général. Alors que le Canada n'exerce pas d'ascendant sur les prix des produits de base qui sont pratiqués ailleurs dans le monde, il est maître de son destin quand il s'agit de l'accès à de nouveaux marchés pour ses exportations en vue de toucher ces prix dans leur intégralité, quels qu'ils puissent être.

Il va de soi que la construction de nouvelles infrastructures de même que l'accès à de nouveaux marchés dépendront de la capacité du Canada à mettre en valeur ses ressources dans l'optique d'un développement durable et à en assurer le transport en toute sécurité. L'imprévisibilité n'est toutefois pas généralisée, car les liens de plus en plus apparents qui unissent énergie et environnement ne risquent nullement de se fragiliser à l'avenir, bien au contraire. L'explication en est simple : au Canada, les émissions de gaz à effet de serre (GES) sont principalement attribuables à la consommation de combustibles fossiles, d'où est tirée la très grande majorité de l'énergie servant

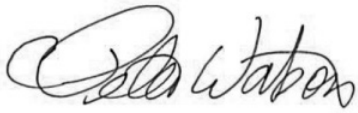
à chauffer foyers et entreprises, transporter biens et personnes ou alimenter la machine industrielle. Dans le rapport AE 2016, quelles que soient les projections élaborées, la consommation d'énergie sous forme d'hydrocarbures continue de croître, ce qui est nécessairement à l'origine d'une augmentation des émissions de GES. Il faut le souligner, car cela signifie que peu importe si les prix du pétrole et du gaz naturel sont élevés ou faibles, peu importe aussi le nombre de pipelines ou de terminaux méthaniers construits, l'incidence sur la consommation d'énergie demeure minime et ces facteurs, en eux-mêmes, n'entraîneront pas dans l'ensemble d'importantes réductions des émissions. Tant qu'il existera une demande, les marchés feront en sorte d'y répondre, que ce soit à partir de sources d'approvisionnement au pays ou à l'étranger, sans grandes répercussions sur la consommation mondiale d'énergie et sur les émissions en découlant.

Ces derniers mois, le gouvernement fédéral et de nombreux de gouvernements provinciaux au pays ont annoncé de nouvelles initiatives sur le climat et le rythme de ces annonces s'accentue, surtout depuis l'accord intervenu à la 21e conférence des parties à Paris. Les politiques ainsi annoncées sont souvent assez audacieuses et placent le Canada à l'avant-garde sur la scène mondiale en matière de changement climatique. Puisqu'il ne tient compte que des politiques et des programmes qui ont force de loi ou qui sont sur le point d'être consacrés par celle-ci, le rapport AE 2016 a fait fi de ces annonces dans ses analyses, dont il met cependant l'importance en lumière. Le contenu du rapport me porte à croire que l'élaboration de telles politiques aura un poids de taille sur l'avenir énergétique et environnemental du Canada. Si la politique climatique continue d'évoluer ainsi, les incertitudes seront d'autant plus grandes à l'égard de toute projection à long terme sur l'énergie.

L'avenir énergétique du Canada ne se résume pas à une seule force en présence mais dépend bel et bien de l'interaction entre nombre d'entre elles. Les prix de l'énergie, la croissance de l'économie, les politiques et les règlements en place, l'accès aux marchés et l'aménagement d'infrastructures de même que la mise au point de nouvelles technologies ou leur utilisation constituent autant de facteurs qui ont un rôle important à jouer. Nous espérons que nos analyses, rapports et statistiques aideront les Canadiens à mieux comprendre ces interactions complexes. Les projections à long terme présentées dans notre série de documents sur l'avenir énergétique sont un maillon important de cette chaîne d'information, au même titre que les analyses de marché ciblées proposées dans des publications comme *Dynamique du marché de l'énergie au Canada* ou dans les aperçus hebdomadaires. Cependant, puisque la politique climatique et les marchés énergétiques évoluent, sans cesse et rapidement, le type d'analyse que nous menons doit suivre la cadence, notamment quant au mode de partage avec la population canadienne. Ainsi donc, l'Office produira une mise à jour du rapport AE 2016 dès cet automne afin de tenir compte des plus récents développements. Tout comme le rapport renferme des analyses qui étaient jusqu'ici inédites sur les conséquences à long terme de l'accès aux marchés et l'infrastructure de transport, les ouvrages futurs pourraient fort bien accorder davantage d'attention aux répercussions de l'évolution de la politique climatique.

Non seulement allons-nous accroître la fréquence et l'envergure des projections portant sur l'avenir énergétique, mais nous allons aussi avoir recours à de nouveaux moyens emballants pour favoriser l'engagement avec les Canadiens afin de bien entendre ce qu'ils ont à dire sur les questions énergétiques qui les préoccupent le plus en cette période d'incertitude.

Le président et premier dirigeant,



C. Peter Watson, P. Eng., FCAE

TABLE DES MATIÈRES

Message de président et premier dirigeant de l'office national de l'énergie

Résumé 1

Principales conclusions 1

Avant-propos. 9

Chapitre 1 : Introduction 11

Chapitre 2 : Contexte énergétique 13

Énergie canadienne sur le marché mondial 13

Événements récents et tendances émergentes 20

Dynamique du marché propre aux régions. 30

Chapitre 3 : Facteurs clés 38

Prix de l'énergie 38

Économie 40

Principales incertitudes liées aux perspectives 42

Chapitre 4 : Perspective en matière de demande d'énergie 43

Consommation d'énergie selon le secteur 46

Principales incertitudes liées aux perspectives 53

Chapitre 5 : Perspectives concernant le pétrole brut 55

Ressources de pétrole brut et de bitume 55

Perspectives de production de pétrole brut canadien 56

Bilan de l'offre et de la demande 64

Principales incertitudes liées aux perspectives 66

Chapitre 6 : Perspectives concernant le gaz naturel 68

Ressources gazières 68

Perspectives relatives à la production de gaz naturel au Canada 69

Bilan de l'offre et de la demande 76

Principales incertitudes liées aux perspectives 77

Chapitre 7 : Perspectives concernant les liquides de gaz naturel 79

Éthane 81

Propane 82

Butanes 83

Pentanes Plus. 84

Principales incertitudes liées aux perspectives 85

Chapitre 8 : Perspectives relatives à l'électricité 86
Aperçu 86
Perspectives selon le combustible 89
Exportations nettes et transferts interprovinciaux 93
Principales incertitudes liées aux perspectives 94
Chapitre 9 : Perspectives concernant le charbon 97
Principales incertitudes 98
Chapitre 10 : Scénario de capacité pipelinière limitée pour le pétrole 99
Contexte 99
Pipelines d'exportation proposés et solutions de rechange 100
Scénario de capacité limitée : Aperçu et hypothèses 103
Résultats 104
Production de pétrole brut 107
Principales incertitudes 110
Chapitre 11 : Scénarios relatifs aux exportations de gaz naturel liquéfié 112
Contexte 112
Scénario de GNL élevé et scénario de GNL zéro : Aperçu et hypothèses 113
Résultats 115
Principales incertitudes 118
Chapitre 12 : Perspectives en matière d'émissions de gaz à effet de serre 120
Consommation d'énergie et émissions de GES 120
Perspectives en matière de consommation de combustibles fossiles 122
Politique climatique dans le contexte actuel 125
Principales incertitudes 127
Liste des figures 129
Liste des tableaux 132
Liste des sigles et des abréviations 133
Liste des unités 134
Glossaire 135

Résumé

Le rapport *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040* (AE 2016) vient enrichir le catalogue des publications de l'Office national de l'énergie sur l'avenir énergétique du Canada. Le dernier rapport complet de l'Office sur le sujet, intitulé *Avenir énergétique du Canada* en 2013 (AE 2013), remonte à novembre 2013.

Pour préparer le présent rapport, l'Office a consulté divers spécialistes du domaine de l'énergie et des parties intéressées, dont des représentants de l'industrie et d'associations sectorielles, de gouvernements, d'organismes non gouvernementaux et du milieu universitaire en vue de recueillir avis et commentaires sur les projections provisoires. Les renseignements obtenus au cours de ces consultations ont aidé à construire les principales hypothèses et les projections définitives.

Avant d'aller plus loin, il importe de noter que les projections contenues dans le rapport AE 2016 se veulent le point de départ d'un dialogue sur l'avenir énergétique du Canada, et **non** une prédiction des événements à venir. Les projections avancées dans le rapport sont fondées sur des hypothèses qui permettent une analyse des divers résultats possibles. Celles qui sont employées au sujet de l'infrastructure énergétique actuelle ou future ou de l'évolution des marchés énergétiques sont purement théoriques et n'ont aucune incidence sur les procédures réglementaires en cours ou à venir de l'Office.

Principales conclusions

Les principales conclusions du rapport AE 2016 sont décrites brièvement ci-dessous, puis font l'objet d'un exposé succinct dans les sections qui suivent :

1. **Les événements récents ont mis en lumière les nombreuses incertitudes entourant les perspectives énergétiques à long terme du Canada.**
2. **Dans le scénario de référence, la production énergétique croît plus rapidement que la consommation d'énergie; les exportations nettes d'énergie sont en hausse.**
3. **La production future de pétrole et de gaz naturel dépend énormément des prix du moment, qui sont empreints d'une grande incertitude.**
4. **Faute d'ajout de nouveaux oléoducs à l'infrastructure pipelinière actuelle, la croissance de la production de pétrole brut est freinée, mais demeure modérée durant la période de projection.**
5. **Le volume des exportations de gaz naturel liquéfié est un facteur important dans la croissance de la production de gaz naturel au Canada.**
6. **La consommation totale d'énergie au Canada, incluant celle du secteur de la production énergétique, est uniforme dans tous les scénarios envisagés dans le rapport AE 2016, et les émissions de GES résultant de l'utilisation de l'énergie suivront la même courbe.**

1. Les événements récents ont mis en lumière les nombreuses incertitudes entourant les perspectives énergétiques à long terme du Canada.

Au cours des dernières années, les prix de l'énergie, les technologies, les marchés extérieurs et la société en général ont tous subi des transformations profondes, et ce, en très peu de temps. À mesure que la filière énergétique continue de s'adapter à ces changements et que de nouvelles tendances émergent, d'énormes incertitudes planent sur les perspectives énergétiques à long terme du Canada.

Les projections présentées dans le rapport AE 2016 consistent en un scénario de référence et cinq scénarios de sensibilité, dont deux liés aux prix que voici:

- Le scénario de référence offre une perspective de base, misant sur une projection modérée des prix de l'énergie et de la croissance de l'économie dans les années à venir.
- Deux des scénarios liés aux prix – le scénario de prix élevés et de prix bas du pétrole et du gaz naturel – couvrent certaines incertitudes qui ont trait aux prix futurs de l'énergie.
- Le rapport AE 2016 prend aussi en considération des incertitudes relatives à l'infrastructure d'exportation du pétrole et propose un scénario dans lequel aucun pipeline d'envergure n'est construit durant la période de projection.
- Deux autres scénarios explorent les incertitudes entourant les éventuelles exportations de gaz naturel liquéfié (GNL).

FIGURE R.1

Aperçu des scénarios du rapport AE 2016

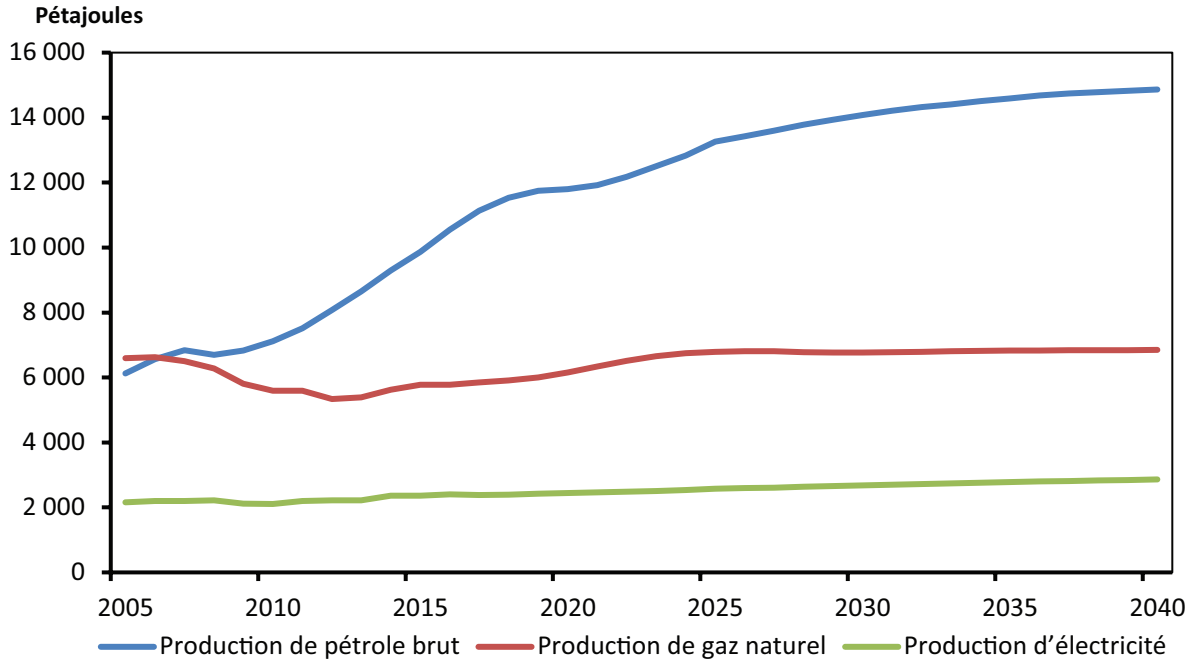
2. Dans le scénario de référence, la production énergétique croît plus rapidement que la consommation d'énergie; les exportations nettes d'énergie sont en hausse.

La projection de base du rapport AE 2016 (scénario de référence) table sur une hausse marquée de la production totale d'énergie au Canada durant la période de projection :

- La croissance provient surtout de la production pétrolière, qui atteint 963 $10^3 m^3/j$ (6,1 Mb/j) en 2040, une augmentation de 56 % par rapport à 2014. L'exploitation des sables bitumineux compte pour une grande partie de cette croissance.
- La production de gaz naturel augmente de 22 % par rapport à 2014, se situant à 506 Mm^3/j (17,9 Gpi^3/j); les exportations de GNL constituent l'un des principaux moteurs de la croissance.
- Pour ce qui est de la production d'électricité, elle croît constamment pendant la période étudiée, marquée par des ajouts notables de capacité provenant du gaz naturel et de sources d'énergie renouvelable. La capacité de production d'électricité à partir du charbon, elle, recule.

FIGURE R.2

Production d'énergie au Canada, sur la base d'une équivalence énergétique – Scénario de référence



La production augmente de façon constante, mais la croissance de la consommation d'énergie au Canada est moins rapide que dans le passé. La demande totale d'énergie pour utilisation finale croît à un taux annuel moyen de 0,7 % de 2014 à 2040, soit près de la moitié du taux observé de 1990 à 2013.

Les exportations nettes totales d'énergie augmentent au cours de la période de projection, entraînées par la hausse des exportations de pétrole brut lourd.

3. La production future de pétrole et de gaz naturel dépend énormément des prix du moment, qui sont empreints d'une grande incertitude.

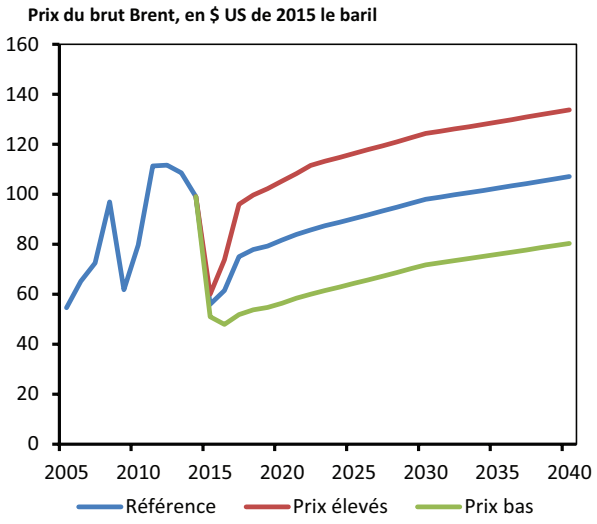
Au cours de la dernière décennie, les prix du pétrole brut et du gaz naturel ont beaucoup fluctué. Le scénario de prix élevés et le scénario de prix bas du rapport AE 2016 soupèsent les répercussions des diverses tendances en matière de prix dans les perspectives énergétiques du Canada. Ces prix peuvent varier énormément en peu de temps et pourraient, à un moment ou un autre, se situer à l'extérieur des plages retenues dans le présent rapport.

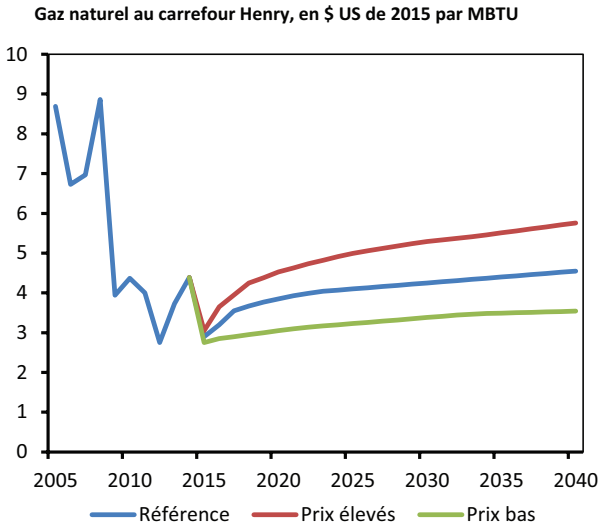
Dans les trois scénarios de prix du rapport AE 2016, la production de pétrole brut est comparable de 2015 à 2020, puisqu'on s'attend à ce que les projets d'exploitation de sables bitumineux en construction soient menés à terme. Dans le scénario de prix élevés, la production totale de pétrole continue d'augmenter de façon soutenue pour atteindre 1 103 $10^3 m^3/j$ (6,9 Mb/j) en 2040, un seuil 13 % plus élevé que dans le scénario de référence. Pour ce qui est du scénario de prix bas, on prévoit une faible croissance de la production totale de pétrole après 2020 qui s'établira à 786 $10^3 m^3/j$ (4,9 Mb/j) en 2040, 21 % de moins que dans le scénario de référence.

Le scénario de prix élevés mise sur une augmentation rapide de la production de gaz naturel durant la période de projection, qui atteint 665 Mm^3/j (24 Gpi^3/j) en 2040, une production 31 % plus élevée que dans le scénario de référence. Quant au scénario de prix bas, il table sur une production totale de gaz relativement stable jusqu'en 2019. À ce moment, elle augmente grâce aux exportations de GNL présumées, mais diminue progressivement à partir de 2026 et s'élève à 440 Mm^3/j (16 Gpi^3/j) en 2040, soit 13 % de moins que dans le scénario de référence.

FIGURE R.3

Hypothèses de prix du pétrole brut et du gaz naturel dans le rapport AE 2016





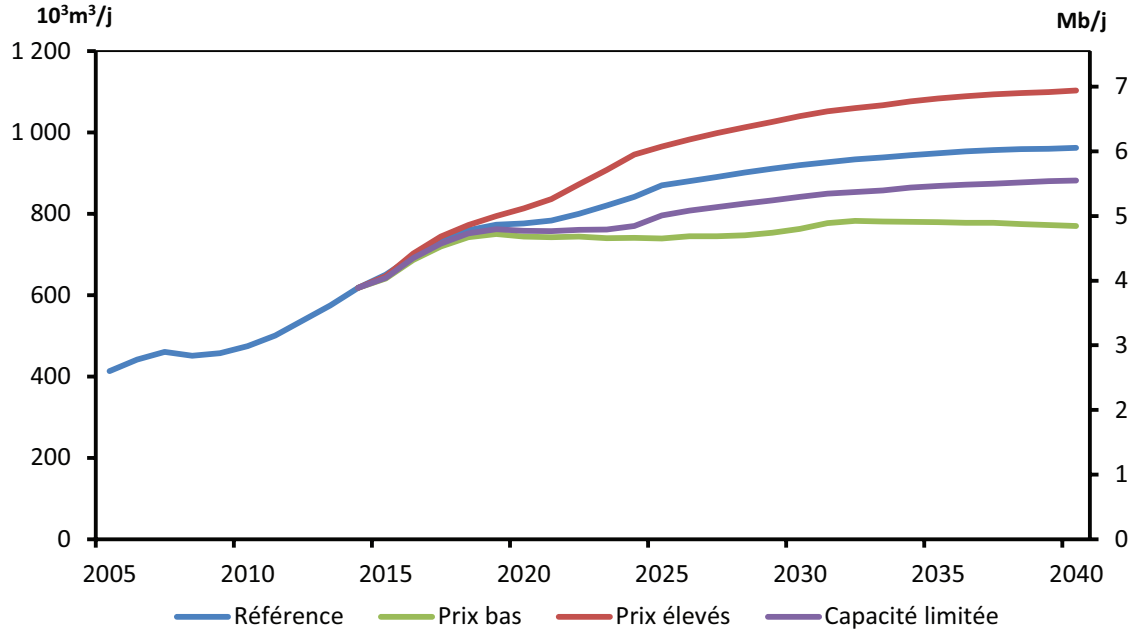
4. Faute d'ajout de nouveaux oléoducs à l'infrastructure pipelinière actuelle, la croissance de la production de pétrole brut est ralentie, mais demeure modérée durant la période de projection.

Le scénario de référence suppose que l'infrastructure énergétique se développera à mesure que les besoins se feront sentir. Cette hypothèse liée à l'infrastructure pipelinière pour le pétrole constitue une grande incertitude dans l'étude du portefeuille énergétique canadien. Le scénario de capacité pipelinière limitée pour le pétrole (scénario de capacité limitée) s'intéresse aux répercussions qu'aurait sur la filière énergétique canadienne la construction d'aucun nouvel oléoduc d'envergure durant la période de projection pour l'exportation de pétrole, dont les projets proposés Keystone XL, Northern Gateway et Énergie Est, ainsi que l'agrandissement du réseau de Trans Mountain.

Dans cette hypothèse, le transport ferroviaire, plus coûteux, prend la relève, mais entraîne une baisse des produits financiers des producteurs canadiens, après avoir pris en considération le transport. Malgré des prix plus bas que dans le scénario de référence, la production de pétrole brut continue d'augmenter, beaucoup de projets demeurant rentables. La production de pétrole dans le scénario de capacité limitée s'élève à 893 10^3m^3/j (5,6 Mb/j) d'ici 2040, soit 8 % de moins que dans le scénario de référence. Durant la période de projection, le volume de pétrole brut transporté par chemin de fer augmente énormément et se chiffre à 198 10^3m^3/j (1,2 Mb/j) en 2040.

FIGURE R.4

Production totale de pétrole – Scénarios de référence, de prix élevés, de prix bas et de capacité limitée



La production canadienne totale dans le scénario de capacité limitée augmente plus rapidement que dans le scénario de prix bas, de l'ordre de 14 % en 2040. On en déduit que l'infrastructure pipelinière peut influer sur la production de pétrole au Canada, mais qu'elle ne constitue pas un facteur unique. Les scénarios de prix élevés et de prix bas présument que les prix du pétrole brut, liés à l'offre et à la demande mondiales, sont aussi importants – peut-être même plus importants – pour prévoir la croissance de la production au Canada.

5. Le volume des exportations de gaz naturel liquéfié est un facteur important dans la croissance de la production de gaz naturel au Canada.

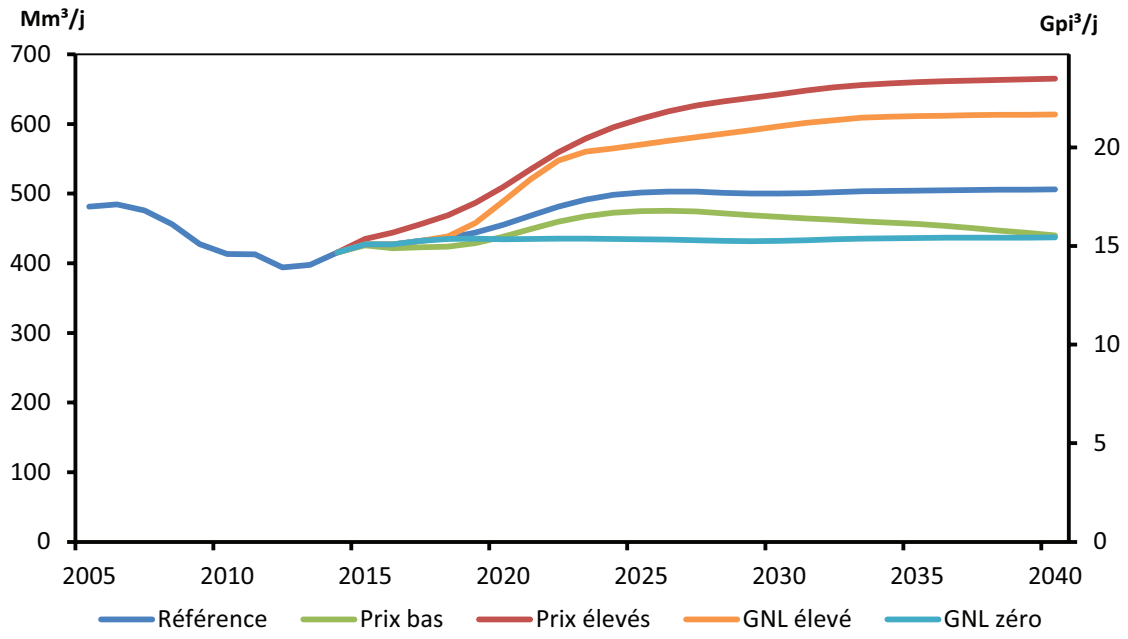
Dans le scénario de référence, les exportations de GNL, qui totalisent 14 Mm^3/j (0,5 Gpi^3/j) en 2019, passent à 71 Mm^3/j (2,5 Gpi^3/j) en 2023. Il s'agit d'une hypothèse, car les volumes de GNL que le Canada pourra exporter constituent une grande incertitude. Dans le rapport AE 2016, deux scénarios – scénario d'exportations élevées de GNL (scénario de GNL élevé) et scénario d'exportations nulles de GNL (scénario de GNL zéro) – se penchent sur cette incertitude.

Le scénario de GNL élevé mise sur des exportations plus élevées [170 Mm^3/j (6 Gpi^3/j)] en 2030 que le scénario de référence. Quant au scénario de GNL zéro, il suppose qu'il n'y aura aucune exportation de GNL d'ici la fin de la période étudiée.

Les exportations de GNL pourraient être un élément déterminant dans la croissance à venir de la production de gaz naturel au Canada. Le scénario de GNL élevé prévoit une production totale de gaz naturel de 614 Mm^3/j (22 Gpi^3/j) en 2040, soit 21 % de plus que dans le scénario de référence. Pour ce qui est du scénario de GNL zéro, il repose sur une production totale de 437 Mm^3/j (15 Gpi^3/j) en 2040, 14 % de moins que dans le scénario de référence.

FIGURE R.5

Production totale de gaz naturel – Scénarios de référence et scénarios liés aux prix et aux exportations de GNL



6. La consommation totale d'énergie au Canada, incluant celle du secteur de la production énergétique, est uniforme dans tous les scénarios envisagés dans le rapport AE 2016, et les émissions de GES résultant de l'utilisation de l'énergie suivent la même courbe.

Les conclusions des scénarios de sensibilité construits dans le rapport AE 2016 ont des répercussions sur la consommation d'énergie au pays. De nombreux facteurs interviennent, mais, dans l'ensemble, les écarts dans la consommation d'énergie des divers scénarios sont relativement minimes.

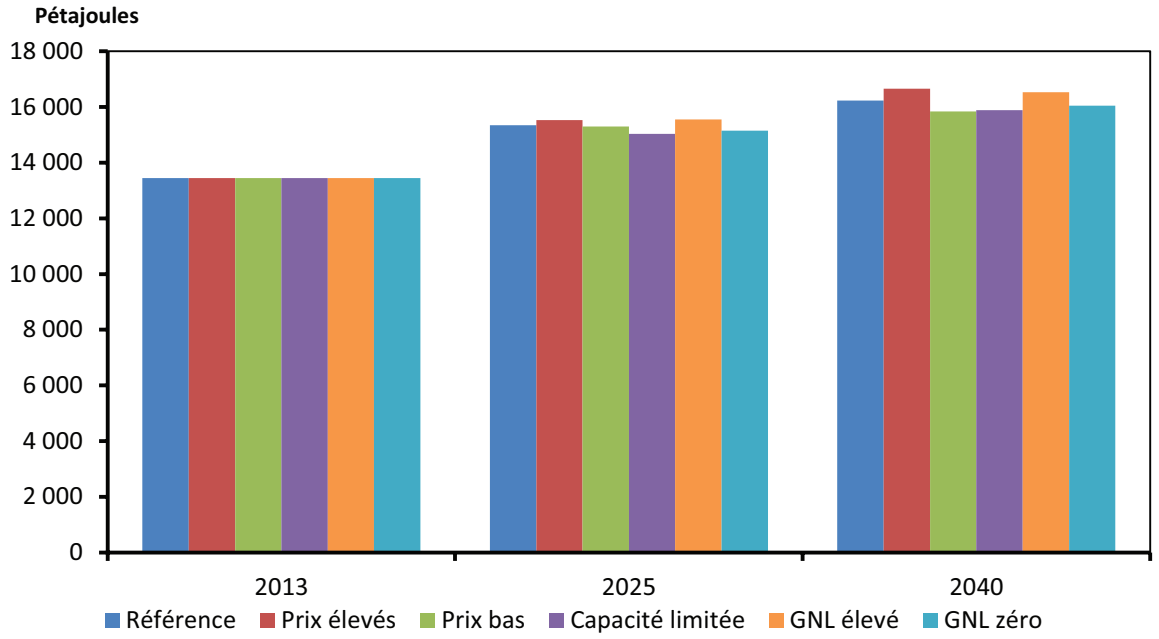
Dans le scénario de référence, la consommation totale d'énergie passe de 15 512 pétajoules (PJ) en 2013 à 18 274 PJ en 2040. L'intensité énergétique de l'économie canadienne, mesurée d'après la consommation d'énergie par unité d'activité économique, continue de diminuer, en moyenne de 1 % par année de 2013 à 2040.

Compte tenu des hypothèses adoptées dans cette analyse au sujet des politiques et des technologies, les combustibles fossiles demeurent la principale source d'énergie au Canada pendant la période de projection. D'une consommation accrue de tels combustibles découle nécessairement une augmentation des émissions de GES, ce qui correspond aux plus récentes prévisions d'Environnement Canada à cet égard.

Les prix, qu'ils soient élevés ou bas, ont des effets sur la consommation d'énergie dans tous les secteurs de l'économie. Le Canada est un grand producteur d'énergie et cela se reflète dans sa consommation. C'est dans le scénario de prix élevés qu'elle est la plus forte, soit 18 642 PJ d'ici 2040. Les effets négatifs des prix plus élevés sur la consommation d'énergie sont neutralisés par la croissance économique légèrement plus forte et la demande accrue dans le secteur de la production de pétrole et de gaz naturel. Le phénomène inverse se produit dans le scénario de prix bas : la consommation d'énergie est à son plus bas niveau de tous les scénarios, 17 926 PJ en 2040, même si elle est plus forte dans les secteurs autres que celui du pétrole et du gaz naturel.

FIGURE R.6

Production d'énergie au Canada – Tous les scénarios



La consommation d'énergie dans le scénario de capacité limitée chute entre la projection du scénario de référence et celle du scénario de bas prix, à 18 081 PJ d'ici 2040. Cette baisse de la demande totale tient surtout à une consommation d'énergie moins forte pour la production de pétrole. La faiblesse relative de la croissance économique n'a que très peu d'incidence.

En ce qui concerne la consommation d'énergie au Canada dans le scénario de GNL élevé, elle se situe à 18 443 PJ en 2040, légèrement plus que dans le scénario de référence. L'effet est inverse dans le scénario de GNL zéro, puisqu'elle atteint 18 166 PJ à la fin de la période étudiée, tout juste en dessous de celle du scénario de référence.

L'incidence relativement faible sur la consommation d'énergie des divers scénarios de sensibilité laisse croire que des facteurs autres que les prix de l'énergie, le développement de l'infrastructure pipelinière et les exportations de GNL pourraient avoir des répercussions plus grandes sur la consommation d'énergie et les émissions de GES futures au Canada. Les perspectives de croissance économique sont aussi importantes et peuvent avoir des effets très marqués sur consommation d'énergie et les émissions au Canada. Par exemple, le ralentissement économique mondial en 2008-2009 a entraîné une baisse de près de 8 % de la consommation d'énergie au Canada de 2007 à 2009. De même, des percées technologiques plus importantes que celles envisagées dans le présent rapport pourraient produire des résultats très différents de ceux avancés ici. Pour finir, les scénarios proposés dans le rapport AE 2016 ne tiennent compte que des lois, politiques et programmes existants; la mise en œuvre d'autres lois, politiques et programmes dans les années à venir pourrait se répercuter sur la consommation d'énergie et les émissions de GES à long terme.

Avant-propos

L'Office national de l'énergie est un organisme de réglementation indépendant et quasi judiciaire fédéral fondé en 1959 pour promouvoir la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience économique, dans l'intérêt public canadien, selon le 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.

La *Loi sur l'Office national de l'énergie* définit les principales attributions de l'Office, qui consistent entre autres à réglementer :

- la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des oléoducs et gazoducs qui franchissent des frontières internationales ou des limites provinciales ou territoriales, de même que les droits et tarifs de transport pipelinier s'y rapportant;
- la construction et l'exploitation de lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées;
- les importations de gaz naturel et les exportations de pétrole brut, de gaz naturel, de pétrole, de liquides de gaz naturel (LGN), de produits pétroliers raffinés et d'électricité.

L'Office a également des responsabilités de nature réglementaire dans certaines régions précises en ce qui concerne les activités d'exploration et de production pétrolières et gazières, selon la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC), la *Loi sur les opérations pétrolières des Territoires du Nord-Ouest* (LOPTNO) et la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH). Pour les exportations de pétrole et de gaz naturel, le rôle de l'Office consiste à déterminer si les volumes d'exportation proposés excèdent les besoins raisonnablement prévisibles du Canada, eu égard aux perspectives liées aux découvertes de pétrole et de gaz au pays. L'Office surveille les marchés de l'énergie et évalue les besoins énergétiques du Canada et les perspectives liées aux découvertes de pétrole et de gaz naturel, en appui aux attributions qui lui sont conférées par la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Dans le cadre de sa surveillance régulière, il publie périodiquement des analyses de l'offre et de la demande et des marchés énergétiques. Ces évaluations traitent de nombreux aspects des marchés de l'énergie au Canada. Le présent rapport, intitulé *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040* (rapport AE 2016) constitue une de ces analyses qui s'intéressent aux perspectives d'offre et de demande d'énergie au Canada.

Il ne fournit aucune indication quant à une éventuelle approbation ou un éventuel rejet d'une demande en particulier. L'Office étudie chaque demande en se fondant sur les documents qui sont versés au dossier de la preuve.

Commentaires et questions sur le présent rapport peuvent être envoyés à l'adresse suivante : avenirenergetique@neb-one.gc.ca.

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

Le rapport AE 2016 a été préparé par le personnel technique de l'Office national de l'énergie sous la supervision d'Abha Bhargava (abha.bhargava@neb-one.gc.ca, 403-299-3171), directrice de l'intégration énergétique, ainsi que de Matthew Hansen (matthew.hansen@neb-one.gc.ca, 403-299-3179) et de Bryce van Sluys (bryce.vansluys@neb-one.gc.ca, 403-299-3711), cogestionnaires du projet.

Si vous avez des questions précises au sujet de l'information présentée dans le rapport, vous pouvez les acheminer à l'une ou l'autre des personnes dont le nom figure dans la liste qui suit.

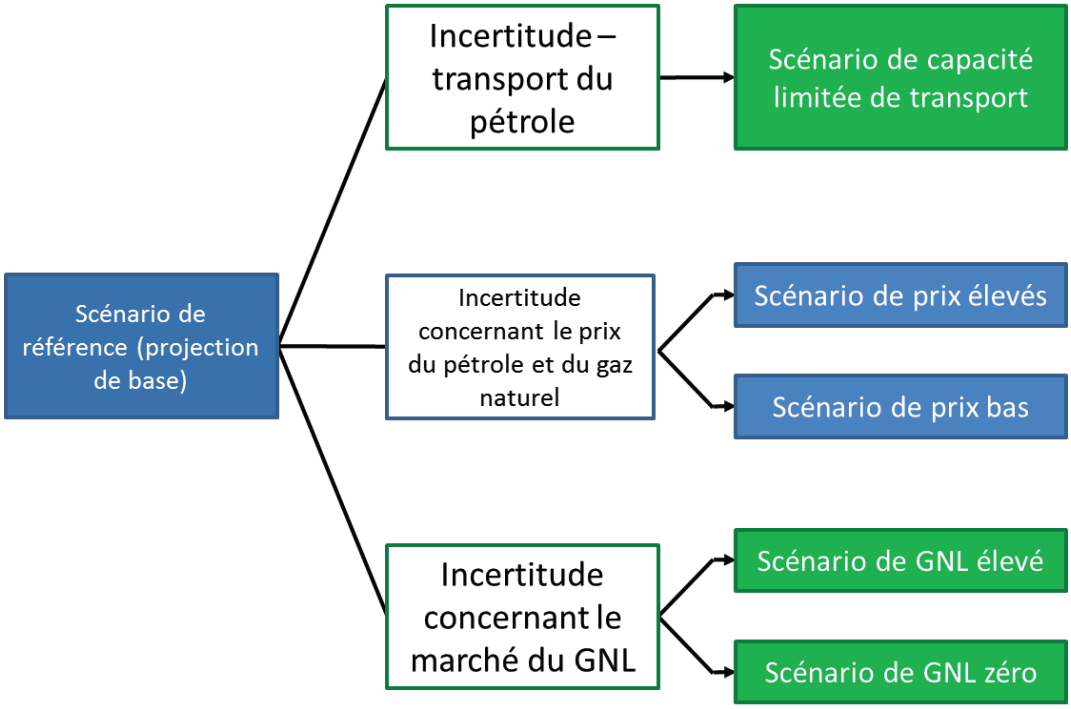
Questions d'ordre général	Matthew Hansen (matthew.hansen@neb-one.gc.ca) Bryce van Sluys (bryce.vansluys@neb-one.gc.ca)
Principaux déterminants et macroéconomie	Bryce van Sluys (bryce.vansluys@neb-one.gc.ca)
Demande d'énergie	Matthew Hansen (matthew.hansen@neb-one.gc.ca) Chris Doleman (chris.doleman@neb-one.gc.ca) Ken Newel (ken.newel@neb-one.gc.ca)
Pétrole brut	Peter Budgell (peter.budgell@neb-one.gc.ca) Bill Wall (bill.wall@neb-one.gc.ca)
Bilan de raffinage	Christian Iniguez (christian.iniguez@neb-one.gc.ca) Bryce van Sluys (bryce.vansluys@neb-one.gc.ca)
Gaz naturel	Melanie Stogran (melanie.stogran@neb-one.gc.ca) Connor McDonald (connor.mcdonald@neb-one.gc.ca)
Liquides de gaz naturel	Jesus Rios (jesus.rios@neb-one.gc.ca) Ryan Creighton (ryan.creighton@neb-one.gc.ca)
Électricité	Natalia Lis (natalia.lis@neb-one.gc.ca) Michael Nadew (michael.nadew@neb-one.gc.ca)
Charbon	Chris Doleman (chris.doleman@neb-one.gc.ca) Darcy Johnson (darcy.johnson@neb-one.gc.ca)
Scénario de capacité limitée	Darcy Johnson (darcy.johnson@neb-one.gc.ca) Bill Wall (bill.wall@neb-one.gc.ca)
Scénarios de GNL élevé et de GNL zéro	Bryce van Sluys (bryce.vansluys@neb-one.gc.ca) Melanie Stogran (melanie.stogran@neb-one.gc.ca)
Émissions de GES	Matthew Hansen (matthew.hansen@neb-one.gc.ca) Michael Nadew (michael.nadew@neb-one.gc.ca) Chris Doleman (chris.doleman@neb-one.gc.ca)
Production du document	Amanda McCoy (amanda.mccoy@neb-one.gc.ca)

Introduction

- Le rapport *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040* (rapport AE 2016) expose les perspectives de l'offre et de la demande d'énergie au Canada jusqu'en 2040.
- L'Office national de l'énergie publie régulièrement des projections de l'offre et de la demande à long terme depuis 1967.
- Tout au long du rapport AE 2016, on examine trois scénarios principaux :
  - le scénario de référence, qui présente des projections de base fondées sur les perspectives macroéconomiques actuelles et un portrait modéré des prix de l'énergie;
  - le scénario de prix élevés et le scénario de prix bas, qui s'intéressent aux incertitudes liées aux prix du pétrole brut et du gaz naturel dans les années à venir.
- Ces scénarios de base reposent sur quatre hypothèses clés :
  1. Les marchés seront en mesure d'absorber toute l'énergie produite, et l'infrastructure nécessaire sera mise en place en fonction des besoins.
  2. Seuls les politiques et les programmes en vigueur au moment de la rédaction du rapport sont pris en considération dans les projections. Donc, les politiques qui sont à l'étude ou qui seront élaborées après que les projections ont été faites, à l'été 2015, n'ont pas été incluses dans l'analyse.
  3. Les facteurs environnementaux et socioéconomiques qui vont au-delà de la portée des programmes et politiques retenus sont exclus de l'analyse.
  4. Les marchés de l'énergie sont en constante évolution. L'analyse que livre le rapport AE 2016 repose sur la meilleure information disponible au moment où les analyses ont cessé et les résultats ont été arrêtés, à l'été 2015.
- Le rapport AE 2016 propose aussi trois scénarios de sensibilité qui explorent divers enjeux liés aux marchés et à l'infrastructure. Ce sont les suivants :
  - Le scénario de capacité pipelinière limitée pour le pétrole (scénario de capacité limitée) s'intéresse aux répercussions qu'aurait sur la filière énergétique canadienne la construction d'aucun nouvel oléoduc d'envergure durant la période de projection. Le chapitre 10 est consacré à ce scénario.
  - Le scénario de GNL élevé et le scénario de GNL zéro s'attachent à l'incertitude entourant le marché mondial du GNL et la capacité du Canada d'y concurrencer pour gagner des parts de marché. Ces scénarios reposent sur des hypothèses de volumes d'exportations de GNL plus élevés et moins élevés que ceux du scénario de référence. Le chapitre 11 traite de ces scénarios. La figure 1.1 situe les six scénarios envisagés dans le rapport AE 2016.

FIGURE 1.1

Scénarios de sensibilité du rapport AE 2016



- Pour préparer le présent rapport, l'Office a consulté divers spécialistes du domaine de l'énergie et des parties intéressées, dont des représentants de l'industrie et d'associations sectorielles, de gouvernements, d'organismes non gouvernementaux et du milieu universitaire en vue de recueillir avis et commentaires sur les projections provisoires. Au total, plus de 160 participants ont assisté aux quelque 12 séances qui ont eu lieu, en personne ou par vidéoconférence. L'Office désire remercier toutes ces personnes, dont la contribution a rendu la préparation du rapport AE 2016 possible.
- Les renseignements obtenus au cours de ces consultations ont aidé à construire les principales hypothèses et les projections définitives. Par ailleurs, les commentaires formulés au sujet du rapport *Avenir énergétique du Canada en 2013* (AE 2013) ont orienté la production de la présente édition. C'est à la suite de ces commentaires et questions qu'ont été élaborés les scénarios relatifs au GNL et ajouté celui sur la capacité de transport limitée. Au cours de la période étudiée, il est probable que des événements inattendus se produiront, qu'ils soient d'ordre géopolitique ou technologique. De nouvelles informations deviendront disponibles, et les perspectives, les politiques et les technologies évolueront. Le lecteur est prié de considérer ces projections comme le point de départ d'un dialogue sur l'avenir énergétique du Canada aujourd'hui, et non comme une prédiction des événements à venir.
- Les chapitres qui suivent traitent des projections du scénario de référence et des scénarios de sensibilité et mettent en évidence les principaux changements observés en ce qui a trait à l'offre et à la demande énergétiques au Canada. On peut consulter les tableaux de données détaillées ayant servi de base au présent exposé dans les annexes disponibles sur le site Web de l'Office.

Contexte énergétique

- La filière énergétique canadienne est en perpétuelle évolution. La technologie, les composantes macroéconomiques, l'infrastructure et les politiques et programmes des gouvernements sont au nombre des facteurs qui influencent sans cesse la façon dont l'énergie est produite, transportée et consommée au pays. La présente section procure une perspective de ces changements constants et aide à mettre en contexte les projections du rapport AE 2016. Elle est articulée autour de trois thèmes : l'énergie canadienne sur le marché mondial, les événements récents et les tendances émergentes, et la dynamique du marché de l'énergie propre aux régions.
- Outre l'information proposée dans la présente section, l'Office publie plusieurs autres documents qui aident à tracer un portrait des tendances observées dans le secteur énergétique canadien. Le rapport *Dynamique du marché de l'énergie au Canada*[1] de l'Office relate les principaux événements qui marquent l'industrie chaque année. L'Office publie également des *Aperçus du marché*[2], qui fournissent de l'information opportune sur des sujets particuliers et analysent les tendances émergentes sur le marché énergétique du Canada. Ces rapports font partie de la collection d'analyses et de statistiques sur l'énergie que l'on trouve sur le site Web de l'Office[3].

Énergie canadienne sur le marché mondial

Le Canada dans un contexte mondial

- Le Canada est un vaste pays nordique relativement peu peuplé qui possède une économie développée et d'abondantes ressources naturelles. Ces facteurs ont contribué à façonner les méthodes de production et les habitudes de consommation de l'énergie au pays.
- Les ressources énergétiques du Canada comptent parmi les plus abondantes au monde. Nos cours d'eau renferment près de 7 % des réserves d'eau renouvelables de la planète[4] et procurent une capacité de production hydroélectrique phénoménale. De plus, le Canada se classe au troisième rang dans le monde pour les réserves prouvées de pétrole, et 97 % de celles-ci se trouvent dans les sables bitumineux. Le Canada vient aussi au 15e rang mondial pour les réserves prouvées de gaz naturel et de charbon[5]. Enfin, il vient au quatrième rang dans le monde pour ses ressources identifiées d'uranium[6].
- Ces ressources disponibles abondantes et variées contribuent à faire du Canada un important producteur et exportateur d'énergie à l'échelle internationale. Sur le plan de la production, le Canada se classe parmi les cinq premiers au monde pour l'hydroélectricité, le pétrole brut, le gaz naturel et l'uranium[7]. Le tableau 2.1 trace le portrait de la production canadienne et mondiale des principaux produits énergétiques.

TABLEAU 2.1

Production canadienne et mondiale de certains produits énergétiques

	Production canadienne	Production mondiale	Pourcentage de la production mondiale	Classement mondial du Canada pour la production
Hydroélectricité (térawattheures)	379	3 885	9,8 %	2e
Pétrole brut (milliers de mètres cubes par jour)	682	14 093	4,8 %	4e
Gaz naturel (millions de mètres cubes par jour)	444	9 485	4,7 %	5e
Charbon (millions de tonnes)	69	8 165	0,8 %	13e
Uranium (tonnes)(a)	8 998	58 816	15,3 %	2e

(a) Les données pour l'uranium sont celles de 2012; celles des autres produits sont pour 2014.

Source : BP Statistical Review of Energy 2015.

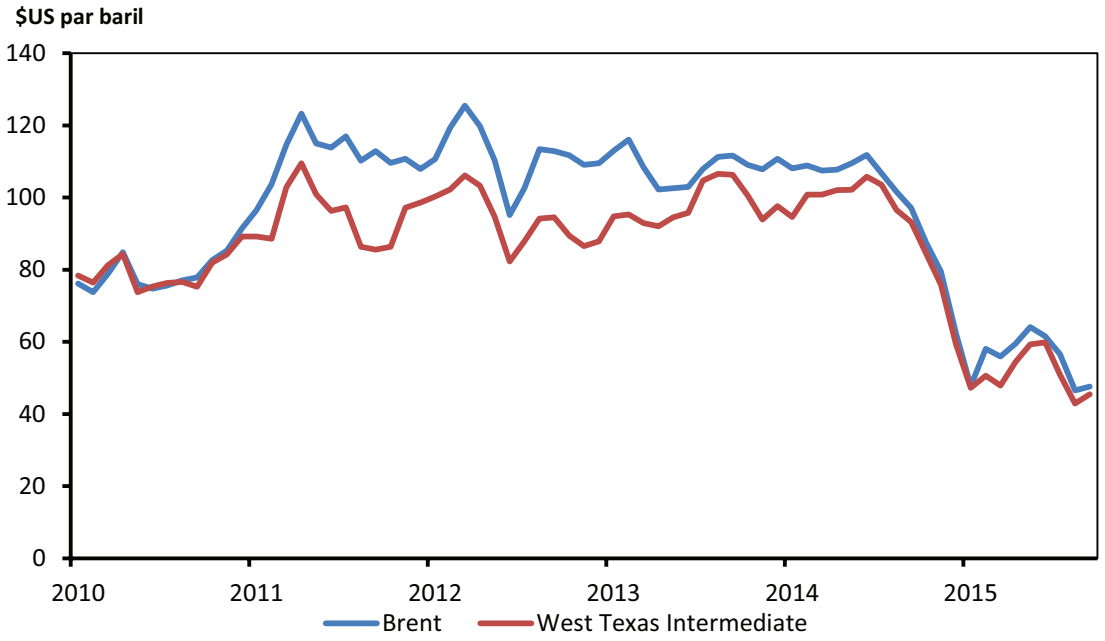
- Le Canada est également un grand consommateur d'énergie. En 2012, la consommation finale totale d'énergie des Canadiens représentait 2,3 % de la consommation totale dans le monde[8]. L'intensité énergétique par habitant au Canada est parmi les plus élevées sur la planète.
- Le climat et la géographie du Canada expliquent en grande partie l'intensité énergétique relativement élevée du pays. Le froid et les variations climatiques dans le Nord amènent les Canadiens à consommer plus d'énergie pour chauffer habitations et commerces. Parallèlement, l'immense territoire du Canada fait en sorte que les biens et les personnes doivent souvent parcourir de grandes distances pour arriver à destination. Résultat : la consommation d'énergie est plus grande que dans des pays moins vastes.
- La structure économique du Canada joue aussi un rôle important dans la façon dont les Canadiens consomment de l'énergie. Le Canada est un pays développé qui jouit d'une économie avancée et fortement industrialisée. L'extraction et la transformation des ressources énergétiques et non énergétiques y sont pour beaucoup dans l'activité industrielle au pays et ces procédés exigent de grandes quantités d'énergie.

Perspectives concernant le prix du pétrole brut

- Entre 2011 et le milieu de 2014, les prix mondiaux du pétrole brut sont demeurés relativement stables, à plus de 100 $ US le baril (b). En juin 2014, le pétrole brut de Brent, dont le prix sert de référence pour l'établissement des prix à l'échelle mondiale, se négociait à plus de 110 $ US/b. Puis, les prix du pétrole brut ont commencé à chuter. En janvier 2015, ils avaient perdu près de 60 % de leur valeur et s'établissaient à moins de 46 $ US/b. Après un modeste rebond au printemps 2015, le mouvement à la baisse a repris de sorte qu'en août dernier, le Brent et le West Texas Intermediate (WTI), étalon pour le pétrole brut américain, se négociaient tous les deux à nouveau sous la barre des 50 $ US/b. La figure 2.1 montre les prix du Brent et du WTI de 2010 jusqu'au milieu de 2015.

FIGURE 2.1

Prix du pétrole brut sur les marchés mondiaux



- Entre 2008 et 2014, la production de pétrole brut aux États-Unis a augmenté de 591 000 mètres cubes par jour ($10^3m^3/j$)[a], ou 3,7 millions de barils par jour (Mb/j)[9]. Cette hausse appréciable s'explique par les progrès technologiques réalisés, qui ont réduit les coûts d'extraction dans des bassins qui n'étaient pas rentables. Cet accroissement de la production a aussi grandement contribué à la baisse des prix du pétrole au deuxième semestre de 2014.
- On a assisté à un déplacement de la croissance de la demande de pétrole des économies développées, comme l'Europe et l'Amérique du Nord, vers des économies émergentes, plus particulièrement la Chine, l'Inde et le Proche-Orient. Cependant, les attentes en matière de croissance future de la demande dans ces régions sont moins favorables qu'au cours des dernières années. La demande mondiale de pétrole, qui avait augmenté de 222 $10^3m^3/j$ (1,4 Mb/j) en 2013, n'a progressé que de 134 $10^3m^3/j$ (0,8 Mb/j) en 2014. En Chine, la demande annuelle de pétrole, qui s'élevait en moyenne, à 87 $10^3m^3/j$ (0,6 Mb/j) de 2009 à 2013 a chuté à 62 $10^3m^3/j$ (0,4 Mb/j) en 2014[10].
- Dans le passé, quand les prix mondiaux du pétrole fléchissaient, l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) prenait des mesures pour réduire sa production à l'échelle mondiale. Or, à la fin de novembre 2014, l'OPEP a décidé de maintenir sa production de pétrole brut en dépit des prix en chute. Ce changement de politique a étonné plus d'un acteur sur le marché.

a Pour des raisons de commodité, nous indiquons les unités volumétriques selon le système métrique et le système impérial. Pour faire la conversion dans la présente analyse, nous avons arrondi les chiffres lorsque cela était possible. Pour cette raison, certaines conversions peuvent sembler inexactes.

- Les producteurs de pétrole brut ont réagi à ces baisses de prix en sabrant leurs dépenses en immobilisations pour les projets envisagés et dans la production, dans les régions où les coûts par puits étaient plus élevés. Ces décisions se feront vraisemblablement sentir sur les volumes de pétrole brut disponibles dans les années à venir, du fait que les activités en amont ont ralenti. Les hypothèses relatives aux prix du pétrole employées dans le rapport AE 2016 reflètent cette réduction de la production et comptent sur un éventuel rééquilibrage de l'offre et de la demande à des prix plus élevés. Le scénario de référence suppose que le prix du Brent remontera autour de 80 $ US/b d'ici 2020, en dollars courants. Par la suite, il progressera lentement pour atteindre 107 $ US/b en 2040. Vu les perspectives de croissance continue de la demande mondiale, il faut se tourner vers des ressources plus coûteuses à produire pour satisfaire à cette demande.

Marchés pour les exportations canadiennes d'énergie

- La presque totalité des exportations canadiennes de pétrole brut, de gaz naturel et d'électricité prend le chemin des États-Unis. Une très petite quantité de pétrole brut est expédiée en Europe, en Asie et en Amérique du Sud. Les États-Unis demeureront vraisemblablement le principal marché pour les exportations canadiennes durant la période de projection. Cependant, l'éventuelle émergence des exportations de GNL et le développement possible de l'infrastructure pour l'exportation de pétrole brut pourraient permettre au Canada de percer sur d'autres marchés. Le tableau 2.2 rend compte des exportations canadiennes de pétrole brut, d'électricité et de gaz naturel en 2014.

TABLEAU 2.2

Exportations canadiennes de pétrole brut, d'électricité et de gaz naturel en 2014[a]

Pétrole brut							
	Côte Est (PADD I)	**Midwest (PADD II)**	**Côte américaine du golfe du Mexique (PADD III)**	**Rocheuses (PADD IV)**	**Côte Ouest (PADD V)**	**Ailleurs qu'aux États-Unis**	**Total**
$10^3m^3/j$	40	302	30	38	32	13	454
Mb/j	0,3	1,9	0,2	0,2	0,2	0,1	2,9
% du total	8,8 %	66,5 %	6,5 %	8,4 %	7,1 %	2,8 %	–
Électricité							
	Côte Est	**Midwest**	**Côte américaine du golfe du Mexique**	**Rocheuses**	**Côte Ouest**	**Ailleurs qu'aux États-Unis**	**Total**
Térawattheures	35,9	15,0	0,0	0,1	7,4	–	58,6
% du total	61,4%	25,7%	0,0%	0,2 %	12,6%	–	–
Gaz naturel[b]							
	Est	**Midwest**			**Ouest**	**Ailleurs qu'aux États-Unis**	**Total**
Mm^3/j	27	110			72	–	209
Gpi^3/j	1,0	3,9			2,5		7,4
% du total	12,9 %	52,8 %			34,3 %	–	–

(a) La carte de la figure 10.2 indique où sont situées les régions des PADD.

(b) Les exportations de gaz naturel sont basées sur le point d'exportation et le marché probablement ciblé.

Pétrole brut

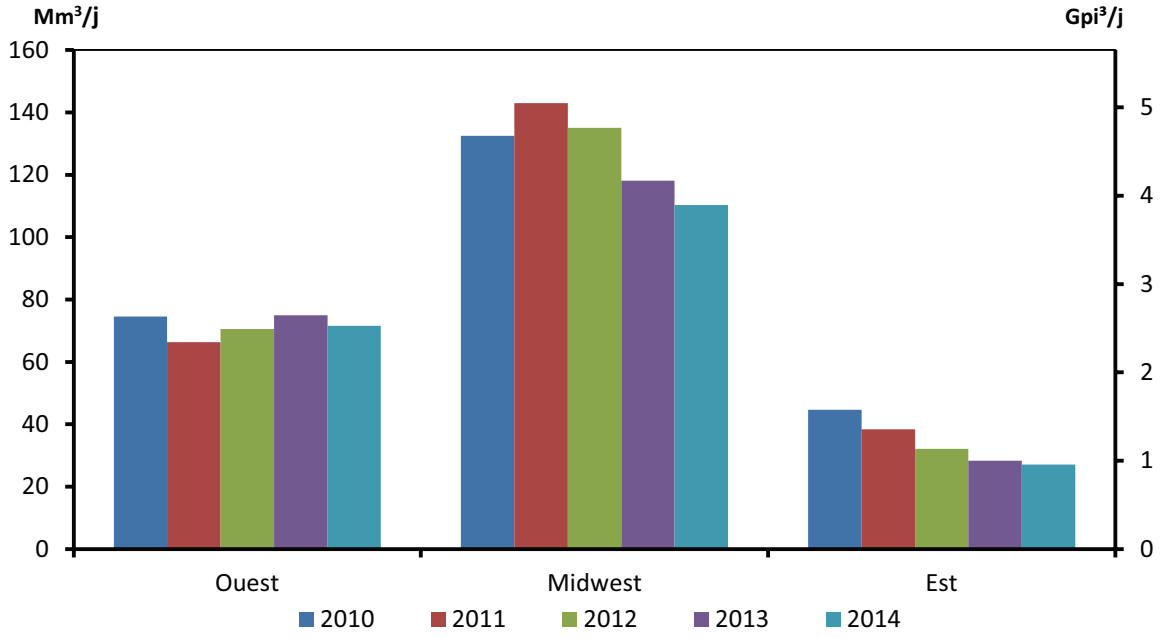
- À l'heure actuelle, le Canada est le plus important exportateur de pétrole brut aux États-Unis. Les deux tiers de ces exportations sont destinés aux raffineries du Midwest américain. L'essentiel de la croissance des exportations de pétrole brut canadien viendra probablement du pétrole brut lourd, car on prévoit que l'exploitation des sables bitumineux sera le principal moteur de la croissance de la production canadienne de pétrole. En outre, la production de pétrole léger étant en hausse aux États-Unis, on peut supposer que leur approvisionnement dans cette catégorie sera suffisant.
- C'est sur la côte américaine du golfe du Mexique que l'on trouve actuellement la plus grande capacité de raffinage de pétrole brut lourd, bien qu'elle soit aussi considérable dans le Midwest et sur la côte Ouest. La plus grande partie du pétrole brut raffiné dans le Midwest provient du Canada.
- La croissance des exportations canadiennes vers la côte américaine du golfe du Mexique et la côte Ouest dépendra de la demande et de la capacité des producteurs canadiens de concurrencer les sources d'approvisionnement actuelles en pétrole brut situées au Proche-Orient, au Mexique et en Amérique du Sud.
- De nombreuses destinations à l'extérieur des États-Unis peuvent être accessibles aux exportations de pétrole brut canadien. En ce moment, une partie du pétrole léger extrait au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador est acheminée vers des marchés qui se trouvent dans le bassin atlantique. Si l'infrastructure de transport du pétrole se développe, le pétrole brut canadien pourrait prendre la route de l'Europe, où l'on trouve une grande capacité de raffinage.
- Les producteurs de l'Ouest canadien jugent que l'Asie constitue le marché offrant le meilleur potentiel de croissance à long terme pour le pétrole brut lourd. Sur le plan géographique, le Canada est bien situé pour approvisionner ces marchés, la distance entre la côte Ouest et l'Asie étant moins grande que celle séparant cette région de nombreux autres pays qui produisent ce type de pétrole.
- L'agrandissement de l'infrastructure pipelinière pour le transport du pétrole jouera un rôle déterminant dans la capacité des producteurs canadiens à desservir des marchés à l'extérieur du Canada et des États-Unis. Le rapport AE 2016 comporte un scénario de sensibilité qui étudie l'incidence sur la filière énergétique canadienne de la construction d'aucun pipeline d'envergure. Le chapitre 10, qui s'attarde aux résultats de ce scénario, met également en lumière d'autres enjeux qui touchent le transport du pétrole brut.

Gaz naturel

- La totalité des exportations de gaz naturel du Canada est destinée aux États-Unis. De 2007 à 2014, elles ont reculé de 29 %, passant de 294 millions de mètres cubes par jour (Mm^3/j), ou 10,4 milliards de pieds cubes par jour (Gpi^3/j), à 209 Mm^3/j (7,4 Gpi^3). De ce total, environ la moitié prend la direction du Midwest, l'autre moitié étant répartie entre les régions de l'Est et de l'Ouest des États-Unis. Comme l'indique la figure 2.2, le volume des exportations de gaz naturel vers l'Ouest des États-Unis est demeuré relativement stable. Les exportations vers les deux autres régions ont diminué, conséquence surtout de l'augmentation de la production de gaz naturel dans le Nord-Est des États-Unis.

FIGURE 2.2

Exportations de gaz naturel du Canada vers le marché américain



- Le Canada, surtout l'Ontario, importe aussi du gaz naturel des États-Unis. Les Maritimes, où se trouve le terminal méthanier Canaport, importent de petits volumes de gaz naturel sous forme de GNL. Les importations totales de gaz naturel ont plus que doublé de 2007 à 2011, année où elles ont été à leur maximum, et sont passées de 36 Mm^3/j (1,3 Gpi^3/j) à 86 Mm^3/j (3,0 Gpi^3/j). Elles ont par la suite reculé graduellement au cours des années suivantges.
- Dans son rapport intitulé *Annual Energy Outlook 2015* (AEO 2015), l'Energy Information Administration (EIA) des États-Unis projetait une croissance modeste de la demande de gaz naturel à long terme et indiquait que le seul secteur qui connaîtrait une forte hausse de la demande serait celui de la production d'électricité[11]. En revanche, elle prévoyait que la croissance de l'offre de gaz naturel aux États-Unis se poursuivrait. Si cela devait se vérifier, la concurrence pour les producteurs de l'Ouest canadien en quête de parts de marché s'intensifierait davantage. L'EIA prévoit que cette croissance de l'offre viendra principalement de la région du Nord-Est, où les coûts de production du gaz naturel sont relativement faibles et les réserves situées tout près des grands marchés, y compris ceux de l'Est du Canada. Toujours selon l'EIA, les États-Unis, qui jusqu'à maintenant étaient un importateur net de gaz naturel, deviendront un exportateur net d'ici 2018[12].
- Pendant que la part du marché du gaz naturel de l'Ouest canadien aux États-Unis et dans l'Est du pays rétrécit, les producteurs canadiens sondent de nouveaux marchés. De nombreux projets d'usines de liquéfaction du gaz naturel sur la côte Ouest et la côte Est du Canada sont actuellement à l'étude[13], et tous visent l'exportation de GNL vers les marchés mondiaux. Le volume éventuel des exportations de GNL en provenance du Canada constitue une grande incertitude dans les projections du rapport AE 2016. Pour en tenir compte, deux scénarios de sensibilité sont examinés au chapitre 11, où l'on met également en contexte le potentiel des exportations canadiennes de GNL.

Électricité

- Les exportations d'électricité du Canada sont toutes dirigées vers les États-Unis. Elles proviennent essentiellement des provinces qui ont une grande capacité de production hydroélectrique, dont le Québec, la Colombie-Britannique et le Manitoba. Plus de 60 % de l'électricité canadienne exportée est vendue dans la partie orientale des États-Unis, surtout dans la région du Nord-Est. Les États du Midwest reçoivent environ le quart des exportations d'électricité du Canada, tandis que la côte Ouest est la destination pour environ 13% du total.
- En août 2015, l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis a rendu publique la version définitive du plan pour une énergie propre, qui fixe les objectifs de réduction d'émissions de 47 des 50 États. Selon l'EPA, l'atteinte de ces cibles aurait comme résultat de réduire de 32 % sous les niveaux de 2005 les émissions de GES du secteur de la production d'électricité aux États-Unis[14].
- Ce plan crée une grande incertitude dans les projections de production d'électricité du rapport AE 2015. Rendue publique en août 2016, la version définitive du plan mentionne que pour atteindre leurs cibles de réduction d'émissions, les États pourraient devoir importer de l'électricité produite dans des centrales canadiennes construites après 2012[15,16]. Si cela devait se concrétiser, de nouveaux marchés pourraient s'ouvrir aux exportations canadiennes d'électricité et rendre plus probable l'aménagement de plusieurs centrales hydroélectriques d'envergure qui sont toujours à l'état de proposition. Plusieurs des projets de centrales hydroélectriques inclus dans les projections sont plus susceptibles de voir le jour si la demande américaine d'électricité produite au Canada est plus forte.

Consommation d'énergie et émissions de gaz à effet de serre

- Les combustibles fossiles, en brûlant, produisent du dioxyde de carbone (CO_2) et d'autres gaz à effet de serre. Selon le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC)[17], les changements constatés récemment dans le climat de la Terre sont en grande partie attribuables à l'activité humaine qui rejette des GES dans l'atmosphère. Le GIEC a aussi indiqué que, plus l'activité humaine dérègle le climat de la planète, plus les risques de graves répercussions pour les habitants et les écosystèmes sont grands. Nombreux sont ceux qui estiment que les changements climatiques constituent le plus grand défi de l'heure. En 2013, les émissions totales de GES du Canada constitueraient environ 2 % des émissions mondiales.
- Environnement Canada, dans son rapport intitulé *Tendances en matière d'émissions*[18], publie les projections officielles du Canada concernant les émissions de GES, qui figurent aussi dans le rapport biennal du Canada présenté en vertu de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC)[19]. Tout comme les projections du présent rapport, celles d'Environnement Canada tiennent uniquement compte des politiques et programmes en place au moment de l'analyse.
- La plus grande partie des émissions de GES au Canada proviennent de l'utilisation des combustibles fossiles, dont le pétrole brut, le gaz naturel, le charbon et les produits pétroliers raffinés comme l'essence et le diesel. Ces combustibles fournissent l'essentiel de l'énergie servant à chauffer les habitations et les commerces, à transporter les biens et les personnes et à alimenter l'équipement industriel. Les émissions provenant de la combustion des combustibles fossiles, dont ceux servant à produire de l'électricité, constituaient 81 % de toutes les émissions de GES au Canada en 2013[20]. Les autres émissions proviennent de secteurs qui ne sont pas liés à la production d'énergie, comme les procédés agricoles et industriels et la manutention des déchets.

- La quantité d'émissions de GES produites par les combustibles fossiles dépend de l'efficacité de la combustion elle-même et de la composition des combustibles. Les combustibles fossiles n'émettent pas tous la même quantité de GES en se transformant en énergie; cela dépend de la teneur en carbone de chaque combustible[21]. Par exemple, le gaz naturel émet la moitié du dioxyde de carbone du charbon pour une même quantité d'énergie.
- Étant donné la corrélation directe entre la consommation de combustibles fossiles et les émissions de GES, les politiques à venir touchant les changements climatiques représentent une incertitude importante dans les perspectives énergétiques au Canada. Les projections du rapport AE 2016 tiennent uniquement compte des politiques et programmes en place au moment de l'analyse. Il n'est pas dans l'objet du présent rapport de faire des conjectures sur les futurs politiques et programmes gouvernementaux prévus ou qui restent encore à élaborer. De plus, comme on ignore le contenu de ces éventuels politiques et programmes et leur efficacité à permettre d'atteindre les objectifs et cibles d'émissions, ces cibles établies par les autorités fédérales et provinciales peuvent ou non être atteintes dans les projections.

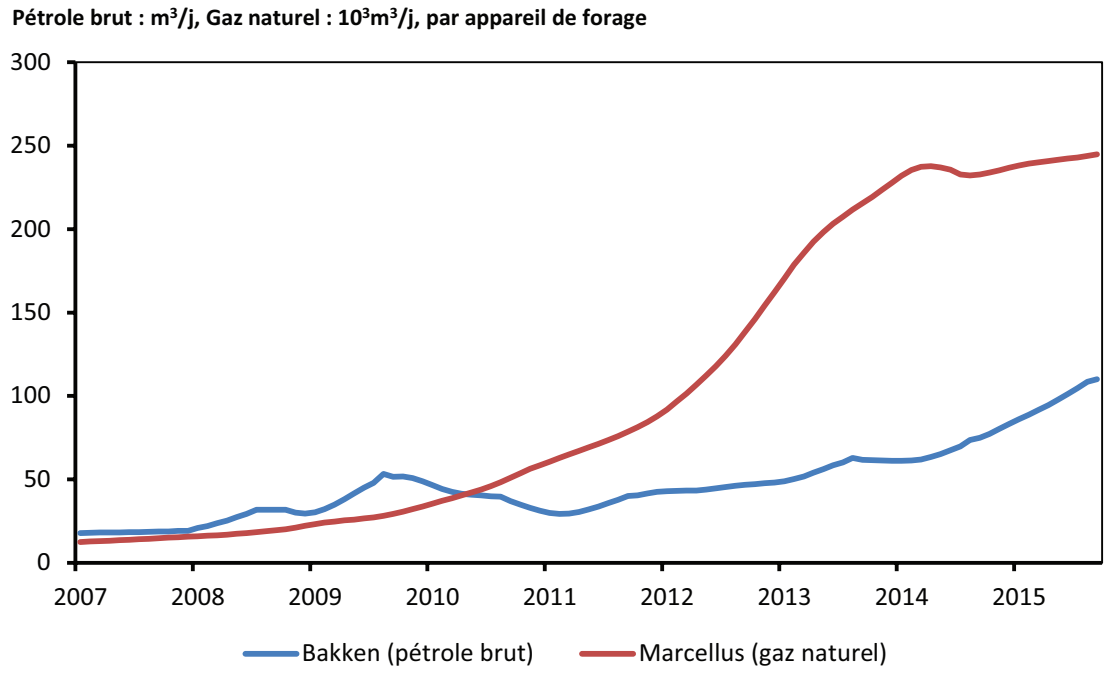
Événements récents et tendances émergentes

Exploitation du pétrole et du gaz naturel provenant des gisements schisteux et des réservoirs étanche

- Comme cela était indiqué dans le rapport AE 2013, les techniques de production du pétrole brut et du gaz naturel ont beaucoup évolué en Amérique du Nord[22]. La capacité d'exploiter de façon rentable des formations schisteuses et des réservoirs étanches qui, jusque-là, étaient inaccessibles, a renversé les tendances à la baisse en matière de production du pétrole et du gaz naturel. Cette transformation tient en grande partie aux percées technologiques, notamment dans le domaine des forages horizontaux à long déport et de la fracturation hydraulique en plusieurs étapes. Grâce à l'utilisation répandue de ces techniques, les producteurs ont continué à améliorer l'efficacité et la productivité de leurs activités en perfectionnant constamment leurs méthodes, comme le forage localisé.
- Au cours des huit dernières années, au moins, aussi bien au Canada qu'aux États-Unis, la productivité dans l'exploitation du pétrole et du gaz naturel des formations schisteuses et des réservoirs étanches enregistre des gains considérables. La figure 2.3 présente la nouvelle production par appareil de forage[23] dans deux régions ayant de telles formations, soit la partie américaine de la formation de Bakken, un gisement de réservoirs étanches situé dans le Dakota du Nord et le Montana, et la formation de schiste Marcellus, dans le Nord-Est des États-Unis. On observe une tendance semblable dans d'autres régions au Canada et aux États-Unis.

FIGURE 2.3

Estimation de la nouvelle production par appareil de forage dans les formations de Bakken et de Marcellus



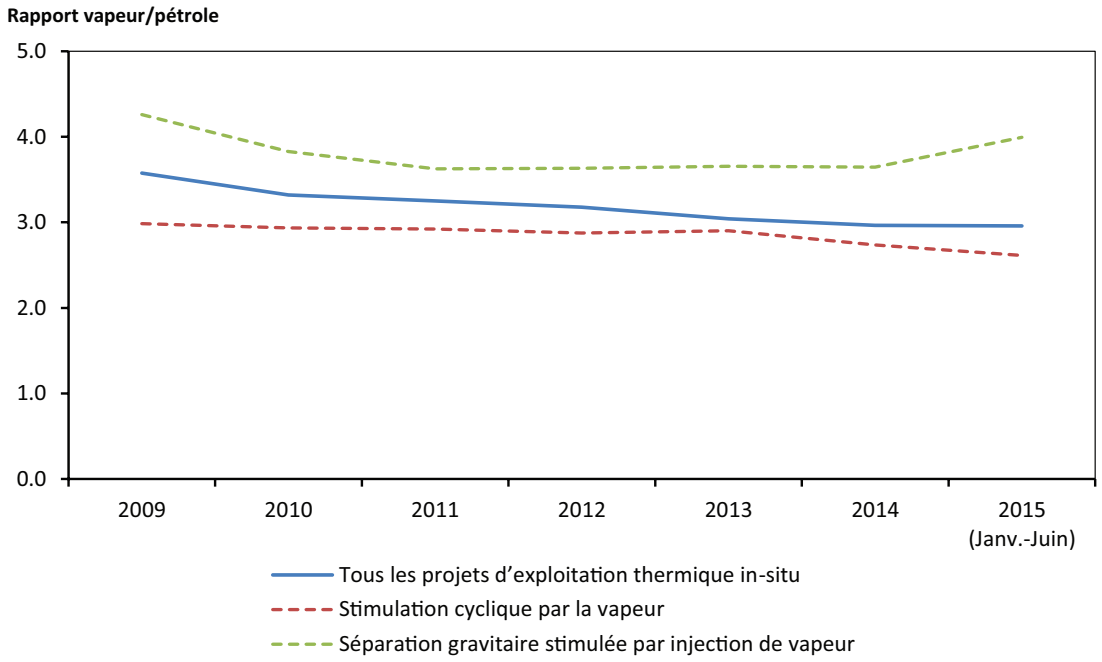
- Les techniques de forage horizontal s'améliorent sans cesse et leur portée s'accroît constamment. Les producteurs peuvent donc étendre la zone productive accessible à partir d'un seul puits et multiplier les étapes de fracturation hydraulique par puits. De nouvelles techniques, comme les manchons mobiles et la fracturation avec tube d'intervention enroulé[24], accélèrent les opérations de fracturation tout en les maîtrisant davantage.
- Les entreprises tirent de plus en plus parti du forage localisé pour optimiser le forage horizontal et la fracturation hydraulique à partir d'un point central ou d'une seule plateforme d'exploitation. Le forage localisé permet aussi d'étirer la saison de forage durant la débâcle printanière, période où il fallait auparavant cesser les opérations au Canada.
- Les gains de productivité des nouveaux puits de pétrole et de gaz naturel constituent une incertitude importante dans les projections de prix et de production du rapport AE 2016. Les gains réalisés récemment viennent en partie du fait que les producteurs, vu les bas prix qui ont cours, n'exploitent que leurs gisements les plus productifs. Avec le temps, ils se tourneront probablement vers des régions moins productives, ce qui réduira inévitablement la productivité. Il reste à voir dans quelle mesure les nouvelles techniques et l'accroissement de l'efficacité réussiront à contrebalancer la baisse de productivité. Les projections du rapport AE 2016 tiennent compte des récentes tendances en la matière et font état des gains ou des baisses de productivité des diverses régions productrices. À long terme, selon les particularités de celles-ci, la productivité demeure constante ou diminue.

Consommation d'énergie dans l'exploitation des sables bitumineux

- Au Canada, depuis plusieurs décennies, l'exploitation des sables bitumineux a été une composante importante de la croissance de la consommation de gaz naturel. Ainsi, cette demande, y compris pour la cogénération, est passée de 18 Mm^3/j (0,7 Gpi^3/j) en 2000 à 88 Mm^3/j (3,1 Gpi^3/j) en 2014, et elle représente désormais plus de 20 % de la demande canadienne totale de gaz naturel[25].
- Le gaz naturel sert à l'extraction à ciel ouvert, à la valorisation et à la séparation in situ des sables bitumineux. Comme on l'indique au chapitre 5, le bitume extrait et la demande de gaz naturel proviennent en majorité de la production in situ.
- L'exploitation des sables bitumineux in situ se fait selon deux techniques principales : la production primaire et la production par des méthodes thermiques. Dans la production primaire, le pétrole lourd s'écoule naturellement dans un puits sans qu'il soit nécessaire d'avoir recours à de la chaleur. Cette méthode exige donc moins d'énergie et on n'a pas besoin de gaz naturel. Elle occupe une part de moins en moins grande de la production in situ totale, étant passée de 42 % en 2000 à 23 % en 2014. Ce déclin devrait se poursuivre et cette méthode ne constitue que 11 % en 2040.
- Les procédés d'exploitation thermique in situ exigent beaucoup d'énergie. Dans cette forme de production, on utilise du gaz naturel pour chauffer de l'eau et produire de la vapeur, qui est ensuite injectée dans le sol pour réchauffer le bitume qui se trouve dans le gisement. Cela réduit la viscosité du pétrole, qui s'écoule alors jusqu'au puits, d'où il peut être pompé jusqu'à la surface.
- Le rapport vapeur/pétrole (RVP) exprime le volume de vapeur requis par volume de pétrole extrait. Quand on produit de la vapeur à partir de gaz naturel, ce rapport donne une mesure de l'intensité du gaz naturel et devient un facteur clé pour déterminer l'efficacité énergétique d'une exploitation.
- La figure 2.4 montre le RVP total du secteur albertain de l'exploitation in situ au cours des six dernières années en se basant sur le ratio d'utilisation annuelle de vapeur en regard de la production annuelle de bitume. Les deux principales techniques utilisées pour la production in situ sont la stimulation cyclique par la vapeur (SCV) et la séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV). De façon générale, le RVP de cette seconde méthode est moins élevé que celui de la première. Depuis quelques années, on a observé une tendance à la baisse du RVP, mais il lui est arrivé de fluctuer selon les années en fonction du type de production. Ainsi, le RVP de la SGSIV est demeuré relativement constant de 2009 à 2013, avant de baisser fortement en 2014. Le RVP de l'autre type de production (SCV) a reculé de 2009 à 2011, mais est en hausse constante depuis.

FIGURE 2.4

RVP pondéré en fonction de la production totale des projets d'exploitation de sables bitumineux in situ



- Dans le rapport AE 2016, on projette que la production in situ de sables bitumineux est celle qui enregistrera la plus forte croissance au Canada, en plus d'être l'une des principales constituantes de la demande de gaz naturel. Toutefois, celle-ci reste incertaine puisque divers facteurs peuvent avoir une incidence, à la hausse ou à la baisse, sur le RVP. La qualité des gisements qui ne sont pas encore en exploitation figure au nombre des facteurs susceptibles de hausser le RVP. Lors de l'exploitation de récents projets, on s'est buté à des types de roches qui ont rendu la production plus difficile. Ces gisements sont de profondeurs variables, contrairement aux formations plus prévisibles qui requièrent donc moins de vapeur.
- L'innovation technique est un facteur qui pourrait grandement réduire le RVP. Parmi les innovations récentes, on remarque l'utilisation de débitmètres, qui régularisent la vapeur dans le réservoir[26], l'injection de méthane ou de solvant comme le propane et le butane en même temps que la vapeur[27] et le forage intercalaire vertical des puits, aussi appelés « Wedge Well » (puits interposés) entre d'anciens puits utilisant la SGSIV, pour récupérer plus de bitume à l'extérieur des limites actuelles des chambres de vapeur[28].
- Les projections dans le rapport AE 2016 reposent sur une hypothèse de réduction annuelle de 1 % du RVP au cours de la période étudiée pour prendre en compte les innovations à venir[b]. Les perspectives concernant le RVP et la croissance projetée de l'exploitation des sables bitumineux demeurant incertaines, la demande canadienne de gaz naturel pourrait varier considérablement. Le *Supplément Avenir du Canada : facteurs de sensibilité de la demande*[29] propose divers scénarios de sensibilité où fluctue le RVP des projections du rapport AE 2013 afin de mieux montrer l'incidence de diverses hypothèses de RVP sur les projections de consommation d'énergie.

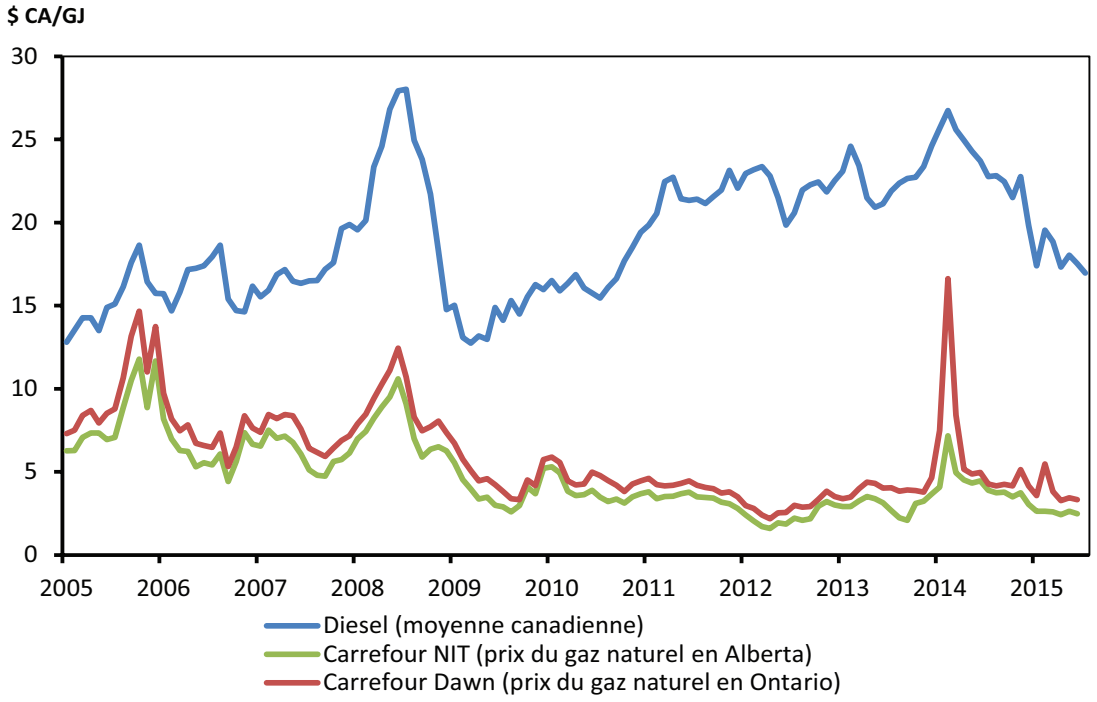
b Le recours plus fréquent à la méthode thermique et moins répandue de la production primaire durant la période de projection neutralise les gains d'intensité totale du gaz naturel dans l'exploitation in situ.

Installations de liquéfaction du gaz naturel à petite échelle et possibilités de substitution de combustible au Canada

- On trouve des installations de liquéfaction de petite taille au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique depuis près de 45 ans. Combinées aux installations de stockage de GNL, elles ont traditionnellement fourni du gaz naturel durant les périodes où la demande surpasse la capacité des pipelines situés à proximité. C'est ce qu'on appelle le « service de pointe ». Malgré les possibilités qui existent d'étendre ce service, on considère que c'est dans le rôle de substitut au diesel que pourrait résider le plus grand intérêt pour investir dans des installations de liquéfaction de petite taille dans les années à venir.
- Au Canada, le gaz naturel coûte moins cher que le diesel pour une quantité équivalente d'énergie. Cette différence de prix explique l'intérêt porté à la substitution du diesel par le GNL au pays. Le GNL utilisé sur le marché intérieur provient en général d'installations de liquéfaction de beaucoup plus petite taille que celles servant à la liquéfaction du gaz naturel aux fins d'exportation.
- L'un des principaux obstacles à l'utilisation de GNL au Canada est le manque d'infrastructure de liquéfaction de petite taille. En effet, l'éloignement de telles installations fait en sorte que le produit doit être expédié par camions sur de grandes distances, ce qui fait augmenter le coût pour les utilisateurs et nuit au caractère concurrentiel du GNL par rapport aux autres combustibles. Cependant, les projets de construction et d'expansion, récents et proposés, permettront de réduire la distance de transport par camion pour de nombreux utilisateurs éventuels du GNL comme carburant[30].
- La rapidité d'adoption du GNL est directement liée à l'écart de prix entre le gaz naturel et les produits pétroliers raffinés (PPR). La figure 2.5 illustre les prix de gros du diesel et du gaz naturel, en dollars canadiens. Les projections relatives aux prix du pétrole et du gaz naturel contenues dans le rapport AE 2016 portent à croire que l'écart de prix est suffisant pour favoriser une croissance de la consommation intérieure de GNL.

FIGURE 2.5

Prix de gros du diesel et du gaz naturel



- Bien souvent, les producteurs d'électricité établis dans des régions éloignées n'ont pas accès à un approvisionnement de gaz naturel pour leurs besoins, faute d'installations de production et de gazoducs. Ils doivent s'en remettre au diesel, plus coûteux certes, mais facile à transporter pour produire de l'électricité. Le coût plus faible du GNL par rapport au diesel pourrait inciter les producteurs d'électricité à investir dans des installations de regazéification et de production d'électricité alimentées au gaz naturel. On assiste déjà à un tel phénomène au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest (TNO)[31] et plusieurs sociétés de services publics et gouvernements examinent la rentabilité à long terme d'installations du genre.
- Le GNL peut procurer une source efficace d'approvisionnement de gaz naturel quand la demande de transport vers une région surpasse la capacité des pipelines. Le développement de cette infrastructure peut être coûteux, et la capacité supplémentaire qu'elle procure ne pas être rentable, en particulier si elle n'est utilisée que quelques jours par année. En contrepartie, la construction de réservoirs de stockage de GNL et le transport par camion peuvent offrir une option moins onéreuse. Un projet pilote de SaskEnergy actuellement en cours à Aberdeen, en Saskatchewan[32], est un exemple de cette approche. Le GNL peut aussi servir à convertir des réseaux existants de distribution en région éloignée du propane au gaz naturel, comme FortisBC projette de le faire à Revelstoke, en Colombie-Britannique[33].

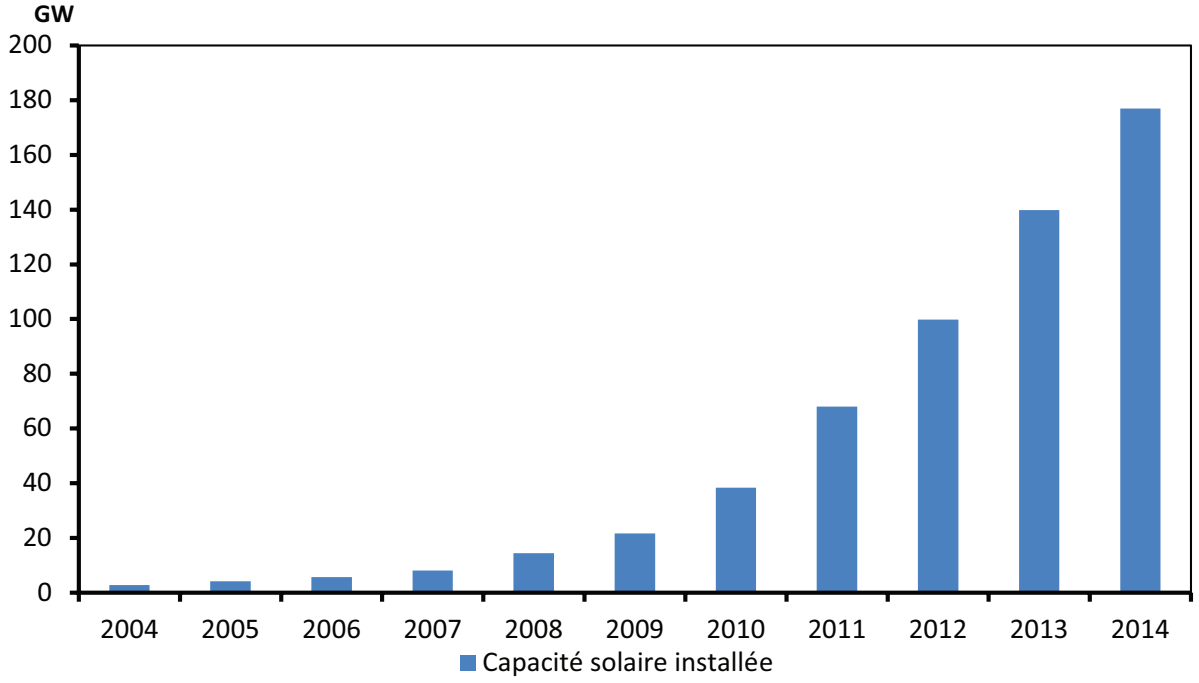
- On trouve aujourd'hui sur le marché des camions servant au transport de marchandises dont le moteur est alimenté au GNL. Deux grands parcs de camions du genre ont été mis en place au cours des trois dernières années[34]. Le nombre de stations de ravitaillement n'a pas cessé d'augmenter depuis quelques années le long des principaux corridors de transport de marchandises au Canada. Cependant, l'adoption plus répandue du GNL pour ces utilisations pourrait devoir faire face à des embûches d'ordre technologique. En effet, les moteurs fonctionnant au GNL sont actuellement moins efficaces que les moteurs diesel[35], ce qui atténue les économies possibles que l'on pourrait réaliser en se convertissant à des véhicules utilisant le GNL. En ce moment, on ne trouve pas sur le marché de moteurs au GNL assez puissants pour les charges maximales des camions transportant des marchandises au Canada[36].
- Le GNL peut aussi être utilisé pour les activités de forage ciblant le pétrole et le gaz naturel et celles de complétion de puits, en particulier dans les endroits où les ressources locales de gaz naturel sont abondantes. Deux usines de liquéfaction de petite taille sont récemment entrées en service dans le Nord-Est de la Colombie Britannique, une région qui connaît une croissance rapide de la production de gaz naturel.
- Plusieurs sociétés exploitant des traversiers au Québec et en Colombie-Britannique ont investi dans la technologie des machines alimentées au GNL pour leurs traversiers déjà en service ou ont acheté des traversiers pouvant être alimentés au GNL. Les traversiers ont des trajets précis, généralement entre deux points, et, pour la plupart, ils reviennent à leur point de départ à la fin de la journée. Cette particularité simplifie, dans une certaine mesure, l'infrastructure de ravitaillement en GNL.
- L'incertitude est très grande en ce qui concerne l'adoption du GNL comme solution de rechange au diesel. Les avancées technologiques et les prix relatifs du gaz naturel et du diesel figurent parmi les composantes qui suscitent le plus d'incertitude. Dans les projections du rapport AE 2016, on a posé comme hypothèse que le GNL serait graduellement adopté dans les secteurs dont il a été question ci-dessus. En raison des incertitudes évoquées, l'adoption du GNL pourrait être plus grande ou moins grande que ce que l'on a envisagé dans ces projections.

Croissance de la production d'énergie solaire photovoltaïque

- Au cours des dix dernières années, la production d'énergie solaire a enregistré des gains importants à partir d'une base relativement restreinte. Comme le montre la figure 2.6, de 2004 à 2014, la capacité mondiale de production d'énergie solaire photovoltaïque (PV) est passée de moins de 3 gigawatts à 177 gigawatts (GW)[37]. Environ 6 % de l'électricité produite en Italie, en Grèce et en Allemagne en 2014 provenait de tels systèmes[38]. Aux États-Unis, une capacité de production de 6,2 GW est entrée en service en 2014, soit 32 % de la nouvelle capacité de production d'électricité. Seul le gaz naturel a fait mieux[39]. Une part importante de cet apport vient de la Californie, qui a produit plus de 5 % de son électricité au moyen de sources solaires de grande capacité raccordées à son réseau. D'autres États, en l'occurrence le Nevada, l'Arizona et le New Jersey, ont produit plus de 1 % de leur électricité de la même façon[40]. La mise en place de programmes et de politiques encourageant l'aménagement d'installations de PV n'est pas étrangère à la forte croissance de cette forme de production dans ces régions.

FIGURE 2.6

Capacité photovoltaïque installée à l'échelle mondiale



- La puissance solaire installée en Ontario est passée de 0,8 GW en 2012 à 1,2 GW l'année suivante[41]. Au tournant de 2015, elle s'élevait à 1,7 GW, soit environ 4,5 % de la capacité installée de la province[42]. Ailleurs au Canada, la capacité photovoltaïque raccordée au réseau électrique est plutôt faible, ne totalisant que 10 mégawatts (MW) en 2013[43]. Par rapport au reste du monde, la capacité de production d'énergie solaire canadienne est modeste, puisqu'elle ne constituait que 0,3 % de sa production totale d'électricité en 2013[44]. Plusieurs facteurs détermineront probablement s'il y a croissance dans ce secteur dans les années à venir, notamment le potentiel de production solaire locale, les coûts et les mesures incitatives, la facilité d'intégration de l'énergie produite aux réseaux existants et les nouvelles percées technologiques.
- Le potentiel de production d'énergie solaire est particulièrement élevé dans les régions arides et semi-arides situées près des tropiques[45]. Bien que le climat canadien soit modéré, le potentiel solaire de certaines villes des Prairies, Regina, Calgary et Winnipeg par exemple, se situe nettement au-dessus de la moyenne. Dans la plus grande partie du territoire canadien, le potentiel solaire est généralement plus élevé que celui de l'Allemagne qui avait pourtant la plus grande capacité solaire installée dans le monde en 2014. Il faut en conclure qu'il existe un potentiel considérable de croissance dans ce domaine au Canada[46].
- L'augmentation de la production solaire observée à l'échelle mondiale s'explique, entre autres, par la diminution des coûts résultant des avancées technologiques et de la production en série. En effet, le prix des panneaux solaires a chuté de 10,70 $ CA le watt en 2000 à 0,95 $ le watt en 2013[47]. Dans plusieurs régions du globe, l'énergie solaire a atteint la « parité réseau », ce qui signifie que le coût des systèmes photovoltaïques a diminué sous la portion variable par kilowattheure (kWh) des prix de l'électricité, la rendant concurrentielle avec d'autres sources d'énergie[48].

- Selon des études récentes, les coûts de la production photovoltaïque doivent baisser sous les prix de détail de l'électricité pour être concurrentiel sans bénéficier de mesures incitatives[49]. Les mesures de soutien les plus notables à ce jour sont les programmes de tarif de rachat garanti (TRG) et de tarif de rachat garanti pour microprojets de l'Ontario qui permettent aux producteurs d'énergie solaire de vendre à la province leur électricité à un prix garanti aux termes d'un contrat à durée prédéterminée[50,51]. À court terme, les programmes de soutien et leur étendue pourraient décider s'il y a croissance de la production solaire au Canada.
- L'intégration de l'électricité solaire aux réseaux électriques existants présente à la fois des défis et des occasions. Des mises à niveau de l'infrastructure pourraient être nécessaires pour maintenir la sécurité et la fiabilité des réseaux, étant donné le caractère décentralisé de la production solaire. En outre, les réseaux électriques doivent pouvoir compenser les fluctuations considérables qui sont associées à la production d'électricité solaire. Pour y arriver, on peut avoir recours à des sources de production souples, comme les centrales alimentées au gaz naturel, dont la production peut être rapidement augmentée ou réduite, ou des raccordements à des ressources d'autres réseaux électriques. Au Canada, les centrales hydroélectriques sont bien adaptées pour jouer ce rôle. L'eau peut être conservée dans des réservoirs hydroélectriques et utilisée par la suite pour produire de l'électricité en remplacement de l'énergie solaire. Cependant, la substitution de l'hydroélectricité par l'énergie solaire peut ne pas être pratique pour certaines sociétés de services publics.
- Dans certains cas, l'électricité produite par les consommateurs à partir de panneaux solaires installés à leur domicile fait concurrence aux génératrices en place. Cette concurrence pourrait entraîner une érosion de la clientèle des sociétés de services publics et se traduire par une hausse des coûts pour les autres clients. Bien que cela ne constitue pas encore un problème au Canada, certains États et groupes industriels aux États-Unis ont manifesté des craintes à cet égard[52]. En contrepartie, comme les installations solaires produisent souvent de l'énergie pendant les périodes de forte demande, l'énergie solaire pourrait aider à réduire la nécessité d'aménager de nouvelles installations de production et de transport. En outre, puisque le prix de l'électricité est généralement plus élevé en période de pointe, la production d'électricité solaire peut constituer une option intéressante pour les consommateurs qui paient ces tarifs de pointe.
- Les avancées technologiques à venir pourraient rendre plus rentable la production d'électricité solaire et faciliter l'intégration de cette énergie au réseau électrique. L'arrivée de nouvelles options pour le stockage de l'électricité produite à grande échelle pourrait donner un coup de pouce à l'industrie solaire. L'Ontario envisage à l'heure actuelle d'ajouter une capacité de stockage d'énergie de 50 MW à son réseau électrique[53].
- L'expérience d'autres pays révèle que l'énergie solaire peut occuper une place plus importante dans l'offre d'électricité. Si l'on prévoit que la capacité de production d'énergie solaire au Canada augmentera, il reste à voir quelle sera la croissance de ce secteur. Cela constitue une grande incertitude dans les hypothèses sur l'électricité utilisées dans le présent rapport. En Ontario, cette croissance a été forte, mais la situation est bien différente dans les autres provinces et territoires. Par conséquent, la percée de la production d'électricité solaire durant la période de projection reste très incertaine et dépendra en grande partie des politiques et des avancées technologiques futures.

Autres technologies émergentes

- Nombreux sont les exemples dans le secteur énergétique, où les progrès technologiques les plus importants sont survenus rapidement et où leur application à grande échelle s'est faite, de façon inattendue, en quelques années seulement. Les retombées de ces progrès sont facilement perceptibles dans les projections présentées dans ce rapport.
- L'un des exemples les plus éloquents de changement brusque découlant de la technologie se reflète dans les perspectives de production de gaz naturel au cours des huit dernières années. Dans le *rapport sur l'avenir énergétique du Canada en 2007*, on prévoyait une diminution constante de la production totale de gaz naturel au Canada, que l'on établissait à 297 Mm^3/j (10,5 Gpi^3/j) à l'horizon de 2030[54]. Or, en dépit d'hypothèses établissant le prix du gaz naturel à environ la moitié de celui de 2007, la présente édition du rapport AE 2016 prévoit que la production sera de 490 Mm^3/j (17,3 Gpi^3/j) en 2030, une hausse de 65 % par rapport à la prévision de 2007.
- Ce changement spectaculaire dans les perspectives de production de gaz naturel est en large partie attribuable aux avancées technologiques qui sont survenues depuis. De nombreuses avancées dans ce domaine n'ont mis que quelques années avant d'être adoptées à grande échelle. Il faut toutefois ajouter que l'innovation dans ce secteur est aussi la résultante de l'offre et de la dynamique de marché qui prévalaient à l'époque. Les prix relativement élevés du gaz naturel de 2005 à 2008 ont constitué un terreau fertile aux investissements supplémentaires dans le développement de la technologie. De plus, la nature concurrentielle du marché du gaz naturel en Amérique du Nord et sa capacité d'adaptation ont favorisé l'expérimentation de nouvelles technologies. Dans beaucoup de régions où l'on a enregistré une croissance de la production, il existait déjà une infrastructure de traitement et de transport du gaz naturel en grandes quantités, résultat de dizaines d'années d'exploitation, de sorte qu'il a été possible d'augmenter la production et de rejoindre facilement les marchés de consommation. Dans d'autres régions qui ont connu une croissance, il a fallu construire l'infrastructure pour avoir accès aux marchés. Ces facteurs, combinés aux développements technologiques, ont amené cette transformation spectaculaire du marché du gaz naturel nord-américain.
- Une foule de technologies au stade du développement pourraient transformer la filière énergétique. C'est le cas de la capacité de stockage de l'électricité à l'échelle du réseau, de diverses technologies de production d'électricité à partir de ressources renouvelables, de la capture et stockage de carbone (CSC) et des véhicules alimentés par des carburants de remplacement. Beaucoup de ces innovations pourraient avoir un effet domino sur l'efficacité des autres technologies. Ainsi, les améliorations dans le domaine de la technologie des accumulateurs des véhicules électriques pourraient profiter des percées dans le secteur du stockage de l'énergie par les sociétés de services publics. De même, le stockage d'énergie pourrait contribuer à stabiliser les réseaux d'électricité et agir comme source tampon durant les périodes de forte demande d'électricité, ce qui, en retour, pourrait permettre aux énergies renouvelables d'occuper une part plus importante de la capacité du réseau électrique.
- D'ici à 2040, il est probable que des avancées que l'on ne peut pas prévoir verront le jour. La présente analyse est fondée sur des hypothèses prudentes en matière de technologie et présume que les améliorations sur le plan de la technologie et de l'efficacité se feront lentement et de façon progressive tout au long de la période de projection. Il n'est pas dans le mandat du présent rapport de spéculer sur les technologies à venir.

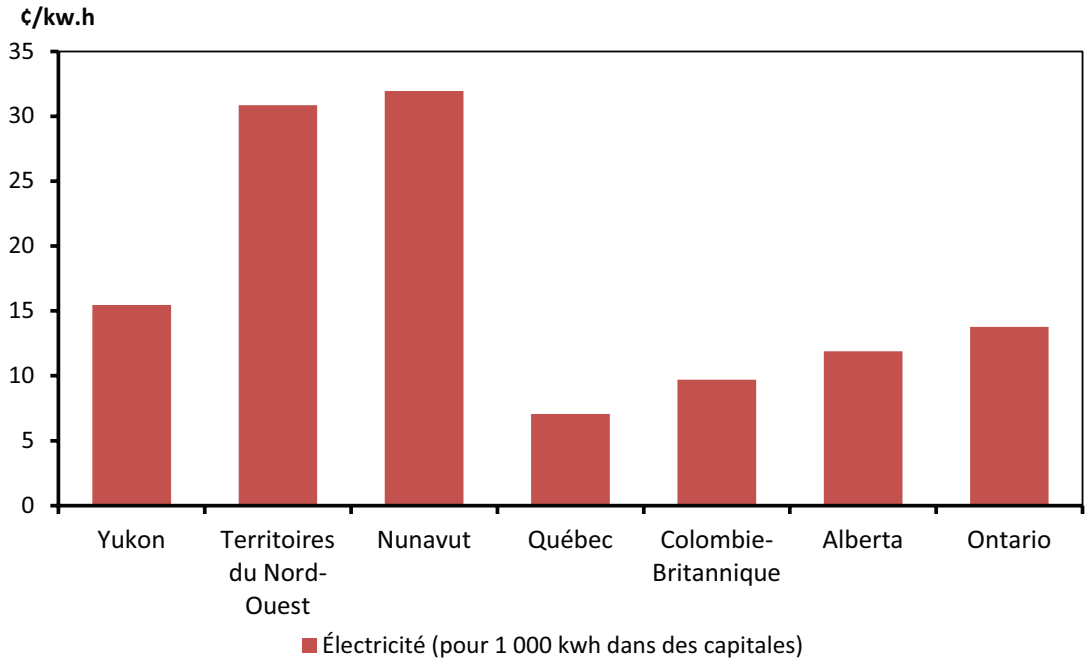
Dynamique du marché propre aux régions

Évolution du bouquet énergétique dans les territoires du Canada

- En matière de consommation d'énergie, le Yukon, les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut forment une région distincte au Canada. Leur éloignement, leurs conditions météorologiques extrêmes, leur production locale d'énergie limitée, leur population dispersée et leur infrastructure de transport d'énergie elle aussi limitée font en sorte que les consommateurs disposent de peu d'options pour se procurer du carburant. La plupart des collectivités établies dans ces territoires doivent s'en remettre aux produits pétroliers raffinés qui viennent de l'extérieur, principalement du diesel, pour répondre à leurs besoins d'électricité et de chauffage. Cela explique que leurs coûts d'énergie soient les plus élevés au pays. La figure 2.7 illustre les coûts d'électricité résidentielle de ces trois territoires par rapport à ceux d'autres régions du Canada. De même, les coûts de chauffage sont généralement plus élevés. Le mazout de chauffage est le combustible le plus utilisé dans ces territoires, et il coûte généralement plus cher que les combustibles employés dans la majorité des autres régions au Canada. De plus, en raison des températures plus froides dans le Nord, la consommation d'énergie pour le chauffage est aussi plus forte. Au cours des dernières années, ces coûts élevés ont amené des joueurs à se tourner vers des sources d'énergie moins coûteuses, ce qui pourrait changer durablement le panier d'énergie dans les collectivités nordiques.

FIGURE 2.7

Coûts de l'électricité pour utilisation finale au Yukon, aux TNO, au Nunavut, au Québec, en Colombie-Britannique, en Alberta et en Ontario



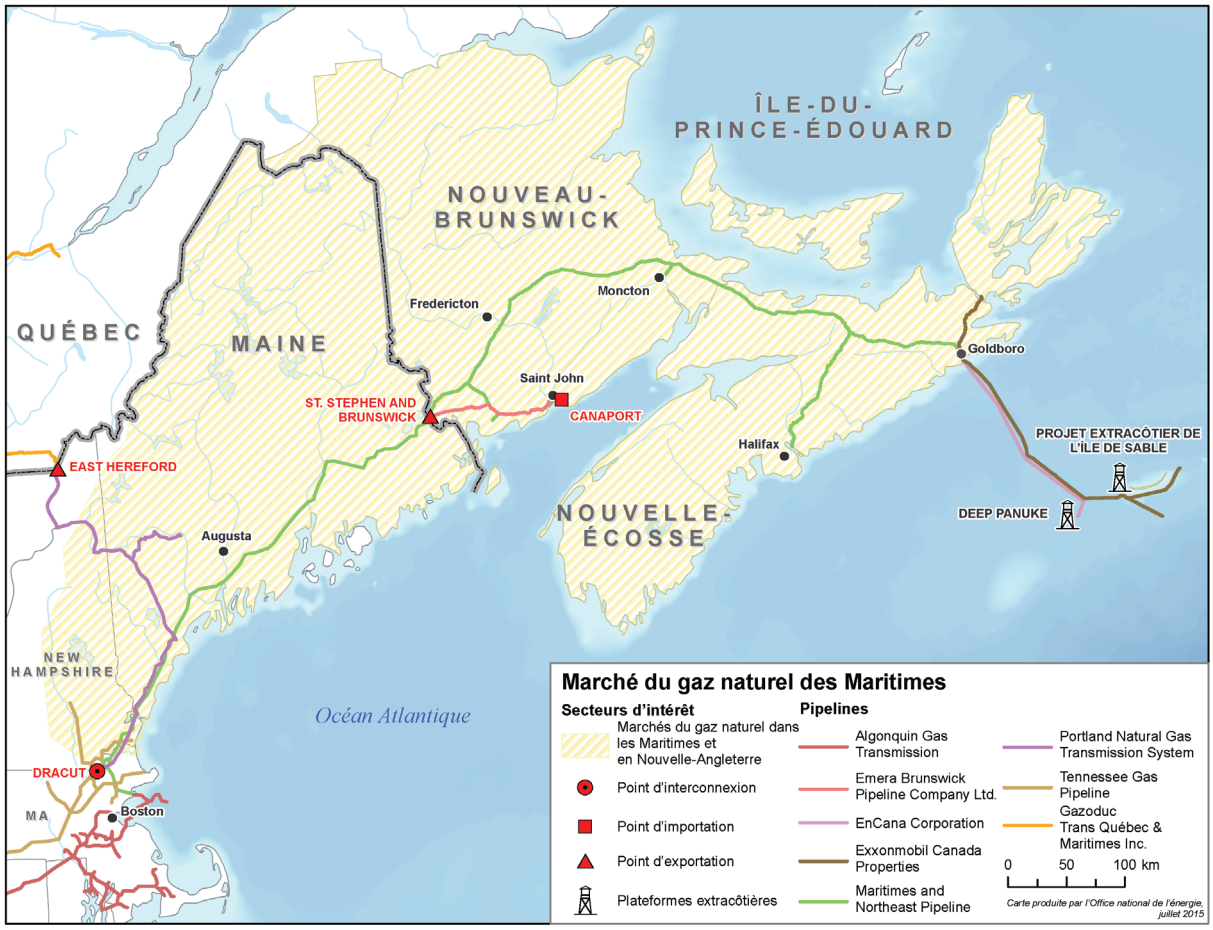
- Un autre aspect est propre aux territoires : l'activité minière est une composante clé de la demande d'énergie et un élément moteur de l'économie. De ce fait, la mise en service ou la fermeture d'une mine peut avoir une incidence considérable sur la consommation d'énergie et l'approvisionnement énergétique de la région. Il se peut donc que les projections de la demande d'énergie soient plus incertaines que les perspectives, plus stables, des provinces.
- La production énergétique limitée et l'absence de pipelines pour amener le pétrole et le gaz naturel dans les territoires obligent ceux-ci à faire venir leurs carburants par camions ou par barges. Si le Yukon est généralement bien desservi par ses trois grandes routes, il en est autrement des TNO, où l'accès est limité, et du Nunavut qui n'est raccordé au reste du Canada par aucune grande route. Dans les collectivités éloignées des TNO et du Nunavut, il faut transporter par barge les produits énergétiques qui permettent de répondre aux besoins de la population. En raison de ces contraintes, 69 % de l'énergie consommée dans les territoires en 2013 étaient constitués de produits pétroliers raffinés, comparativement à 31 % dans le reste du Canada.
- À Inuvik, le champ de gaz qui se trouvait à proximité est épuisé. Afin de se servir de l'infrastructure pour le gaz naturel déjà en place pour chauffer les habitations et les commerces dans cette ville, on a commencé à faire venir du propane, source d'énergie moins coûteuse, par camion, que l'on mélange avec de l'air pour obtenir du gaz naturel synthétique[55].
- La biomasse, particulièrement les granulés de bois, devient de plus en plus un combustible de remplacement intéressant pour les besoins de chauffage, surtout aux TNO[56]. La capacité totale installée des chaudières à granulés de bois enregistrées dans ce territoire a augmenté de 35 % par année depuis 2006[57]. Pour soutenir cet élan, les TNO peuvent produire de la biomasse à partir des débris laissés par les feux de forêt, et étendre son utilisation au chauffage dans les districts.
- La hausse des prix du carburant a fait en sorte que le GNL est devenu une solution de rechange concurrentielle pour la production d'électricité au Yukon et aux TNO. La Northwest Territories Power Corporation achemine du GNL par camion à cette fin depuis Delta, en Colombie-Britannique, et ce, depuis la fin de 2013[58]. Les résultats intéressants de cette approche l'ont incité à mener des études de faisabilité pour savoir s'il serait avantageux de reproduire l'expérience dans d'autres collectivités des TNO. La Yukon Electrical Company a commencé à transporter du GNL jusqu'à Whitehorse en 2015, où il peut être employé pour alimenter une génératrice biénergie lorsque les circonstances sont propices[59]. Le coût du GNL pourrait baisser quand entreront en service les usines de liquéfaction du gaz naturel à Elmworth, en Alberta, et à Dawson Creek, en Colombie-Britannique. On envisage aussi d'utiliser le GNL pour alimenter des mines situées en régions éloignées un peu partout dans les territoires.
- Les projections du rapport AE 2016 sont fondées sur l'hypothèse que ces tendances se poursuivront à un rythme graduel et que le recours à la biomasse et au GNL connaîtra une croissance constante.

Le marché du gaz naturel en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick

- La Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick, ainsi que les États du Maine et du New Hampshire, en Nouvelle-Angleterre, forment un marché gazier distinct.
- Les prix du gaz naturel dans cette région sont plus élevés et fluctuent davantage que dans le reste du Canada, en particulier durant l'hiver, quand il y a une hausse de la demande. À titre d'exemple, de décembre 2014 à mars 2015, le prix au comptant du gaz naturel au carrefour régional de Dracut, au Massachusetts, s'établissait, en moyenne, à 11,16 $ US par million de BTU (MBTU). En comparaison, durant la même période, il se négociait à 2,37 $ US/MBTU en Alberta et à 3,69 $ US/MBTU au carrefour Dawn, en Ontario. Ces écarts s'expliquent principalement par la production limitée de gaz naturel dans la région et par les engorgements pipeliniers dans le Nord-Est des États-Unis.
- La production d'électricité et les utilisations industrielles constituent les deux principales composantes de la consommation de gaz naturel sur ce marché. Une petite quantité de gaz naturel est aussi employée pour chauffer les bâtiments commerciaux et résidentiels. En 2013, la consommation de gaz naturel de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick a totalisé 66,8 PJ, soit 4 914 10^3m^3/j (173 Mpi^3/j).
- On prévoit que la production de gaz naturel de la région, qui provient de deux installations situées au large des côtes, diminuera en raison de problèmes techniques et de l'épuisement de la ressource. Au Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (PÉES), la production recule constamment depuis quelques années et s'établissait en moyenne à 4 097 10^3m^3/j (145 Mpi^3/j) en 2014, comparativement à 9 038 10^3m^3/j (319 Mpi^3/j) quatre ans plus tôt[60].
- La production au projet extracôtier Deep Panuke a commencé en août 2013; en 2014, elle s'élevait, en moyenne, à 5 742 10^3m^3/j (203 Mpi^3/j)[61]. Au début de 2015, on a constaté que la quantité d'eau extraite était plus élevée que ce qu'on avait prévu. L'exploitant, Encana, a annoncé récemment que la production serait restreinte à la saison hivernale, quand les prix sont habituellement plus élevés[62]. La production de ces installations a cessé en juin 2015.
- À la baisse de production locale s'ajoutent, pour la région, des difficultés d'accès pour importer du gaz naturel auprès de sources situées dans le Nord-Est des États-Unis, conséquence d'engorgements pipeliniers en aval.

FIGURE 2.8

Infrastructure pipelinière sur le marché du gaz naturel en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Angleterre



- La figure 2.8 dépeint l'infrastructure pipelinière de la région. Le principal gazoduc qui alimente ce marché et celui de Maritimes & Northeast Pipeline (M&NP). Il prend son origine à Goldboro, en Nouvelle-Écosse, traverse le Nouveau-Brunswick et franchit la frontière entre le Canada et les États-Unis, où il se raccorde au tronçon américain de M&NP. À la frontière, ce gazoduc rejoint aussi celui d'Emera Brunswick Pipeline, qui achemine du gaz naturel depuis le terminal d'importation de méthane Canaport LNG établi à Saint John, au Nouveau-Brunswick. En territoire américain, le gazoduc M&NP poursuit son chemin et traverse le Maine et le New Hampshire pour aboutir au Massachusetts. De ce côté de la frontière, il se raccorde à plusieurs autres gazoducs.
- Le gazoduc M&NP peut être employé pour importer du gaz naturel, même si sa vocation première est l'exportation. La plupart du temps, le gaz naturel circule du Canada vers les États-Unis, mais celui provenant du terminal méthanier Canaport ou de notre voisin du Sud circulera dans l'autre direction durant les périodes de forte demande ou durant les interruptions de production au large des côtes de la Nouvelle-Écosse. Cette source d'approvisionnement est toutefois limitée par la capacité des gazoducs interconnectés en territoire américain et par le coût relativement élevé des importations de GNL à partir du terminal méthanier Canaport.

- Dans l'espoir d'accroître la disponibilité de gaz naturel vers la région, plusieurs projets d'agrandissement et initiatives de désengorgement sont actuellement en préparation aux États-Unis et aux premiers stades de l'examen réglementaire. L'entrée en exploitation de ces projets est prévue pour 2017 et 2018.
- Il reste à voir si ces projets seront approuvés par les autorités et construits et, le cas échéant, s'ils auront un effet sur le marché du gaz naturel de la région. Vu cette incertitude, dans le présent rapport, on a présumé que l'écart historique de prix entre ce marché et le carrefour Henry demeurera constant pour établir les projections de prix du gaz naturel pour utilisation finale en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick. Si l'accès au gaz naturel devait être facilité et les prix de celui-ci dans la région devaient s'approcher davantage de ceux du reste de l'Amérique du Nord, la consommation de gaz naturel comme combustible dans ces provinces pourrait être supérieure à celle prévue dans la présente analyse.

Échange des droits d'émission au Québec et en Californie

- En novembre 2009, le gouvernement du Québec s'est donné comme objectif de réduire les émissions de 20 % sous le niveau de 1990 d'ici 2020. Pour y arriver, il a ajouté qu'il mettrait en place un système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de GES[63]. Afin de l'aider dans cette tâche, le Québec s'est associé à la Western Climate Initiative (WCI), une société sans but lucratif constituée dans le but d'élaborer des programmes d'échange de droits d'émissions de GES[64].
- Le programme de plafonnement et d'échange de droits d'émission élaboré par la WCI vise à réglementer les émissions de CO_2 et de six autres sources de GES. La Californie est aussi partenaire de la WCI et tient des ventes aux enchères conjointes avec le Québec pour les unités d'émission.
- Brièvement, dans un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission, on fixe le plafond d'émissions de GES autorisé sur un territoire donné, puis on établit le nombre de permis disponibles en fonction de ce niveau. Les intervenants sur le marché doivent se procurer des unités d'émission correspondant aux GES qu'ils prévoient émettre durant la période visée. En général, le plafond diminue avec le temps. Le montant qu'un participant au marché souhaite payer pour des unités d'émission est directement lié au coût qu'il doit assumer pour réduire ses émissions de GES. Grâce à ce système qui réunit de nombreux participants, les forces du marché établissent le prix des émissions de GES pour l'ensemble de l'économie. L'avantage d'un tel système vient du fait que les joueurs qui sont capables de réduire leurs émissions à un coût moindre que le prix des unités d'émissions choisiront de le faire. Dans le cas des participants pour qui il en coûte plus cher de réduire leurs émissions, ils préfèreront acheter des unités d'émission, ce qui signifie que les réductions de GES sont réalisées d'une façon qui est efficace sur le plan économique.
- Le gouvernement du Québec tient des enchères quatre fois par années pour vendre les unités d'émission. Un prix plancher de 10,75 $ CA la tonne d'émissions de GES a été établi pour 2013. Il est prévu que ce prix augmentera de 5 % par année, plus inflation, jusqu'en 2020. Parallèlement, le plafond d'émissions diminuera de façon constante à raison de 3 % à 4 % par année environ. Lors de la vente aux enchères conjointe Californie-Québec tenue en février 2015, les unités d'émission ont été vendues autour de 12 $ US (15 $ CA)[65]. Il s'agissait du prix le plus élevé payé depuis l'instauration de ce programme.

- Le coût futur des unités d'émission du Québec constitue une grande incertitude en ce qui a trait à la consommation d'énergie au Québec et se reflète dans les projections du présent rapport. Celui-ci reprend l'analyse de la WCI qui donne à penser que les prix passeront d'une moyenne de 15 $ CA la tonne d'émissions de GES en 2015 à 55 $ CA la tonne en 2020 et qui suppose qu'ils continueront d'augmenter au rythme de l'inflation jusqu'à la fin de la période de projection[66].
- En 2015, le gouvernement de l'Ontario a annoncé son intention de mettre en place un programme de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de gaz à effet de serre qui rejoindra le programme conjoint entre le Québec et la Californie[67]. Peu de détails concernant ce programme ont jusqu'à maintenant filtré, et le rapport AE 2016 ne tient pas compte de celui-ci.

1. Office national de l'énergie : Dynamique du marché de l'énergie au Canada
2. Office national de l'énergie : Index des Aperçus du marché
3. Office national de l'énergie : Information sur l'énergie
4. Environnement et Changement climatique Canada : l'eau – Au Canada
5. BP: Statistical Review of World Energy 2015
6. Agence internationale de l'énergie : Uranium 2014 – Ressources, Production et demande (en anglais)
7. BP: Statistical Review of World Energy 2015
8. Agence internationale de l'énergie : Canada – Bilan pour 2012 (en anglais)
9. U.S. Energy Information Administration: Crude Oil Production
10. BP: Statistical Review of World Energy 2015
11. U.S. Energy Information Administration: Annual Energy Outlook 2015
12. U.S. Energy Information Administration: Annual Energy Outlook 2015
13. Office national de l'énergie : Aperçu du marché – Projets de GNL sur la côte Est pour faire front aux difficultés sur le plan de la concurrence et de l'offre
14. U.S. Environmental Protection Agency: Fact Sheet – Overview of the Clean Power Plan
15. U.S. Environmental Protection Agency: Carbon Pollution Emission Guidelines for Existing Stationary Sources: Electric Utility Generating Units – Final Rule
16. Office national de l'énergie : Aperçu du marché – Électricité canadienne admissible dans le cadre du plan américain pour une énergie propre
17. Intergovernmental Panel on Climate Change: Climate Change 2014 – Synthesis Report
18. Environnement et Changement climatique Canada : Tendances en matière d'émissions au Canada
19. Environnement et Changement climatique Canada : Le sixième rapport du Canada sur les changements climatiques, 2014
20. Environnement et Changement climatique Canada : Rapport d'inventaire national 1990-2013
21. U.S. Energy Information Administration: Frequently Asked Questions
22. Office national de l'énergie : Avenir énergétique en 2013 – Contexte énergétique
23. U.S. Energy Information Administration: Drilling Productivity Report
24. Haliburton: RapidFrac Multistage Fracturing System
25. Alberta Energy Regulator: ST98- Alberta's Energy Reserves & Supply/Demand Outlook
26. Haliburton: EquiFlow Flow Control Devices
27. Petroleum Technology Research Centre: JIVE research program
28. Cenovus: Wedge Well technology
29. Office national de l'énergie : Supplément Avenir énergétique du Canda : facteurs de sensibilité de la demande – section 2.2 Intensité de la consommation de gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux
30. Office national de l'énergie : Aperçu du marché – Les installations de GNL à petite échelle sont situées à des endroits stratégiques pour répondre à la demande intérieure de GNL en émergence
31. Office national de l'énergie : Dynamique du marché de l'énergie au Canada – Revue de2014 – Énergie dans le Nord
32. SaskEnergy: 2014 Annual Report
33. FortisBC: Revelstoke Natural Gas Conversion Project

34. Alliance canadienne pour les véhicules au gaz naturel : Faits saillants des flottes canadiennes au gaz naturel
35. Environmental Defense Fund: Climate Impacts of Heavy Duty Natural Gas Trucks
36. Fleets and Fuels: As Reported Here First: Exit the 15L
37. Agence internationale de l'énergie : Tendances en applications photovoltaïques, 2015 (en anglais)
38. Agence internationale de l'énergie : Tendances en applications photovoltaïque, 2014 (en anglais)
39. Solar Energy Industry Association: Solar Energy Facts - 2014 Year in Review
40. U.S. Energy Information Administration: *Today in Energy* –
41. Canadian Solar Industries Association: National Survey Report of PV Power Applications in Canada 2013
42. Ministère de l'Énergie de l'Ontario : Rapport T1 2015 sur l'énergie de l'Ontario
43. Canadian Solar Industries Association: National Survey Report of PV Power Applications in Canada 2013
44. Canadian Solar Industries Association: National Survey Report of PV Power Applications in Canada 2013
45. Agence internationale de l'énergie : Feuille de route technologique – Énergie solaire photovoltaïque
46. Canadian Solar Industries Association: Solar Vision 2025
47. Canadian Solar Industries Association: National Survey Report of PV Power Applications in Canada 2013
48. Agence internationale de l'énergie : Feuille de route technologique – Énergie solaire photovoltaïque
49. International Energy Agency: Residential Prosumers
50. Canadian Solar Industries Association: National Survey Report of PV Power Applications in Canada 2013
51. Ministère de l'Énergie de l'Ontario : programmes de TRG et de TRG pour micro projets
52. New York Times: Solar Panel Payments Set Off a Fairness Debate
53. Ministère de l'Énergie de l'Ontario : Plan énergétique à long terme de l'Ontario
54. Office national de l'énergie : L'avenir énergétique du Canada – Scénario de référence et scénarios prospectifs jusqu'en 2030.
55. Inuvik Gas Ltd: Frequently Asked Questions
56. Arctic Energy Alliance: Fuel Cost Library – Spring 2015
57. Office national de l'énergie : Chauffage à la biomasse – Hausse de la capacité des chaudières à granulés de bois aux TNO
58. Northwest Territories Power Corporation: Inuvik LNG Project
59. Yukon Energy : Using our LNG Generators for Back-up Power
60. Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers : Données de production (en anglais)
61. Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers : Données de production (en anglais)
62. Encana: Résultats du premier trimestre, 12 mai 2015
63. Gouvernement du Québec : Cible de réduction des émissions de GES, 23 novembre 2009
64. Western Climate Initiative, Inc.
65. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques : Rapport sommaire des résultats – Vente aux enchères conjointe no 2 de février 2015
66. WCI Economic Modeling Team: Discussion Draft Economic Analysis Supporting the Cap-and-Trade Program – California and Québec
67. Gouvernement de l'Ontario : Communiqué – 13 avril 2015

Facteurs clés

- Le présent rapport examine six scénarios : un scénario de référence, qui propose une perspective de base modérée des prix de l'énergie et de la croissance économique futurs, deux scénarios de sensibilité liés aux prix et trois scénarios de sensibilité additionnels. Ces derniers regroupent une foule d'incertitudes et de situations possibles pour la filière énergétique canadienne durant la période de projection. Ces scénarios de sensibilité, appelés « scénario de prix élevés » et « scénario de prix bas » situent le pétrole brut et le gaz naturel dans un contexte de prix plus élevés et de prix plus bas. Les autres scénarios de sensibilité, abordés dans les chapitres 10 et 11, examinent les situations où la capacité de transport du pétrole est limitée (scénario de capacité limitée), ceux où les exportations de GNL sont élevées (scénario de GNL élevé) ou nulles (scénario de GNL zéro).

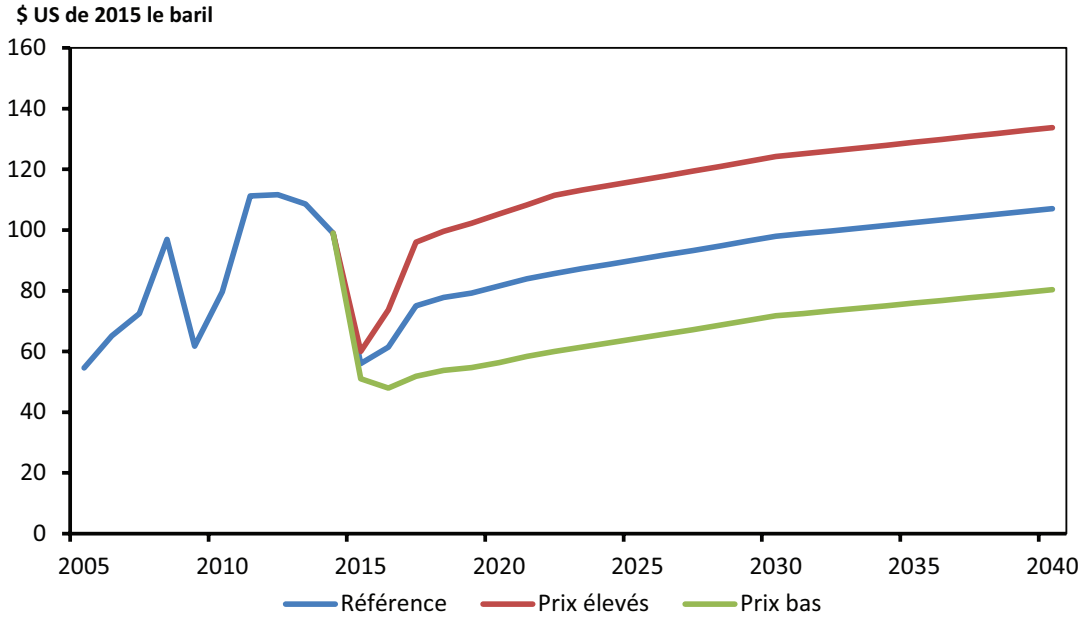
Prix de l'énergie

Prix du pétrole brut

- Le prix du pétrole brut Brent est un prix de référence crucial pour l'établissement des prix du pétrole brut à l'échelle mondiale. Le scénario de référence repose sur l'hypothèse qu'il s'établira en moyenne à 56 $ US/b en 2015. Comme l'illustre la figure 3.1, le prix, en dollars constants de 2015, augmente progressivement pour se situer autour de 80 $ US/b en 2020. Par la suite, il augmente progressivement pour atteindre 107 $ US/b à l'horizon 2040. Comme on l'a mentionné au chapitre 2, la croissance récente de la production de pétrole des réservoirs étanches et des formations schisteuses en Amérique du Nord s'est traduite par une hausse de l'offre à l'échelle mondiale qui a été suivie par une chute marquée des prix depuis le milieu de 2014. La croissance continue de la demande mondiale et la nécessité de se tourner vers des ressources dont les coûts de production sont plus élevés se traduisent par une croissance modérée des prix durant la période de projection. Dans le scénario de référence, le prix du pétrole brut WTI, prix de référence pour les prix du brut aux États-Unis, se situe environ 5 $ US/b sous le prix du Brent pendant le même horizon temporel. Quant au prix du pétrole Western Canadian Select (WCS), prix de référence du pétrole brut lourd de l'Ouest canadien, il s'établit en moyenne à 17 $ US/b sous le prix du WTI.

FIGURE 3.1

Prix du pétrole brut Brent – Scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas



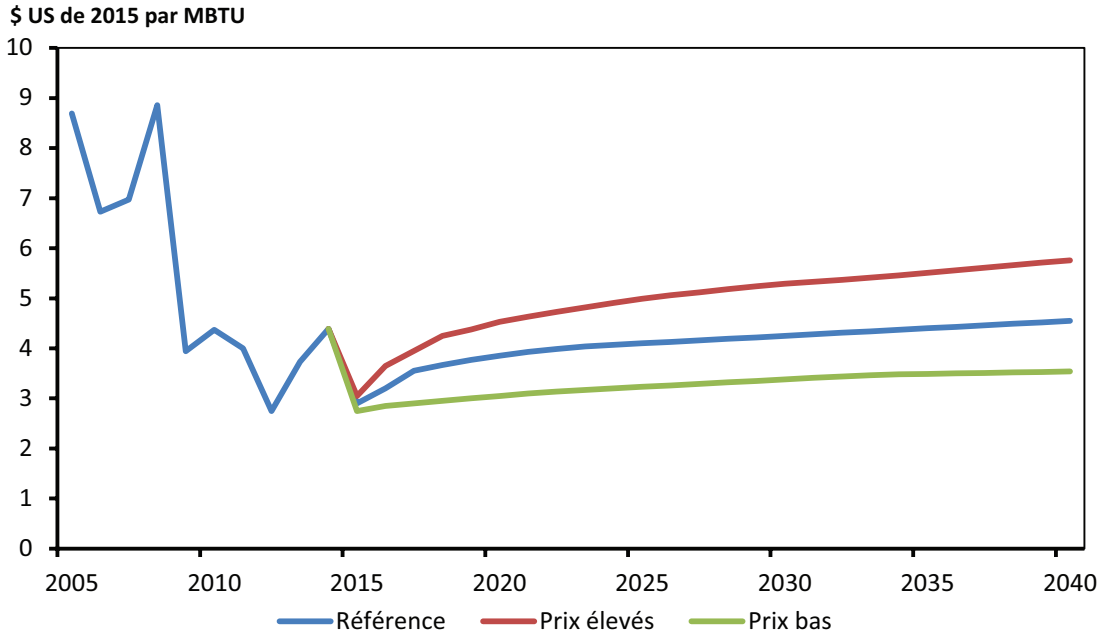
- Dans le scénario de prix bas, le prix du Brent est fixé, en moyenne, à 26 $ US/b sous le prix du scénario de référence tout au long de la période de projection pour s'élever à 80 $ US/b en 2040. Enfin, dans le scénario de prix élevés, le Brent est en moyenne 26 $ US/b plus élevé que le prix du scénario de référence, et atteint 134 $ US/b en 2040.

Prix du gaz naturel

- Le scénario de référence pose comme hypothèse que le prix du gaz naturel au carrefour Henry passera de 2,90 $ US/MBTU en 2015 à 4,55 $ US/MBTU en 2040, en dollars constants de 2015. C'est ce qu'illustre la figure 3.2. Soutenus par une croissance constante de la demande en Amérique du Nord, les prix augmentent graduellement au cours de la période de projection.

FIGURE 3.2

Prix du gaz naturel au carrefour Henry, en Louisiane – Scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas



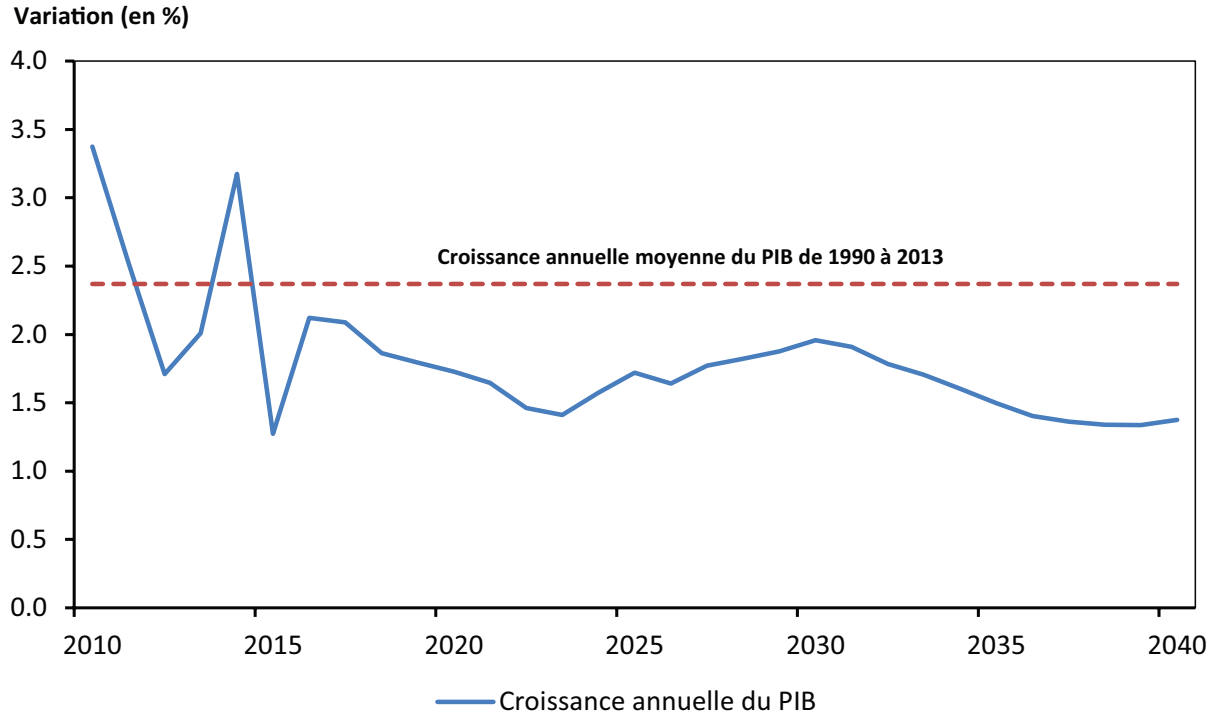
- Dans le scénario de prix bas, le prix du gaz naturel atteint 3,55 $ US/MBTU en 2040 comparativement à 5,75 $ US/MBTU dans le scénario de prix élevés.

Économie

- L'économie joue un rôle clé dans le portrait énergétique. La croissance de l'économie, la production industrielle, l'inflation et les taux de change ainsi que la croissance démographique sont des composantes macroéconomiques importantes qui influent sur les perspectives d'offre et de demande d'énergie.
- Comme le montre la figure 3.3, on prévoit un taux de croissance du produit intérieur brut (PIB) réel au Canada de 1,7 % par année en moyenne de 2014 à 2040. Pendant les cinq premières années de la prévision, la croissance économique se situe en moyenne à 1,8 %, puis elle ralentit quelque peu à plus long terme pour s'établir en moyenne à 1,6 % par année de 2020 à 2040. Il s'agit d'une croissance plus lente que la tendance historique alors que le taux annuel du PIB réel s'est élevé en moyenne à 2,4 % de 1990 à 2013.

FIGURE 3.3

Croissance annuelle du PIB – Scénario de référence



- La démographie joue un rôle de premier plan dans les projections macroéconomiques à long terme. Les Canadiens et les Canadiennes nés entre 1946 et 1965, soit la génération du baby-boom, forment une grande partie de la population active actuelle. Les plus âgés de cette génération ont commencé à prendre leur retraite, un mouvement qui se poursuivra durant les 20 prochaines années. Cette situation fait en sorte que la population en âge de travailler baissera durant la période de projection, avec comme effet une croissance moins rapide de la main-d'œuvre par rapport à la tendance historique. Il s'agit d'un grand déterminant dans l'essor modéré de l'économie.
- Les États-Unis sont le principal partenaire commercial du Canada. La performance de l'économie américaine a des répercussions importantes sur la croissance économique au Canada. Dans le scénario de référence, la croissance du PIB aux États-Unis est de 2,4 % en moyenne de 2014 à 2040. Toujours selon le même scénario, le taux de change demeure relativement stable autour de 0,80 $ US/$ CAN durant la même période.
- Ces dernières années, la croissance des pays en développement comme la Chine et l'Inde a été plus soutenue que celle des pays développés. Ces marchés constituent une destination toujours plus importante pour les produits canadiens. On observe cependant des signes d'essoufflement de ces économies par rapport au passé récent, mais on s'attend tout de même à ce que la croissance à long terme de ces régions demeure relativement forte durant la période de projection, et à ce que ces pays continuent d'être des composantes clés de la croissance des secteurs canadiens axés sur les exportations.

- Sur le plan régional, le scénario de référence prévoit que c'est en Colombie-Britannique que la croissance économique sera la plus soutenue, à 2,0 % par année en moyenne de 2014 à 2040. Grâce aux investissements qu'amènent les exportations de GNL et une forte croissance de la production de gaz naturel dans le scénario de référence, on s'attend à une activité économique supérieure à la moyenne. Avec une croissance économique de 1,7 % par année de 2014 à 2040, l'Alberta tire également son épingle du jeu. La croissance de la production tirée des sables bitumineux est plus lente que celle que l'on avait prévue dans les versions précédentes du rapport sur *l'Avenir énergétique*, ce qui s'explique par des hypothèses de prix plus bas. Néanmoins, ce secteur demeure une composante clé de la croissance de cette province. En ce qui a trait au Québec et à l'Ontario, on établit la croissance moyenne de leur PIB à 1,7 % en moyenne au cours de la période de projection. C'est dans la région de l'Atlantique que la croissance est la plus lente, en raison de l'essor démographique aussi plus lent et de la diminution, à long terme, de la production de pétrole et de gaz naturel au large des côtes.
- Dans le scénario de prix élevés, le PIB total réel surpasse de 2.1 % celui du scénario de référence à l'horizon 2040. Grâce à une plus forte production de pétrole et de gaz naturel, la croissance de l'économie est plus marquée dans l'Ouest du Canada, tandis que les coûts plus élevés du pétrole comme intrant ont peu d'incidence sur les économies basées sur de grands secteurs manufacturiers à forte intensité énergétique. Dans le scénario de prix bas, le PIB réel est de 2,7 % sous le niveau du scénario de référence en 2040.

Principales incertitudes liées aux perspectives

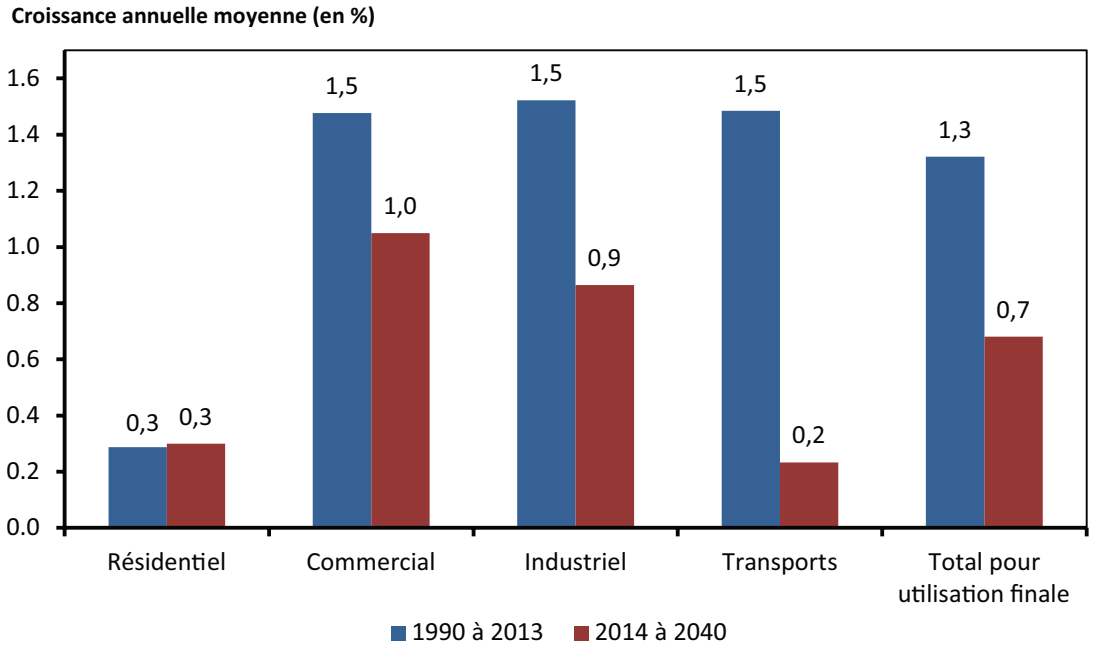
- Les prix de l'énergie sont un élément d'incertitude de première importance dans les projections. Les scénarios de prix élevés et de prix bas appréhendent une partie de cette incertitude. Cependant, les prix pourraient tomber à l'extérieur de la plage retenue, ou fluctuer de façon spectaculaire à court terme.
- La conjoncture se répercute fortement sur la filière énergétique canadienne. Plusieurs grandes incertitudes pourraient peser sur les facteurs économiques et, donc, sur l'offre et la demande d'énergie décrites dans le rapport AE 2016.
    - La demande internationale de biens canadiens dont la fabrication exige parfois beaucoup d'énergie se répercutera sur les industries étroitement associées aux exportations. Si la croissance économique est plus rapide ou plus lente aux États-Unis, principal partenaire commercial du Canada, les projections au sujet de l'économie et de la demande d'énergie seraient affectées. La solidité de la croissance économique de beaucoup de marchés émergents constitue aussi un facteur d'incertitude clé dans les projections.
    - Les grands projets des secteurs minier, pétrolier, gazier et de l'électricité entrent dans les projections macroéconomiques de la présente analyse pour diverses provinces. Le rythme de réalisation de ces projets demeure incertain, tout comme leur effet d'accélération ou de décélération de la croissance économique.
    - L'incertitude liée à l'essor des exportations de GNL ou la construction de nouvelles infrastructures pour l'exportation du pétrole pourraient avoir des incidences sur l'économie canadienne et, par voie de conséquence, sur les projections concernant l'offre et la demande d'énergie. Le scénario de capacité limitée et les scénarios de GNL élevé et de GNL zéro cernent certains aspects de cette incertitude possible. Il en est question aux chapitres 10 et 11.

Perspective en matière de demande d'énergie

- Dans la présente analyse, la demande d'énergie pour utilisation finale (énergie secondaire) au Canada vise l'énergie consommée dans quatre secteurs. Il s'agit des secteurs résidentiel, commercial, industriel et des transports. L'énergie utilisée pour produire de l'électricité est classée dans la demande primaire. L'essentiel du présent chapitre s'attache à la consommation finale par secteur, mais une section à la fin, traite brièvement de la demande primaire. Le chapitre 8 trace un portrait de la production d'électricité et des combustibles utilisés dans ce secteur.
- La demande d'énergie pour utilisation finale comprend la consommation d'énergie à des fins non énergétiques et celle des producteurs. La consommation à des fins autre que la production d'énergie s'applique quand des produits énergétiques servent à autre chose qu'à la production d'un carburant. La charge d'alimentation pétrochimique, les lubrifiants et l'asphalte en sont des exemples. La consommation par les producteurs englobe l'énergie consommée par ceux-ci pour exercer leurs activités. Cela comprend, par exemple, la combustion de gaz naturel par les producteurs de gaz naturel pour alimenter les compresseurs et l'équipement servant au traitement du gaz naturel.
- Selon le scénario de référence, la demande totale d'énergie pour utilisation finale augmente, mais à un rythme moins soutenu que par le passé. On constate, en consultant la figure 4.1, que cette consommation s'est accrue de 1,3 % par année de 1990 à 2013. Pour la période allant de 2014 à 2040, elle augmente d'à peine plus de la moitié, soit de 0,7 % par année.

FIGURE 4.1

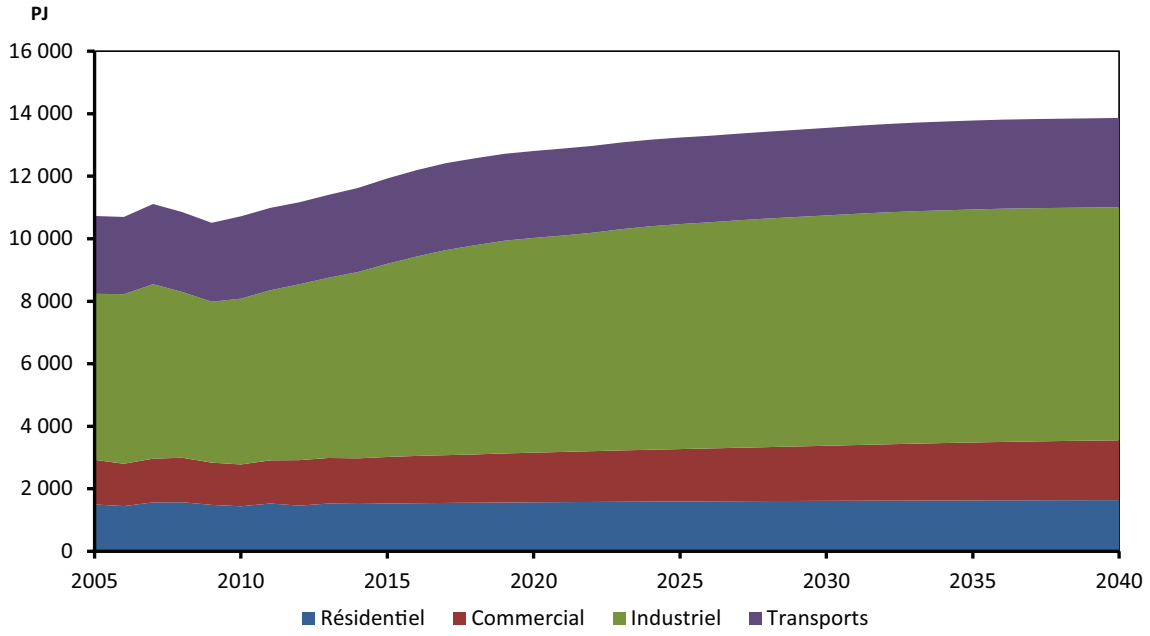
Croissance passée et projetée de la demande d'énergie pour utilisation finale par secteur – Scénario de référence



- La figure 4.2 montre que le secteur industriel, en raison de sa plus grande part de la demande totale, est le principal contributeur de la croissance générale. Elle révèle aussi les répercussions sur la demande d'énergie au Canada du ralentissement économique observé à l'échelle mondiale en 2009. On peut voir que la demande d'énergie pour utilisation finale s'est établie à 10 234 PJ, son plus bas niveau depuis 2002. En 2013, cette demande s'élevait à 11 027 PJ; c'était la première année depuis 2007 – quand la demande a totalisé 10 950 PJ – que le Canada renouait avec son niveau d'avant la récession.

FIGURE 4.2

Demande pour utilisation finale par secteur – Scénario de référence



- L'intensité énergétique totale, c'est-à-dire la consommation d'énergie par unité d'activité économique, diminue à un taux annuel moyen de 1,0 % pendant la période de projection. Il s'agit d'une tendance à la baisse historique qui se poursuit, bien que le rythme soit un peu moins rapide. De 1990 à 2012, l'intensité énergétique a reculé de 1,2 % par année en moyenne. Divers facteurs influent sur l'intensité énergétique, notamment les gains d'efficacité énergétique.
- La demande d'énergie augmente légèrement plus rapidement dans le scénario de prix élevés, à un taux annuel moyen prévu de 0,8 % pendant la période de projection. En général, des prix plus élevés freinent la croissance de la demande d'énergie, puisque celle-ci coûte plus cher aux consommateurs. Toutefois, cette baisse est plus que contrebalancée par une demande plus forte dans le secteur pétrolier et gazier. La prévision de la demande du scénario de prix bas est plus faible que dans le scénario de référence, soit une croissance annuelle moyenne de 0,6 %. La croissance plus marquée de la demande qui découle des prix plus bas est plus que neutralisée par le niveau d'activité dans le secteur énergétique. Cette consommation repose sur les projections de production énoncées aux chapitres 5 et 6. Les chapitres 10 et 11 traitent de la consommation d'énergie dans le scénario de capacité limitée, le scénario de GNL élevé et le scénario de GNL zéro.
- La plus grande partie des émissions de GES au Canada provient de la consommation d'énergie, notamment l'énergie servant à produire de l'énergie. Par conséquent, les projections dans le présent chapitre d'montreront la roie par ce qui est des tendances relative aux émissions de GES au Canada. Ce sujet fait l'objet du chapitre 12.

Consommation d'énergie selon le secteur

Secteurs résidentiel et commercial

- La consommation résidentielle d'énergie comprend l'énergie utilisée par les ménages canadiens pour le chauffage des bâtiments et de l'eau, la climatisation, l'éclairage et le fonctionnement des gros appareils ménagers et d'autres appareils comme les téléviseurs et les ordinateurs, entre autres.
- Le secteur commercial ratisse large et englobe les bureaux, les magasins, les entrepôts, les immeubles gouvernementaux et institutionnels, les services publics, les entreprises de communications et d'autres industries du secteur tertiaire. On y prend en compte la consommation d'énergie pour l'éclairage des voies publiques, ainsi que le fonctionnement des pipelines. Pour ce qui est des bâtiments, l'énergie sert au chauffage des locaux et de l'eau, à la climatisation, à l'éclairage et au fonctionnement des appareils ménagers et autres. En ce qui concerne les pipelines, l'énergie est employée pour alimenter les pompes et les compresseurs qui assurent le transport du pétrole et du gaz naturel.
- La demande d'énergie des secteurs résidentiel et commercial fluctue grandement puisque, comme elle sert au chauffage et à la climatisation des locaux, elle dépend des conditions météorologiques.
- En 2013, la demande résidentielle d'énergie s'est établie à 1 526 PJ, soit à 14 % de la demande totale d'énergie au pays. Dans le scénario de référence, elle augmente en moyenne de 0,4 % par année pendant la période de projection pour atteindre 1 696 PJ en 2040.
- La consommation d'énergie par mètre carré de superficie résidentielle décroît à un taux annuel moyen de 0,6 % au cours de la même période. L'amélioration des techniques de construction des enveloppes de bâtiment, la pénétration accrue sur le marché des appareils de chauffage très éconergétiques, les importants gains d'efficacité énergétique des gros appareils ménagers et des appareils électroniques et, enfin, l'adoption de nouvelles normes d'éclairage et de chauffage de l'eau sont autant de facteurs influant au premier chef sur les tendances. Une bonne partie de ces gains d'efficacité sont le résultat de stratégies provinciales et fédérales de gestion de la demande d'énergie qui favorisent une plus grande efficacité énergétique des nouvelles habitations et des nouveaux appareils ménagers.
- En 2013, la demande d'énergie du secteur commercial au Canada s'est établie à 1 457 PJ, ce qui représente 13 % de la demande totale d'énergie au pays. Cette demande augmente en moyenne de 0,7 % par année pendant la période de projection pour se chiffrer à 1 906 PJ en 2040 dans le scénario de référence.

- La consommation d'énergie[c] par mètre carré de superficie commerciale diminue à un taux annuel moyen de 0,9 % durant la même période. Les gains réalisés au chapitre de l'efficacité énergétique des bâtiments sont le fruit de la révision, en 2011, au *Code national du bâtiment du Canada*, qui fixe les normales minimales de rendement pour l'enveloppe des bâtiments, le chauffage, le refroidissement et la ventilation, ainsi que l'éclairage et les charges électriques des nouveaux bâtiments et de certains bâtiments rénovés. Ces normes servent de lignes directrices pour les autorités de réglementation des provinces et des municipalités en vue d'établir leurs propres codes du bâtiment.
- Les types d'énergie utilisés dans les secteurs résidentiel et commercial varient grandement selon les régions au Canada. Les choix sont dictés par les prix de l'énergie, les besoins en énergie et la disponibilité régionale des combustibles. La région de l'Atlantique répond principalement à ses besoins énergétiques à partir de l'électricité, du pétrole et de la biomasse. Au Québec, au Manitoba et en Colombie-Britannique, on compte davantage sur l'électricité vu le coût relativement bas de l'approvisionnement hydroélectrique. L'Alberta et la Saskatchewan sont les deux provinces où l'utilisation du gaz naturel est la plus intense. En Ontario, enfin, on mise principalement sur le gaz naturel et l'électricité et on fait un usage modéré de la biomasse et du pétrole. Dans les territoires et la portion nordique du territoire de plusieurs provinces, en raison de leur isolement par rapport aux autres marchés et de l'absence d'options d'approvisionnement locales, on a généralement recours aux produits pétroliers raffinés, mais la biomasse gagne rapidement en popularité depuis quelques années comme il en est fait état au chapitre 2.

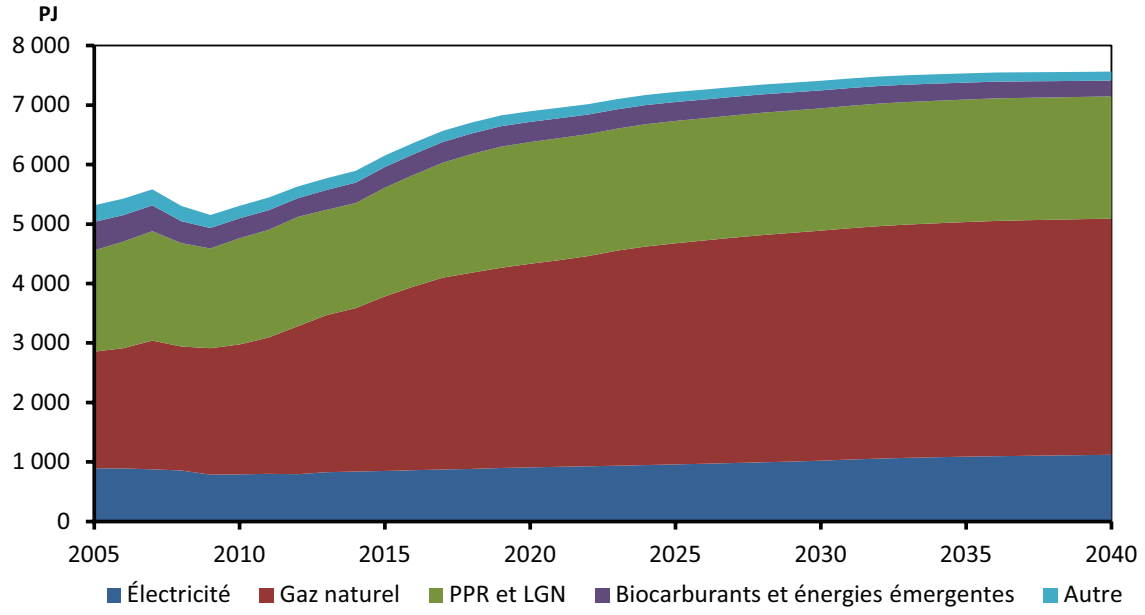
Secteur industriel

- Sous la désignation « secteur industriel » sont regroupées les industries manufacturières et forestières, les pêches, l'agriculture, la construction, les mines et l'extraction du pétrole et du gaz naturel. En 2013, quelques industries à forte intensité énergétique consommaient 81 % de l'énergie destinée au secteur industriel. Il s'agit des industries du fer et de l'acier, de l'aluminium, du ciment, des produits chimiques et des engrais, des pâtes et papiers, du raffinage du pétrole et de l'extraction minière, pétrolière et gazière.
- Le secteur industriel prend la part du lion de la demande d'énergie pour utilisation finale au Canada, représentant 50 % de celle-ci en 2013, soit 5 626 PJ. Comme l'illustre la figure 4.3, la demande est en hausse et atteint 7 123 PJ en 2040, ce qui représente un taux moyen d'augmentation de 0,8 % par année.

c La consommation d'énergie pour l'éclairage des voies publiques et le fonctionnement des pipelines n'est pas prise en compte.

FIGURE 4.3

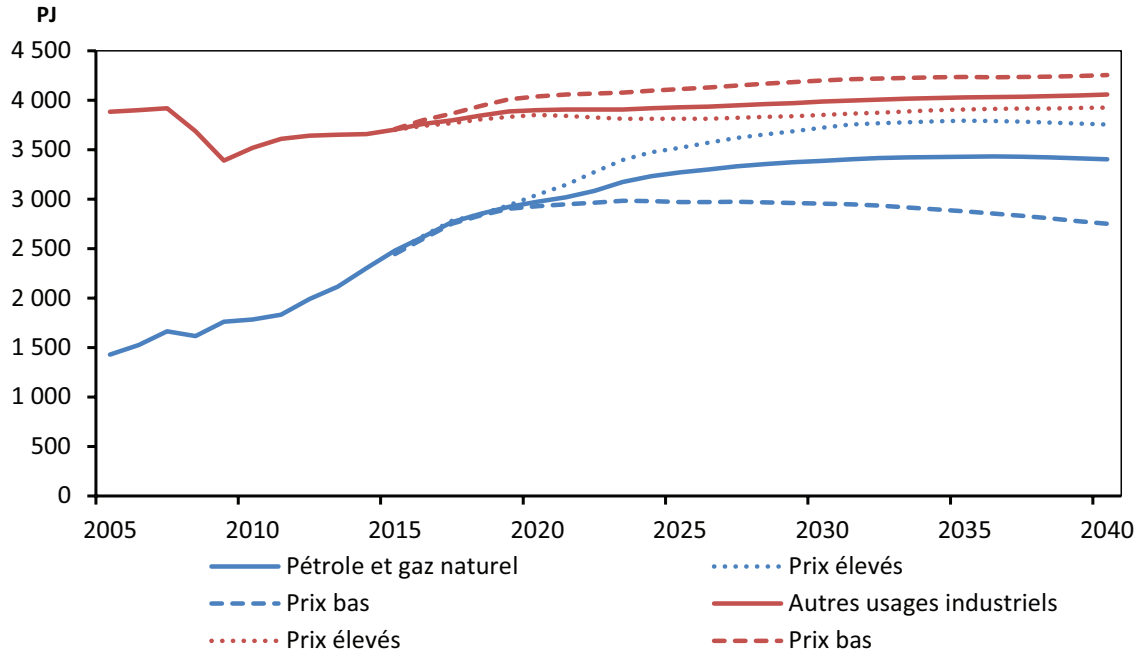
Demande d'énergie du secteur industriel selon le combustible – Scénario de référence



- La projection de la demande industrielle d'énergie au Canada est soutenue par les projections de croissance économique abordées au chapitre 3 et celles de la production de pétrole et de gaz naturel. Les grandes perspectives qui entrent en jeu dans la projection de la demande industrielle d'énergie dans le scénario de référence sont l'augmentation de la production de gaz naturel dans l'Ouest du Canada pour soutenir les exportations de GNL qui s'amorcent au cours de la prochaine décennie, une forte croissance de la production in situ des sables bitumineux et une modeste croissance dans le secteur manufacturier.
- La figure 4.4 compare la demande d'énergie du secteur du pétrole et du gaz naturel à celle du reste du secteur industriel. Cette demande du premier surpasse la croissance du second dans le scénario de référence, avec une hausse de 900 PJ durant la période étudiée. Cet élan est en grande partie attribuable à l'augmentation de la consommation de gaz naturel dans l'exploitation des sables bitumineux et à la demande liée à la production de gaz naturel, en particulier en Colombie-Britannique.
- La figure 4.4 révèle aussi que les prix des autres scénarios agissent de façon plutôt directe sur la demande dans le secteur du pétrole et du gaz naturel. Celle-ci est alimentée par les perspectives de production étudiées aux chapitres 5 et 6, où l'on a vu qu'elles sont plus marquées dans le scénario de prix élevés et plus faibles dans celui de prix bas, autant pour la production de pétrole que celle de gaz naturel. La consommation d'énergie des autres secteurs industriels est moins sensible aux écarts de prix du pétrole et du gaz naturel; elle augmente dans le scénario de prix bas et diminue dans le scénario de prix élevés. Des prix plus élevés dans le scénario de prix élevés exercent une pression à la baisse sur la demande, tandis que des prix plus bas dans le scénario de prix bas entraînent une plus forte consommation d'énergie.

FIGURE 4.4

Demande d'énergie dans le secteur du pétrole et du gaz naturel et dans les autres secteurs industriels – Scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas



- Plusieurs programmes et règlements des gouvernements fédéral et provinciaux et programmes des sociétés de services publics en matière de réduction des émissions ciblent le secteur industriel. Ces programmes visent à promouvoir la fabrication d'appareils et de pièces d'équipement, par exemple des chaudières et des moteurs, qui sont plus efficaces sur le plan énergétique. Ils cherchent aussi à favoriser l'amélioration des procédés, l'entretien du matériel et la formation des travailleurs en matière d'efficacité énergétique et d'exploitation rationnelle. Le Québec[68], la Colombie-Britannique[69] et l'Alberta[70] ont mis en place des mécanismes de tarification du carbone qui ont des incidences sur la consommation d'énergie dans le secteur industriel.

Secteur des transports

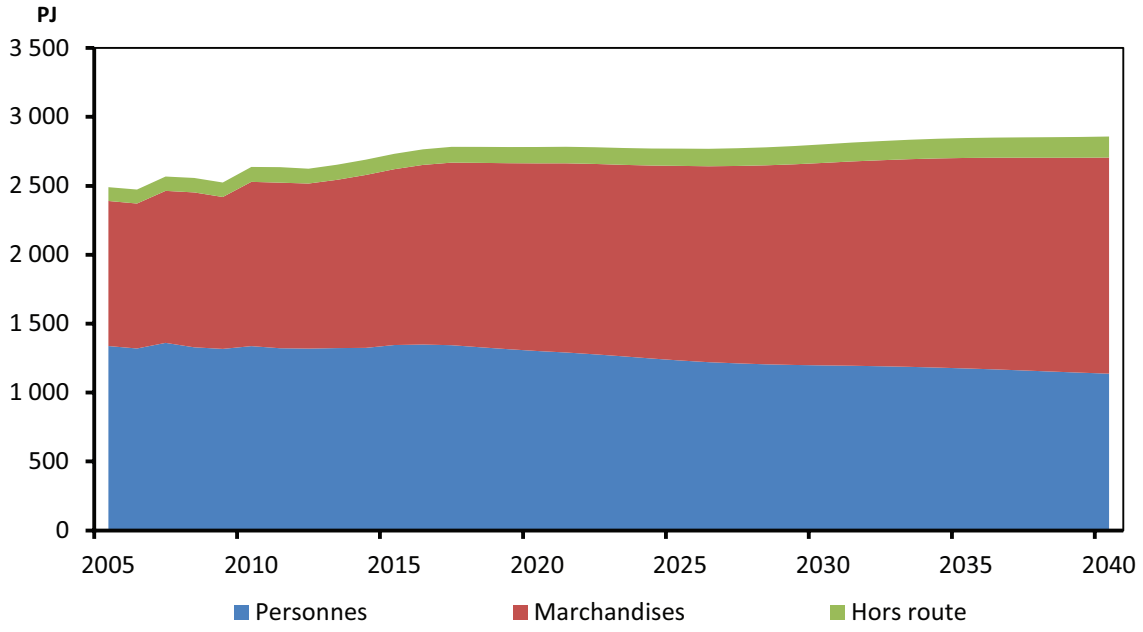
- Le secteur des transports comprend le transport des personnes et le transport des marchandises par véhicules routiers, le transport non industriel hors route, comme les véhicules tout terrain et les motoneiges, ainsi que le transport aérien, ferroviaire et maritime[d].
- La figure 4.5 révèle que la demande d'énergie du secteur des transports a totalisé 2 653 PJ en 2013, soit 24 % de la demande totale d'énergie. Dans la projection du scénario de référence, elle augmente durant la période de prévision pour atteindre 2 798 PJ en 2040.

d La demande de ce secteur englobe aussi l'énergie produite à l'étranger, mais consommée sur terre, sur l'eau et dans l'espace aérien au Canada.

- Au cours de la même période, on prévoit des gains d'efficacité énergétique aussi bien dans le transport des personnes que des marchandises. Les normes d'émissions fédérales[71,72], touchant ces deux segments y jouent un rôle de premier plan.
- La demande dans le segment du transport des marchandises croît plus rapidement que dans celui du transport des personnes, comme le montre la figure 4.5, et le surpasse en 2018.

FIGURE 4.5

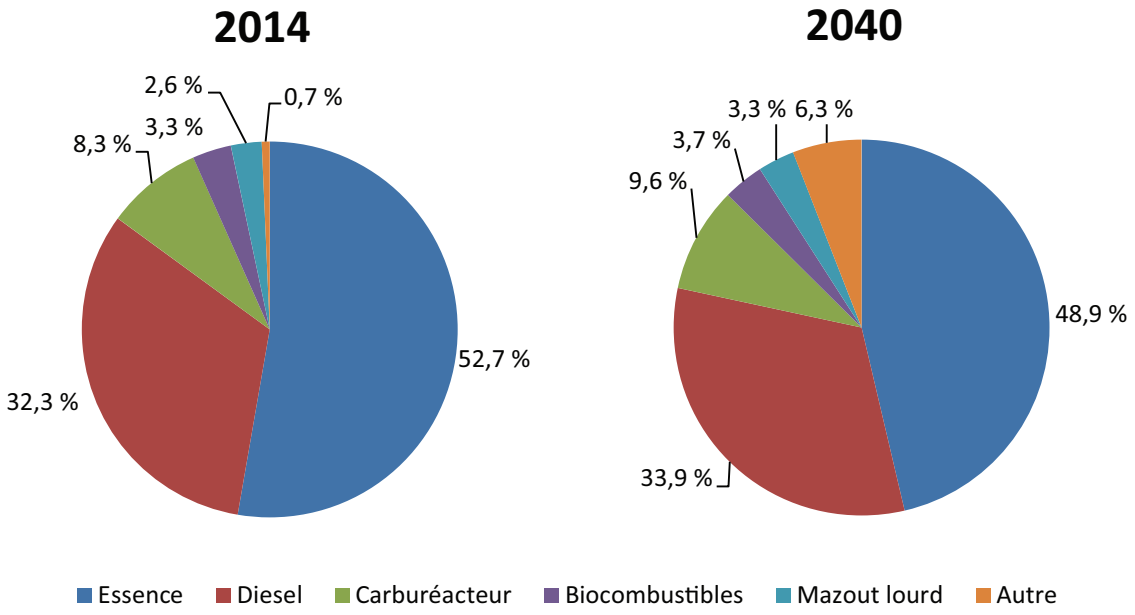
Demande d'énergie selon le type de transport – Scénario de référence



- Au cours de la période de projection, la demande énergétique fléchit dans le segment du transport des personnes, résultat, en grande partie, des économies découlant des exigences du *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des automobiles à passagers et des camions légers*. Puisque l'essence est le principal produit consommé dans ce segment, il s'ensuit que sa part diminue, comme l'indique la figure 4.6.
- Du côté du transport des marchandises, la demande augmente, grâce aux industries manufacturières, mais à un rythme moins soutenu que durant la période de 1990 à 2013. Cela s'explique par les gains réalisés au chapitre de la consommation de carburant découlant des exigences du *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des véhicules lourds et de leurs moteurs* du gouvernement canadien et de la croissance moins rapide de l'économie pendant la période de projection. L'augmentation de la part du segment du transport des marchandises aboutit à l'accroissement de celle du diesel.

FIGURE 4.6

Part du carburant dans la demande d'énergie du secteur des transports – Scénario de référence[a]



(a) On utilise du mazout lourd dans le transport maritime et le transport ferroviaire. Les biocombustibles comprennent l'éthanol et du biodiesel mélangé à des produits pétroliers. Les autres combustibles sont le gaz naturel, l'électricité, les lubrifiants et le propane.

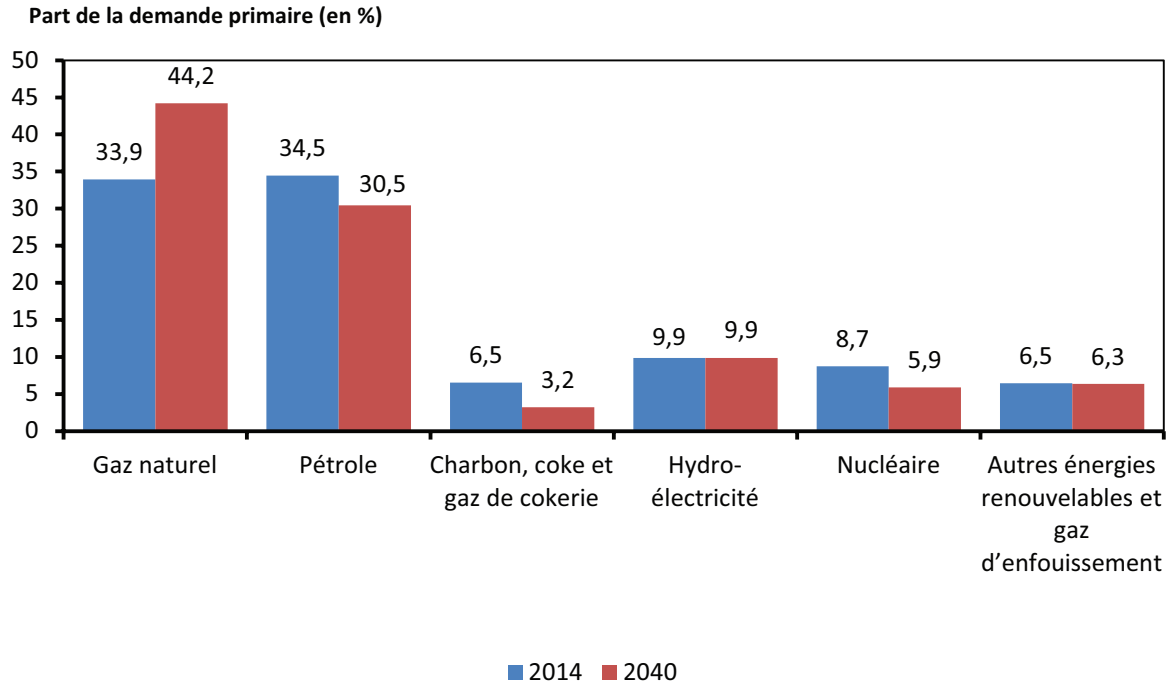
- On constate un intérêt grandissant pour les véhicules électriques et les véhicules électriques hybrides rechargeables; plusieurs provinces ont mis en place des programmes et des politiques pour soutenir la croissance de ce segment, notamment sous forme de rabais ou de projets pilotes. Le scénario de référence mise sur une pénétration modérée de ces deux types de véhicules dans le segment des véhicules pour le transport des personnes. Ainsi, on projette qu'en 2040, leur consommation d'électricité s'élèvera à 8 PJ, soit un peu plus de 2 térawattheures (TWh).
- L'utilisation du gaz naturel dans le secteur des transports constitue une autre tendance émergente. Les véhicules fonctionnant au gaz naturel (VGN) utilisent soit du gaz naturel comprimé ou du GNL. À plus long terme, on prévoit une pénétration modérée des véhicules au gaz naturel utilisant l'un ou l'autre carburant. La prévision tient aussi compte de l'adoption récente du GNL par les traversiers. On a par ailleurs supposé une percée modeste de ce carburant dans le segment des navires-citernes et des locomotives. Dans le scénario de référence, la consommation de gaz naturel dans le transport des marchandises s'élève à 151 PJ en 2040, ce qui représente 10 % de la demande totale dans ce secteur.

Demande primaire

- La demande primaire correspond à la demande totale d'énergie consommée au Canada. Outre la demande pour utilisation finale, la demande primaire comprend l'énergie utilisée pour produire de l'électricité.
- On calcule la demande primaire en additionnant l'énergie consommée pour la production d'électricité (incluant les combustibles fossiles, l'hydroélectricité, l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables) et la demande totale pour utilisation finale (ou demande secondaire), puis en soustrayant la demande d'électricité pour utilisation finale. En soustrayant cette dernière, on évite de compter deux fois la même demande.
- La demande primaire augmente en moyenne de 0,6 % par année pendant la période de projection. Comme l'indique la figure 4.7, le gaz naturel est le combustible qui connaît la croissance la plus rapide, sa part de la demande primaire globale passant de près de 29 % en 2014 à 34 % en 2040. Les parts du charbon et de l'énergie nucléaire diminuent au cours de la période de projection, en raison des projections relatives à l'électricité dont il est fait état au chapitre 8. La part des autres formes d'énergie renouvelable diminue quelque peu, la croissance que connaît la production d'électricité au moyen de l'énergie éolienne et des autres énergies renouvelables non hydroélectriques étant annulée par la croissance limitée de la biomasse dans le secteur manufacturier.

FIGURE 4.7

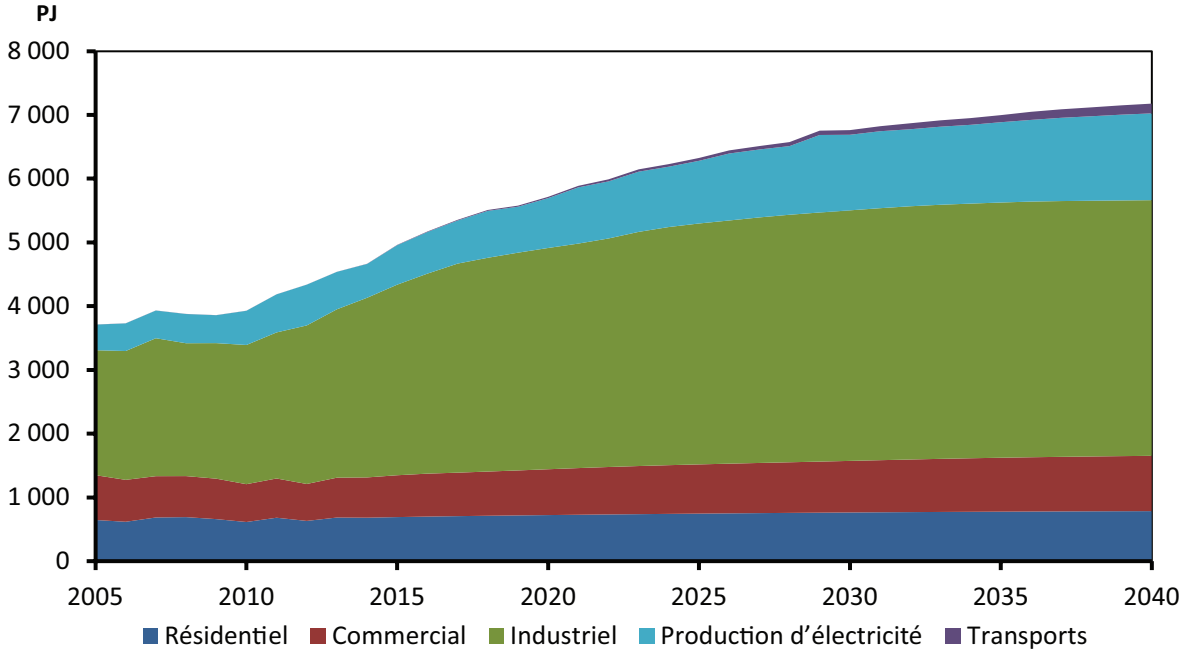
Part des combustibles dans la demande d'énergie primaire – Scénario de référence



- En plus d'être utilisé abondamment dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel, le gaz naturel sert à la production d'électricité. La figure 4.8 montre que la demande primaire de gaz naturel est en hausse à plus de 2 400 PJ pendant la période de projection[e]. Cette augmentation vient en grande partie de la croissance enregistrée pour la production d'électricité qui s'élève à plus de 1 300 PJ en 2040.

FIGURE 4.8

Demande primaire de gaz naturel – Scénario de référence



Principales incertitudes liées aux perspectives

Les autorités fédérales, provinciales, territoriales et municipales élaborent sans cesse des politiques, des programmes et des règlements, qui peuvent avoir des répercussions marquées sur la croissance de la demande d'énergie. Citons deux exemples : l'Ontario et le Manitoba, qui ont récemment annoncé leur intention de joindre le marché du carbone du Québec et de la Californie; un comité consultatif du gouvernement de l'Alberta, qui, à l'automne 2015, a publié un large éventail de recommandations dans le contexte d'une politique climatique[73]. À la fin de 2015, la conférence de Paris sur le climat a connu son apothéose avec la conclusion d'un nouvel accord sur le climat qui aura d'importantes répercussions, notamment au Canada mais aussi partout ailleurs dans le monde, sur les tendances en matière de consommation d'énergie. L'analyse présentée dans le rapport AE 2016 ne tient pas compte des politiques et programmes qui pourraient découler de cet accord, pas plus que des récentes annonces faites au palier provincial.

e Cette demande de gaz naturel surpasse la demande intérieure illustrée à la figure 6.4 qui ne tient pas compte de la consommation des producteurs, soit le gaz naturel utilisé pour produire le gaz naturel.

- Au cours des dernières années, l'industrie du pétrole et du gaz a subi des transformations rapides, tant dans les types de ressources exploitées que dans les technologies utilisées pour cette exploitation. Selon l'évolution à venir dans la mise en valeur des ressources et des technologies, la consommation d'énergie de ce secteur pourrait être supérieure ou inférieure aux projections. Les perspectives du RVP dans la production in situ des sables bitumineux constituent l'exemple le plus éloquent, car la suite des événements dans ce segment dictera en grande partie la demande de gaz naturel en Alberta durant les années à venir[74]. Comme le secteur du pétrole et du gaz naturel joue un rôle de premier plan dans la croissance de la demande d'énergie, les principales incertitudes entourant les projections de la production de pétrole et de gaz naturel, traitées dans les chapitres 5 et 6, créeront aussi des incertitudes dans les projections concernant la demande d'énergie.
- Le secteur des mines ajoute une incertitude aux projections de la demande d'énergie. Les bas prix actuels de divers minerais jette une incertitude sur la poursuite de plusieurs projets déjà annoncés. En outre, les besoins en énergie des mines diffèrent selon les projets, ce qui ajoute de nouvelles incertitudes, en particulier sur la demande d'électricité dans les régions où ces industries comptent pour une part importante de l'activité économique.
- Le scénario de référence prévoit notamment une pénétration modeste de plusieurs technologies émergentes, comme les véhicules électriques et les véhicules fonctionnant au gaz dans le secteur des transports, l'utilisation de GNL par les navires-citernes, les traversiers et les locomotives, ainsi que l'utilisation d'énergie géothermique pour le chauffage des bâtiments et de l'énergie solaire pour le chauffage de l'eau. Si l'adoption de ces technologies devait surpasser les prévisions du scénario de référence, le portrait et la croissance futurs de la filière énergétique au Canada pourraient être bien différents.
- Les changements démographiques et l'évolution des préférences des consommateurs pourraient jouer fortement sur les perspectives liées à la demande future d'énergie. À titre d'exemple, les habitudes de conduite des Canadiens plus jeunes semblent différer de celles des générations qui leur ont précédé. En effet, un moins grand nombre de conducteurs obtiennent leur permis de conduire et ceux qui détiennent un tel permis font moins usage de leurs véhicules[75].

---

68. Gouvernement du Québec : Le marché du carbone
69. Ministère des Finances de la Colombie-Britannique : taxe sur le carbone (en anglais)
70. Gouvernement de l'Alberta : programme de réduction des gaz à effet de serre (en anglais)
71. Gouvernement du Canada : Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des automobiles à passagers et des camions légers (DORS/2010-201)
72. Gouvernement du Canada : Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des véhicules lourds et de leurs moteurs (DORS/2013-24)
73. Gouvernement de l'Alberta : Communiqué – "La province franchit des étapes importantes dans sa stratégie en matière de changement climatique (en anglais)
74. Office national de l'énergie : Supplément Avenir énergétique du Canda : facteurs de sensibilité de la demande – Section 2.2 : Intensité de la consommation de gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux
75. Office national de l'énergie : Supplément Avenir énergétique – Facteurs de sensibilité de la demande –chapitre 1 : évolution de la demande dans le secteur des transports et des composantes démographiques

Perspectives concernant le pétrole brut

Ressources de pétrole brut et de bitume

- Le Canada possède d'abondantes ressources de pétrole brut. Au 31 décembre 2014, on estimait à 54,2 Gm^3 (341 Gb) le potentiel ultime restant de pétrole, dont 90 % sont constitués de bitume se trouvant dans les sables bitumineux de l'Alberta. Une tranche de 10 % se trouverait dans des gisements traditionnels ou « classiques » situés un peu partout au Canada, mais surtout dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et les gisements extracôtiers de l'Est du pays.
- Les ressources sont considérées comme des réserves une fois qu'il a été démontré qu'il est économiquement possible d'en faire l'exploitation. Les réserves restantes du Canada totalisaient 27,3 Gm^3 (172 Gb) au 31 décembre 2014, comme le montre le tableau 5.1. De ce volume, 97 % se trouvent dans les sables bitumineux. Aux niveaux de production actuels, les réserves restantes du Canada pourraient être exploitées pendant 118 ans.
- Le potentiel d'accroissement des réserves de bitume naturel du Canada demeure considérable. Ensemble, les carbonates des régions de Grosmont et de Leduc et le grès de Grand Rapids et de Wabiskaw constituent plus de 30 % des ressources issues des sables bitumineux en l'Alberta; s'il devenait rentable de les exploiter, les réserves totales augmenteraient considérablement.
- Les techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes ont donné une seconde vie à des gisements du BSOC peu ou pas productifs. Ces techniques pourraient éventuellement être employées dans d'autres régions du pays. Grâce à elles, les exploitants ont haussé les réserves disponibles, qui se sont ajoutées aux ressources connues du Canada. Des études réalisées récemment sur les ressources des gisements de Montney[76], de Bakken[77] et de Canol/Bluefish[78], dans le BSOC, ont aidé à mieux saisir l'abondance et à mieux estimer le volume des ressources de pétrole de réservoirs étanches du pays.
- Le recours aux techniques de récupération assistée des hydrocarbures pourrait aussi gonfler les réserves de pétrole des gisements classiques. Les techniques courantes consistent à injecter de l'eau, des polymères ou du CO_2 ou à recourir à des méthodes thermiques comme la SGSIV pour exploiter les gisements de pétrole lourd classique. Dans l'Ouest canadien, plusieurs projets en cours ou proposés, visent à capter le CO_2 provenant de gros émetteurs et à l'introduire dans des gisements de pétrole pour favoriser la récupération de celui-ci. Deux projets du genre sont en cours en Saskatchewan et d'autres sont au stade de la planification dans cette même province et en Alberta.

TABLEAU 5.1

Potentiel ultime restant et réserves de pétrole brut établies au 31 décembre 2014

	BSOC[a]	Est du Canada	Nord du Canada[b,c]	Autre	Sables bitumineux	Total – Canada
Potentiel ultime restant						
Mm^3	1 219	489	1 615	197	48 339	51 859
Gb	7,7	3,1	10,2	1,2	304,0	326,2
Réserves établies restantes[d]						
Mm^3	486	223	8	0,0	26 431	27 149
Gb	3,1	1,4	0,1	0,0	166,3	170,8

(a) Comprend la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba. Dans le présent tableau, toutes les ressources et les réserves des territoires figurent sous la désignation « Nord du Canada ».
(b) Comprend les ressources et les réserves intracôtières et extracôtières des Territoires du Nord-Ouest, du Yukon et du Nunavut.
(c) Les ressources quantifiées dans le rapport publié sur les ressources en hydrocarbures non classiques des schistes des formations schisteuses Bluefish et Canol dans les Territoires du Nord-Ouest n'ont pas été prises en compte parce qu'elles ne répondent pas aux critères de la définition de potentiel ultime.
(d) Faute de données à jour sur les réserves, on a calculé les réserves de certaines régions à partir des données et de la production cumulative connues de l'année précédente.

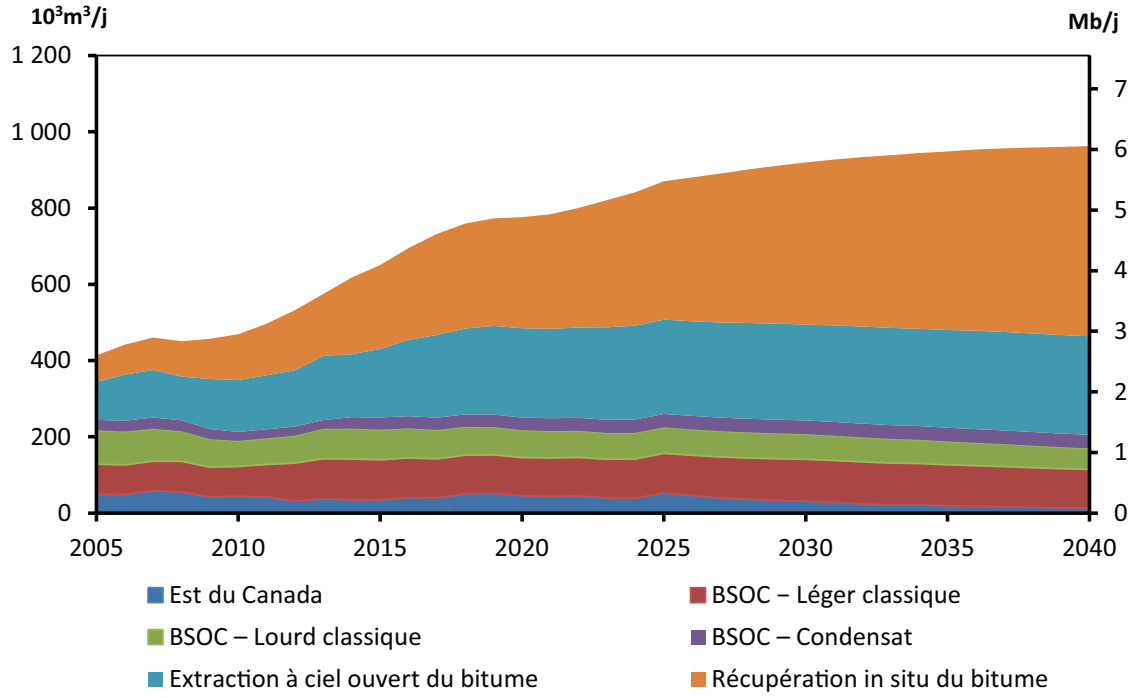
Perspectives de production de pétrole brut canadien

- En 2040, la production de pétrole brut canadien, dans le scénario de référence, atteint 974 $10^3m^3/j$ (6,1 Mb/j)[f], soit une augmentation de près de 60 % par rapport à 2014. À la fin de la période de projection, la production de pétrole tirée des sables bitumineux compte pour 77 % de la production totale, comparativement à 59 % en 2014. La figure 5.1 illustre la projection du scénario de référence selon le type de pétrole brut.

f Les volumes indiqués dans la présente analyse sont exprimés en unités métriques. Les valeurs impériales sont fournies à titre informatif. Elles sont basées sur des données métriques non-arrondies, ce qui peut donner l'impression que certaines conversions ne sont pas exactes.

FIGURE 5.1

Production totale de pétrole brut et d'équivalents – Scénario de référence



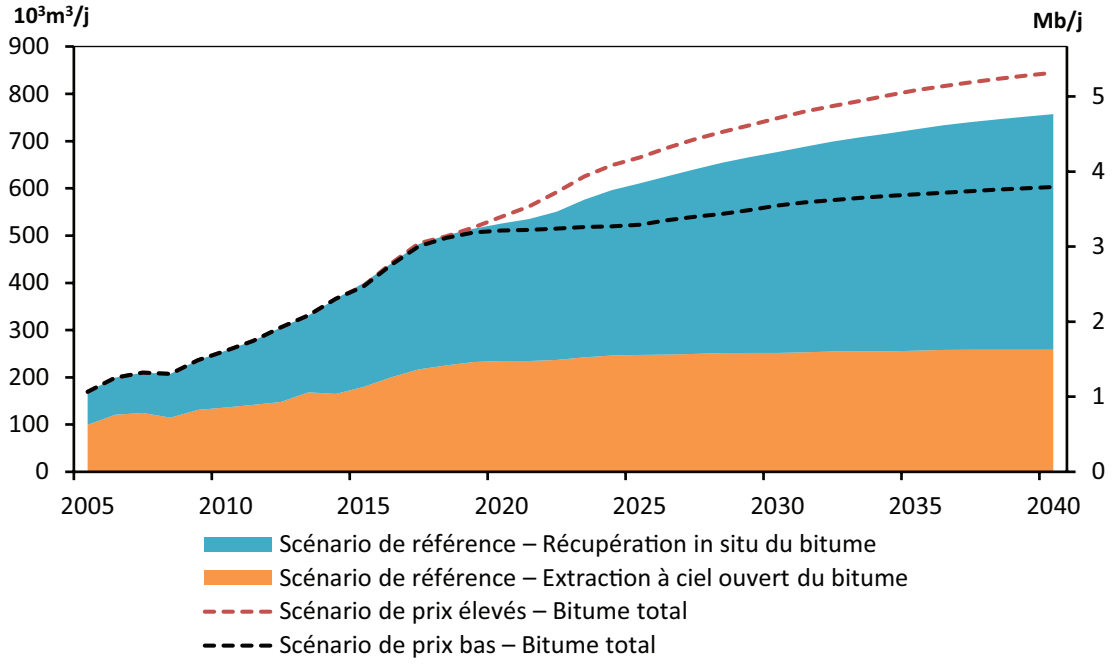
- La production tirée des sables bitumineux continue de constituer la majorité de la production de pétrole brut durant la période de projection. La production in situ de bitume est, et de loin, la composante dominante de la production totale, les exploitants continuant de privilégier la technique de SGSIV sur les autres méthodes d'extraction jusqu'à l'horizon 2040.
- La production totale de pétrole brut classique dans le BSOC diminue lentement au début de la période étudiée en raison des prix relativement bas sur le marché. À mesure que ceux-ci se raffermissent, les investissements dans ce segment amènent une remontée graduelle de la production entre 2022 et 2030, surtout celle de pétrole léger classique. Après 2030, la production totale de pétrole classique entreprend un lent déclin qui se poursuit jusqu'en 2040.
- Dans l'Est du Canada, la production continue d'être dominée par les activités au large de la côte de Terre-Neuve-et-Labrador pendant toute la période de projection. À court terme, on constate une hausse de la production provenant des volumes additionnels tirés des agrandissements des projets Hibernia South et White Rose ainsi que du champ Hebron dont la production est censée commencer en 2017. Dans le scénario de référence, on a prévu une production supplémentaire résultant de la découverte d'un nouveau gisement en 2025. À mesure que les champs extracôtiers arrivent à maturité, la baisse de la production à long terme se poursuit de 2025 jusqu'à la fin de la période de projection.

Production tirée des sables bitumineux

- Pour établir la projection de la production tirée des sables bitumineux au cours des cinq premières années, on a tenu compte des projets déjà en production et de ceux en cours de construction. Pour le reste de la période, tous les projets envisagés qui sont connus sont inclus. Les projections des projets de production à long terme prennent en considération les taux de croissance passés de la production, les taux de rendement économique et les besoins en immobilisations.
- Au cours de la période de projection, la production tirée des sables bitumineux continue d'augmenter pour atteindre 757 $10^3m^3/j$ (4,8 Mb/j) d'ici 2040. Les exploitants continuent de privilégier les projets permettant la récupération in situ et laissent de côté les projets d'extraction et de valorisation. Les perspectives économiques de ces deux derniers types sont relativement moins attrayantes que les premiers pendant la période de projection.

FIGURE 5.2

Production tirée des sables bitumineux – Scénario de référence



- La récupération in situ est devenue la méthode privilégiée d'exploitation des sables bitumineux en 2014 et continue de l'être jusqu'à la fin de la période de projection. En 2040, elle totalise 499 $10^3m^3/j$ (3,1 Mb/j), ou 66 % de la production totale de bitume, les autres modes d'exploitation s'accaparant les 258 $10^3m^3/j$ (1,6 Mb/j) de la production. La production totale tirée des sables bitumineux fait plus que doubler de 2014 à 2040.

- Dans les projections à court terme, on estime que les répercussions des bas prix du pétrole brut sur la production tirée des sables bitumineux sont limitées. On s'attend à ce que les producteurs de sables bitumineux réduisent leur production provenant des projets actuellement en cours d'exploitation ou qu'ils retardent la mise en production des projets qui sont presque prêts. Comme l'indique la figure 5.2, la croissance de la production au cours des cinq prochaines années demeure inchangée par rapport à celle des dernières années. Les décisions prises maintenant de reporter la mise en production ou d'annuler des projets font en sorte que la croissance de la production après 2020, quoiqu'existante, est moins rapide.
- Dans le passé, l'extraction à ciel ouvert de bitume et la valorisation du bitume, opération qui consiste à convertir le bitume en pétrole de plus grande qualité, étaient étroitement liées. Ce phénomène s'expliquait par le fait que les projets miniers et de valorisation étaient associés les uns aux autres. Cependant, le démarrage de deux projets d'extraction à ciel ouvert non rattachés à des projets de valorisation, à Kearl en 2014 et à Fort Hills, dont l'entrée en exploitation est prévue pour 2017, a mis fin à cette relation directe. La production de bitume par extraction à ciel ouvert excède la valorisation du bitume pendant la période de projection.
- Le taux de croissance moyen de 2014 à 2019 est de 7 % pour l'extraction du bitume et la récupération in situ. Après 2020, ces taux sont de 1 % pour la première et de 3 % pour la seconde. Ce ralentissement est en partie attribuable à la production totale plus élevée consécutive aux dépenses en immobilisations accrues qui sont consacrées à l'entretien et aux sommes relativement moindres destinées aux nouveaux projets. Comme c'est souvent le cas pour toutes les sources d'approvisionnement, il est probable que la qualité générale des gisements des nouveaux projets d'exploitation des sables bitumineux diminuera à mesure que les régions productrices principales seront exploitées. Il s'ensuivra une baisse de la productivité. De plus, tout au long de la période de projection, on cessera la production de plusieurs projets qui auront atteint la fin de leur durée utile
- Dans tous les scénarios étudiés, la production tirée des sables bitumineux est la même de 2015 à 2020. Par ailleurs, les trois scénarios posent comme hypothèse que la majorité des projets d'exploitation de sables bitumineux en construction ou parvenus à des stades avancés de planification seront menés à terme. Dans le scénario de prix élevés, on prévoit que la production totale de bitume continuera d'augmenter de façon vigoureuse pour atteindre 845 $10^3 m^3$/j (5,3 Mb/j) à l'horizon 2040. Il s'agit d'une production qui est 12 % plus élevée que dans le scénario de référence. En ce qui concerne le scénario de prix bas, on prévoit une très légère hausse de la production totale de pétrole de 2020 à 2025, les prix étant trop bas pour encourager de nouveaux investissements. Après 2025, la croissance s'accélère progressivement et s'élève à 603 $10^3 m^3$/j (3,8 M/j) en 2040, soit 20 % de moins que dans le scénario de référence. Le tableau 5.2 présente une moyenne des estimations fondées sur des renseignements accessibles au public au sujet des coûts d'aménagement de divers types de projets d'exploitation des sables bitumineux. On y indique aussi le prix par baril du WTI qui sera vraisemblablement requis pour inciter les exploitants à construire ce type particulier de projet.

TABLAEU 5.2

Coûts d'immobilisation initiaux estimatifs et prix seuils des nouveaux projets d'exploitation des sables bitumineux

	Dépenses en immobilisations ($/b de capacité)[a]	Seuil de rentabilité[b] (équivalent de WTI en $ US/b, $ US de 2014)
Extraction à ciel ouvert, séparation et valorisation	100 000 - 120 000	80 - 100
Extraction à ciel ouvert et séparation (aucune valorisation)	55 000 - 75 000	80 - 90
SGSIV/SCV[c]	25 000 - 45 000	50 - 60

(a) Dollars constants de 2014.
(b) Comprend un taux réaliste de rendement après impôts, généralement de l'ordre de 10 % à 15 %.
(c) Types courants de production in situ.

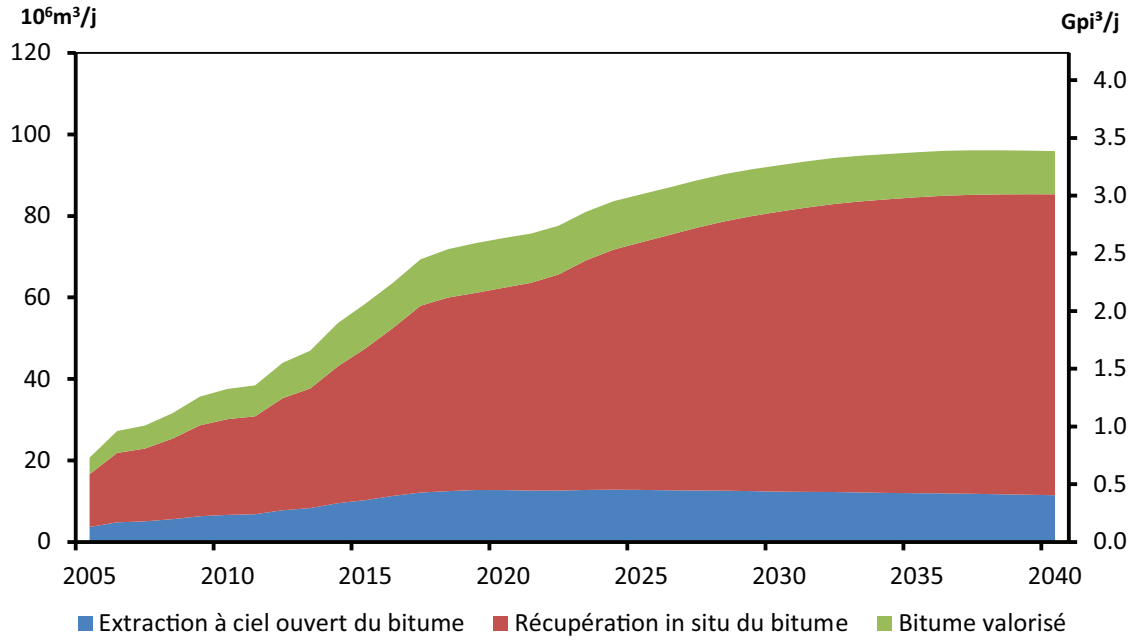
- La construction de l'usine de valorisation de North West Redwater Partnership, où sera transformé le bitume provenant de l'Alberta dans le cadre de l'initiative de redevances en nature sous forme de bitume, est actuellement en construction[79]. Cette usine, qui sera mise en production en trois phases de 7,9 $10^3 m^3$/j (50 kb/j), produira du gasoil sous vide, du diluant et du carburant diesel. La première phase doit entrer en production en septembre 2017. Chacune des phases de cette usine est conçue pour capturer 1,2 MT de CO_2 par année, qui sera transporté par l'Alberta Carbon Trunk Line[80] afin d'être utilisé pour la récupération assistée des hydrocarbures dans le centre-sud de l'Alberta.
- La charge d'alimentation des usines de valorisation proviendra presque totalement des opérations minières. Les 10 % restants seront fournis par les opérations in situ. Dans le scénario de référence, la valorisation de bitume s'élève à 197 $10^3 m^3$/j (1,2 Mb/j) en 2040, ce qui représente 26 % du bitume produit.

Gaz naturel pour les sables bitumineux

- L'exploitation des sables bitumineux requiert beaucoup d'énergie. Le gaz naturel y sert de combustible. La quantité de gaz naturel nécessaire pour produire un baril de bitume diminue au fil de la période de projection en raison des technologies qui ne cessent de s'améliorer. Dans les projections, on a estimé que ces améliorations technologiques réduiraient l'intensité du gaz naturel de 1 % par année. Cependant, la production in situ requiert plus de gaz naturel que l'extraction à ciel ouvert, et la première augmente davantage que la seconde. Ces facteurs contradictoires entraînent une modification de l'intensité du gaz naturel des sables bitumineux durant la période envisagée. De 2015 à 2025, quand un plus grand nombre de projets de récupération in situ seront mis en production, l'intensité énergétique des sables bitumineux affiche une croissance lente. Par la suite, les améliorations au chapitre de l'efficacité commencent à surmonter les effets de la récupération in situ, ce qui amène une diminution de l'intensité du gaz naturel durant le reste de la période de projection.

FIGURE 5.3

Gaz naturel acheté pour la séparation et la valorisation des sables bitumineux – Scénario de référence



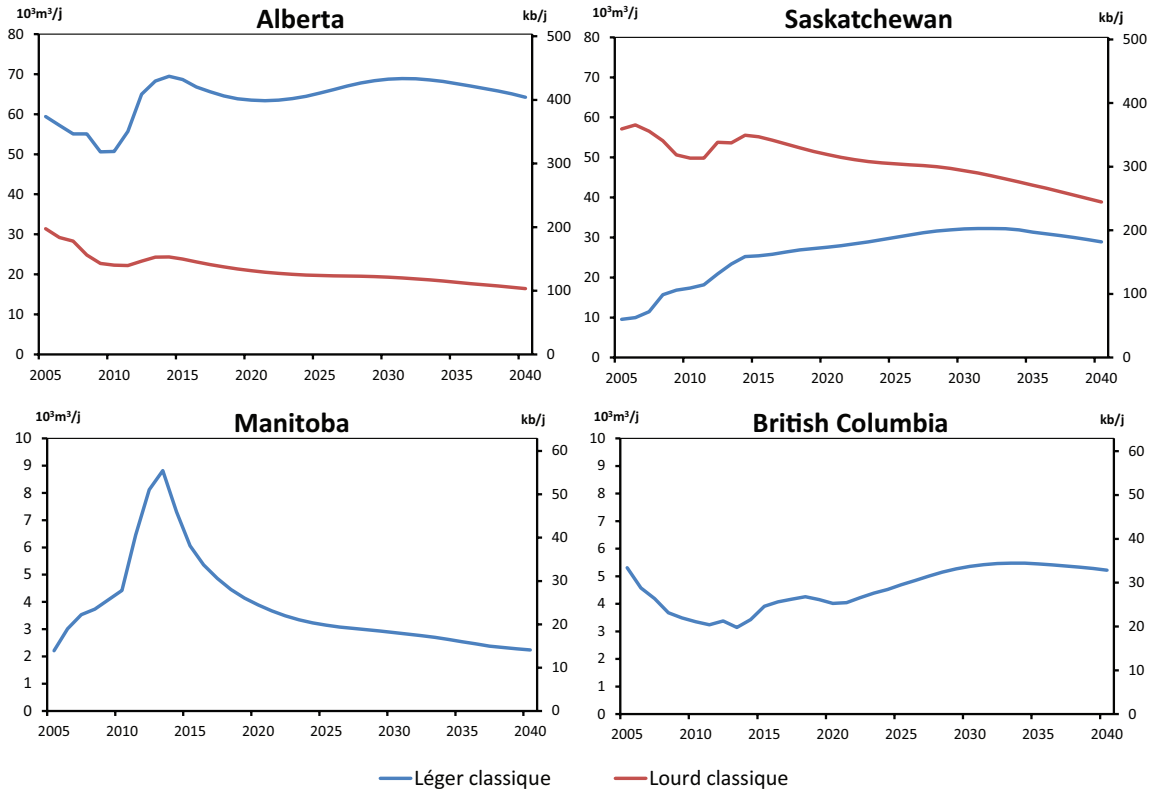
- Comme l'illustre la figure 5.3, les besoins en gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux, y compris pour la cogénération d'électricité, augmentent pour se situer à 96 Mm^3/j (3,4 Gpi^3/j) en 2040, dans le scénario de référence.
- À l'heure actuelle, un certain nombre de procédés font usage de solvants; d'autres produits sont actuellement à l'essai dans des projets pilotes. L'ajout de petites quantités de solvant, comme le butane et le propane, à la vapeur injectée dans les projets utilisant la SGSIV et la SCV permet d'accroître l'efficacité de la récupération. Dans d'autres projets pilotes, on met à l'essai la stimulation électrique.

Production de pétrole classique

- Les projections relatives à la production de pétrole brut classique dans le BSOC font appel à un modèle de forage combinant le pétrole et le gaz naturel. Ce modèle prend en considération les prix de ces deux produits, les dépenses en immobilisations passées, le nombre de puits de pétrole et de gaz naturel forés, les produits financiers générés, les ratios de réinvestissement et d'autres facteurs encore. Les liens historiques qui relient ces facteurs ont été extrapolés pour construire une projection des activités de forage ciblant le pétrole et le gaz naturel.

FIGURE 5.4

Production de pétrole classique dans le BSOC – Scénario de référence

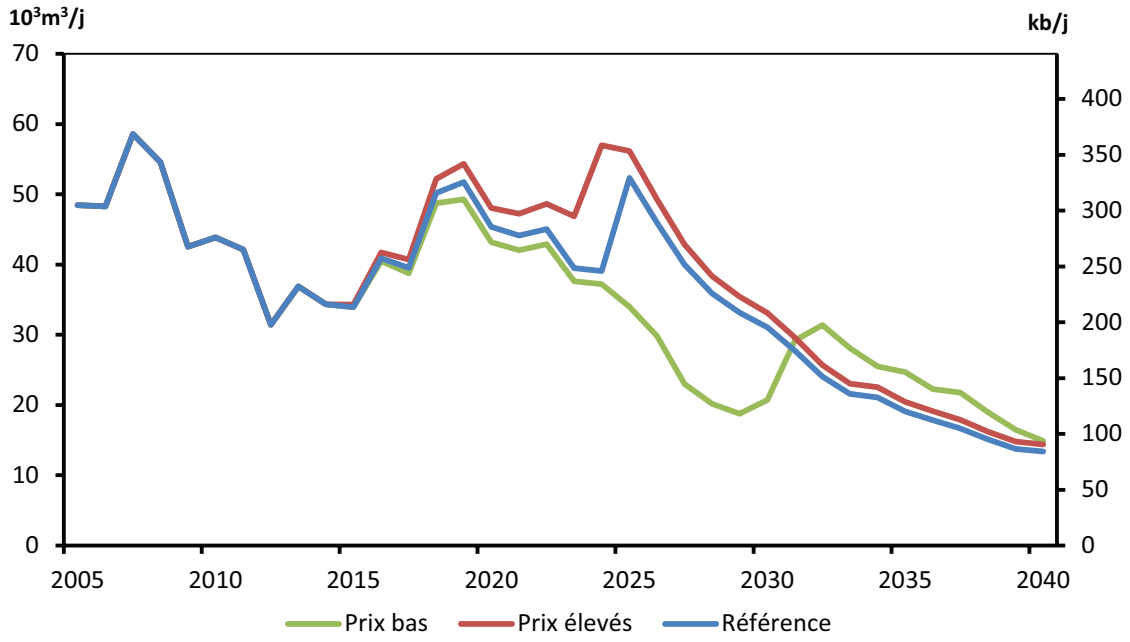


- La figure 5.4 présente la production de pétrole léger et de pétrole lourd classiques, y compris celle provenant des réservoirs étanches, dans l'Ouest du Canada. En 2014, la production de pétrole léger provenant de 16 réservoirs étanches situés dans le BSOC s'est élevée à 69 $10^3m^3/j$ (432 kb/j). Les activités récentes ont visé en majorité les gisements pétrolifères de Cardium, de Viking et de Bakken. La production de pétrole tirée des réservoirs étanches représentait 57 % de la production totale de pétrole léger classique du BSOC en 2014.
- En Alberta, en Saskatchewan et en Colombie-Britannique, la production de pétrole léger diminue à court terme, conséquence des bas prix du pétrole. À mesure que les prix se raffermissent, la production de pétrole classique augmente progressivement durant la prochaine décennie puis, autour de 2030, elle entreprend une baisse prolongée causée par des taux de production des nouveaux puits en baisse du fait que les réserves de pétrole arrivent à maturité. Le profil de la production de pétrole léger illustre l'accent mis sur le pétrole de réservoirs étanches grâce aux techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes. L'incapacité de pouvoir appliquer la même technique de fracturation hydraulique au pétrole de réservoirs étanches freine, la production de pétrole lourd classique qui baisse lentement tout au long de la période de projection.
- Au Manitoba, la production recule durant cette même période, ce qui reflète le potentiel limité des ressources qui sont affectées à ces gisements dans cette province.

- La production de pétrole dans l'Est du Canada provient en très grande partie de Terre-Neuve-et-Labrador, l'Ontario et la Nouvelle-Écosse y apportant une faible contribution. En 2014, la production de pétrole brut léger à Terre-Neuve-et-Labrador s'est chiffrée en moyenne à 35 10^3m^3/j (217 kb/j).
- Dans tous les scénarios proposés, la production à moyen terme dans l'Est du Canada augmente, une situation attribuable à la mise en production de nouveaux champs. Cela comprend les agrandissements des gisements Hibernia South et White Rose et le gisement Hebron dont on devrait commencer l'exploitation en 2017. Comme l'indique la figure 5.5, les projections reposent sur l'hypothèse que l'on découvrira un gisement de 79 Mm^3 (500 Mb) au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador. La production de ce gisement commence en 2025 dans le scénario de référence, en 2023 dans le scénario de prix élevés et en 2031 dans celui de prix bas. La production commence à diminuer à la fin de la période de projection dans tous les scénarios.

FIGURE 5.5

Production de pétrole dans l'Est du Canada – Scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas

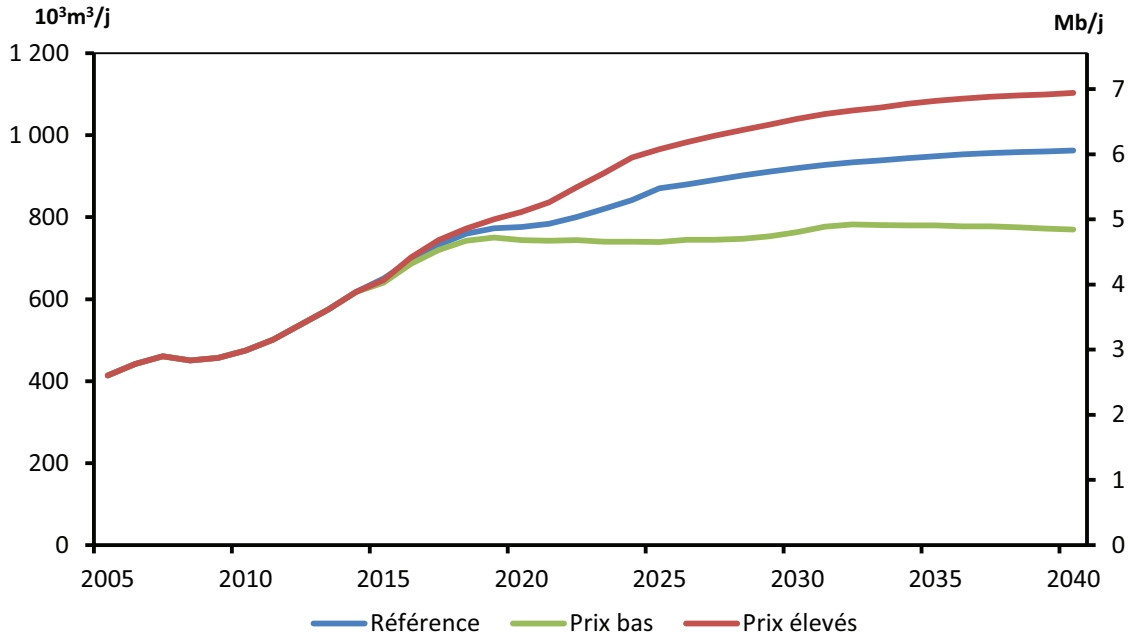


Production totale de pétrole au Canada

- Les différentes projections de la production de pétrole dans les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas sont un reflet des prix plus ou moins élevés du pétrole et du gaz naturel, ainsi que l'affectation relative des dépenses en immobilisations pour le forage ciblant l'un ou l'autre.

FIGURE 5.6

Production totale de pétrole au Canada – Scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas



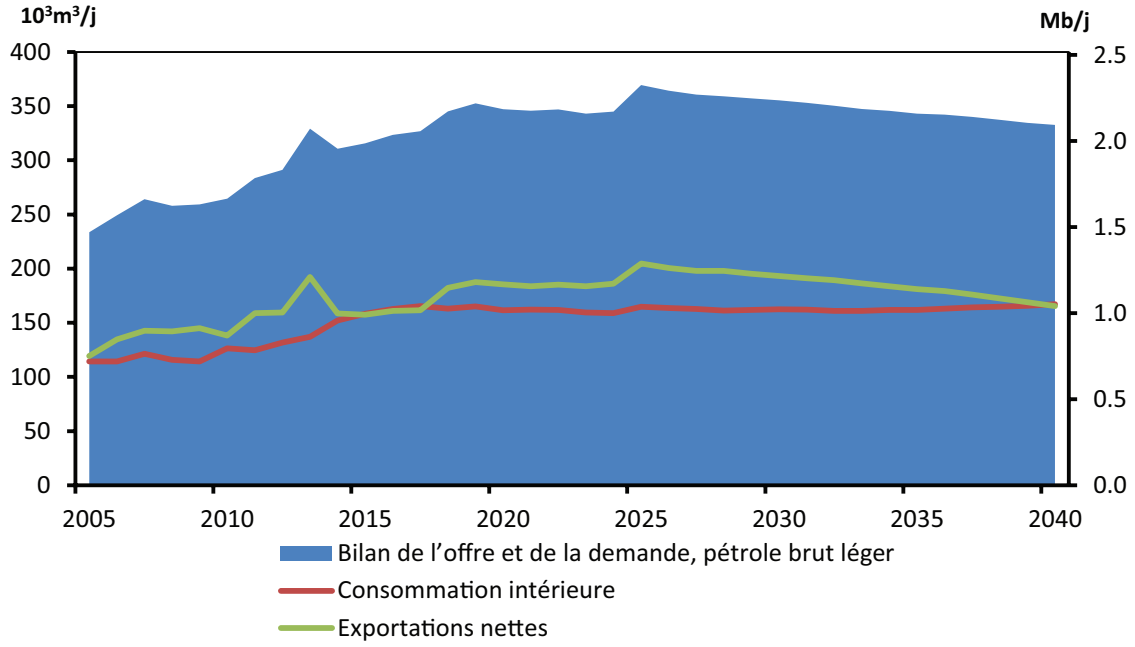
- Comme le montre la figure 5.6, la projection du scénario de référence situe la production totale de pétrole à 974 10^3m^3/j (6,1 Mb/j) à l'horizon 2040, soit une augmentation de 60 % par rapport à celle de 2014. Dans le scénario de prix élevés, la production s'élève à 1 103 Mm^3/j (6,9 Mb/j), 13 % de plus que dans le scénario de référence. Dans le scénario de prix bas, enfin, la production est 21 % inférieure à celle du scénario de référence, soit 786 10^3m^3/j (4,9 Mb/j).

Bilan de l'offre et de la demande

- La production nette disponible de pétrole est la quantité mise à la disposition du marché après avoir apporté des rajustements pour les pertes durant le traitement, les besoins de mélange pour le pétrole lourd et le bitume non valorisé et les volumes de diluant sous forme de condensat qui sont recyclés sur place. La totalité du bitume non valorisé et la plus grande partie du pétrole lourd classique transporté par pipeline doivent être mélangés à des hydrocarbures légers, normalement un condensat, pour réduire sa viscosité et permettre son écoulement dans le pipeline.
- La consommation intérieure est la charge d'alimentation de pétrole brut canadien destinée au raffinage. Elle fluctue en fonction de la demande de produits pétroliers et du volume de pétrole brut étranger traité dans les raffineries canadiennes. Au pays, le secteur du raffinage du pétrole s'alimente de brut canadien et de brut importé pour fabriquer les produits pétroliers que les Canadiens utilisent. Lorsqu'il est rentable de le faire, certaines régions importent ces produits raffinés.
- On obtient le volume des exportations canadiennes de pétrole brut en soustrayant la consommation canadienne de l'offre disponible nette de brut.

FIGURE 5.7

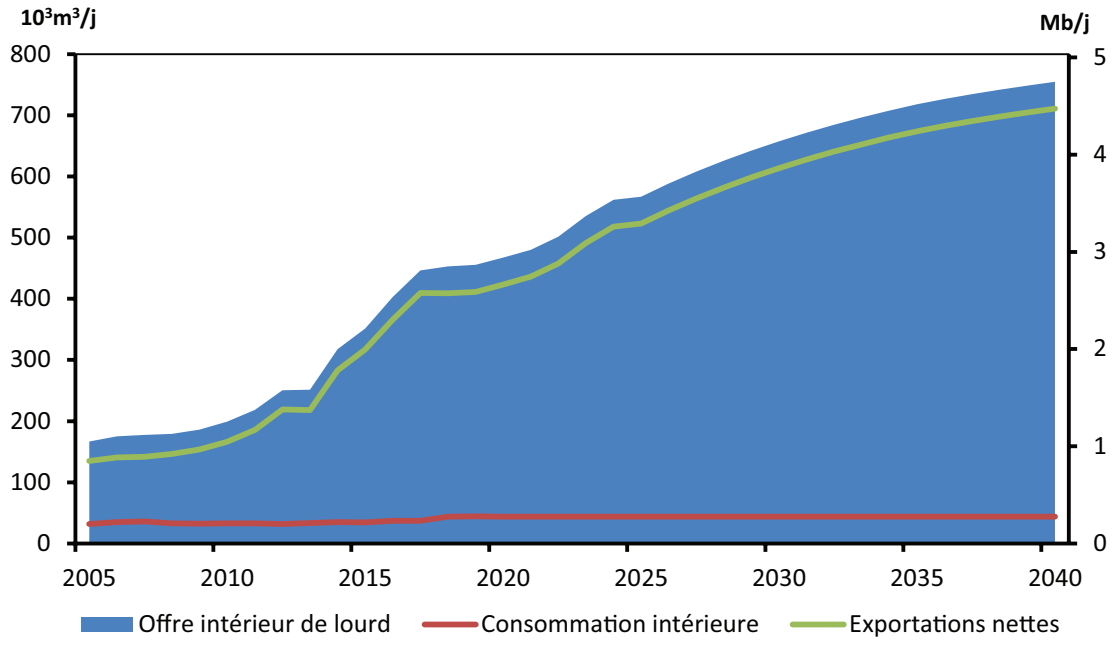
Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut léger – Scénario de référence



- Dans le scénario de référence, les exportations de pétrole brut léger culminent à 196 $10^3m^3/j$ (1,2 Mb/j) en 2025, puis diminuent progressivement pour atteindre 161 $10^3m^3/j$ (1,0 Mb/j) en 2040, comme l'illustre la figure 5.7. Cette diminution après 2025 s'explique par un fléchissement de la production de brut léger et un plafonnement relatif de la demande intérieure. Comme l'indique la figure 5.8, les exportations de pétrole brut lourd pointent jusqu'à 151 % des valeurs de 2014, soit 711 $10^3m^3/j$ (4,5 Mb/j) à l'horizon 2040, en raison de la hausse de la production de bitume fluidifié provenant des sables bitumineux en Alberta.

FIGURE 5.8

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



Principales incertitudes liées aux perspectives

- La présente analyse mise sur le fait que le pétrole brut canadien trouvera preneur sur les marchés. La véracité de cette hypothèse constitue une grande incertitude dans les projections. La croissance continue et rapide de la production de pétrole de réservoirs étanches aux États-Unis, principal marché d'exportation pétrolière du Canada, est de nature à diminuer la dépendance de notre voisin du Sud à l'égard des importations de brut, y compris les importations venant du Canada. Les marchés outremer peuvent offrir des occasions pour l'exportation, mais les producteurs canadiens doivent faire face à des concurrents de partout dans le monde. Le chapitre 10 expose les incertitudes relatives à l'infrastructure de transport du pétrole.
- Au Canada, on en est encore au premier stade de la mise en valeur du pétrole des réservoirs étanches. La capacité d'exploitation de ces ressources demeure encore largement inconnue.
- Les prix futurs du pétrole constituent un élément d'incertitude de première importance dans les projections. Les trois scénarios examinés dans la présente analyse présentent un éventail raisonnable de résultats possibles, mais n'envisagent pas tous les scénarios éventuels relatifs aux prix. De plus, les projections de prix à long terme reposent sur une hausse graduelle des prix. Il est possible que les mouvements de prix soient irréguliers avec d'éventuels sursauts dans une ou l'autre direction.
- Les taux de change dans les années à venir constituent une incertitude pour les producteurs canadiens de pétrole. Les exportateurs de pétrole sont payés en dollars américains et paient la majorité de leurs dépenses en dollars canadiens. Un taux de change qui fluctue constamment pourrait accroître l'incertitude relative au rendement économique pour les producteurs canadiens.

- La récente chute des prix du pétrole a amené les producteurs des sables bitumineux et de pétrole classique à réduire de façon marquée leurs frais d'exploitation et leurs dépenses en matière de forage et de mise en valeur. Dans un contexte de bas prix, la concurrence pour s'approprier les ressources comme la main-d'œuvre et l'équipement est moins intense, et les producteurs peuvent souvent obtenir ces ressources à des conditions plus avantageuses. La durabilité de ces coûts moins élevés et le moment, s'il se produit, où il y aura escalade des coûts constituent de grandes sources d'incertitude en raison du nombre élevé de projets qui sont menés à terme chaque année.
- Les règles et la réglementation qui encadrent la mise en valeur des sables bitumineux continuent d'évoluer et créent de l'incertitude quant à la viabilité des projets futurs.
- L'industrie et les gouvernements de divers ordres se penchent actuellement sur les enjeux qui touchent la fracturation hydraulique en plusieurs étapes. Parmi ces enjeux, on note la quantité d'eau utilisée dans le processus, la protection de la nappe phréatique des fluides de fracturation et la composition chimique et l'élimination sécuritaire de ces fluides. Les règles et la réglementation futures touchant ces procédés pourraient influer sur la production de pétrole de réservoirs étanches.
- Les percées technologiques enregistrées au cours des dix dernières années se sont fortement reflétées dans les volumes de pétrole qui peuvent être produits. L'impossibilité de prévoir les avancées qui se produiront dans ce domaine et le moment où elles se produiront constituent une incertitude importante.

---

76. Office national de l'énergie, British Columbia Oil and Gas Commission, Alberta Energy Regulator et ministère de la Mise en valeur des ressources gazières de la Colombie-Britannique : Potentiel ultime d'hydrocarbures non classiques de la formation de Montney en Colombie-Britannique et en Alberta
77. Office national de l'énergie et gouvernement de la Saskatchewan : Potentiel ultime d'hydrocarbures non classiques de la formation de Bakken en Saskatchewan
78. Office national de l'énergie et Commission géologique des Territoires du Nord Ouest – Évaluation des ressources en hydrocarbures non classiques des schistes des formations Bluefish et Canol dans les Territoires du Nord-Ouest
79. Northwest Redwater Partnership Upgrader Project
80. Enhance Energy, The Alberta Carbon Trunk Line Project

Perspectives concernant le gaz naturel

Ressources gazières

- En décembre 2014, les ressources commercialisables restantes de gaz naturel canadien s'établissaient à 30,8 $10^{12}m^3$ ou 1 087 billion de pieds cubes (Tpi^3). C'est ce qu'indique le tableau 6.1. Il s'agit d'une légère baisse comparativement à l'estimation du rapport AE 2013. De nouvelles ressources se sont ajoutées dans la partie canadienne du gisement Bakken, situé dans le sud-est de la Saskatchewan[81], mais cette augmentation a été moins élevée que la production enregistrée en 2013 et en 2014, d'où la légère diminution des ressources restantes.
- On estime les ressources de gaz naturel des réservoirs étanches au Canada à 15,0 $10^{12}m^3$ (528 Tpi^3). De ce volume, 12,7 $10^{12}m^3$ (447 Tpi^3) se trouvent dans la formation de Montney, dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta. Aux fins de l'analyse, la production de gaz naturel de réservoirs étanches désigne la production provenant de réservoirs gréseux, silteux et carbonatés de faible perméabilité[g]. Généralement, les réservoirs étanches de gaz naturel n'ont pas de voies de cheminement suffisantes à travers la roche pour que le gaz naturel parvienne jusqu'au puits de forage. Il faut donc recourir à une méthode de stimulation pour créer de telles voies de cheminement, dont la fracturation hydraulique ou le forage horizontal, ou une combinaison des deux techniques, pour relier le plus grand nombre de fractures naturelles possible.
- On estime à 6,3 $10^{12}m^3$ (222 Tpi^3) les ressources totales de schiste au Canada. Le gaz naturel de schiste désigne le gaz naturel produit à partir de roches de très faible perméabilité composées de grès et de microfossiles. Selon les estimations, le bassin de Horn River, une formation schisteuse gazifière située dans le nord-est de la Colombie-Britannique, contient 2,2 $10^{12}m^3$ (78 Tpi^3) de gaz. Cette estimation ne tient pas compte des ressources à l'extérieur de l'Ouest canadien, comme celles des formations schisteuses d'Utica au Québec et de Horton Bluff dans les Maritimes, dont l'inventaire est encore aux premiers stades.

TABLEAU 6.1

Ressources gazières commercialisables restantes au 31 décembre 2014

Gaz naturel	BSOC[(a)]	Côte Ouest	Nord du Canada	Ontario et Québec	Côte Est	Canada
Gm^3	24 218	482	3 286	226	2 573	30 785
Tpi^3	855	17	116	8	91	1 087

(a) Le BSOC comprend la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba. Dans le présent tableau, toutes les ressources et les réserves des territoires figurent sous la désignation « Nord du Canada ».

g Les zones de gaz de réservoirs étanches dont il est fait état dans l'analyse sont les suivantes : la formation de Montney, certaines zones du Crétacé dans le Deep Basin, les formations de Milk River, de Medicine Hat et de Second White Specks, dans le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan, les formations de Jean Marie et de Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

Perspectives relatives à la production de gaz naturel au Canada

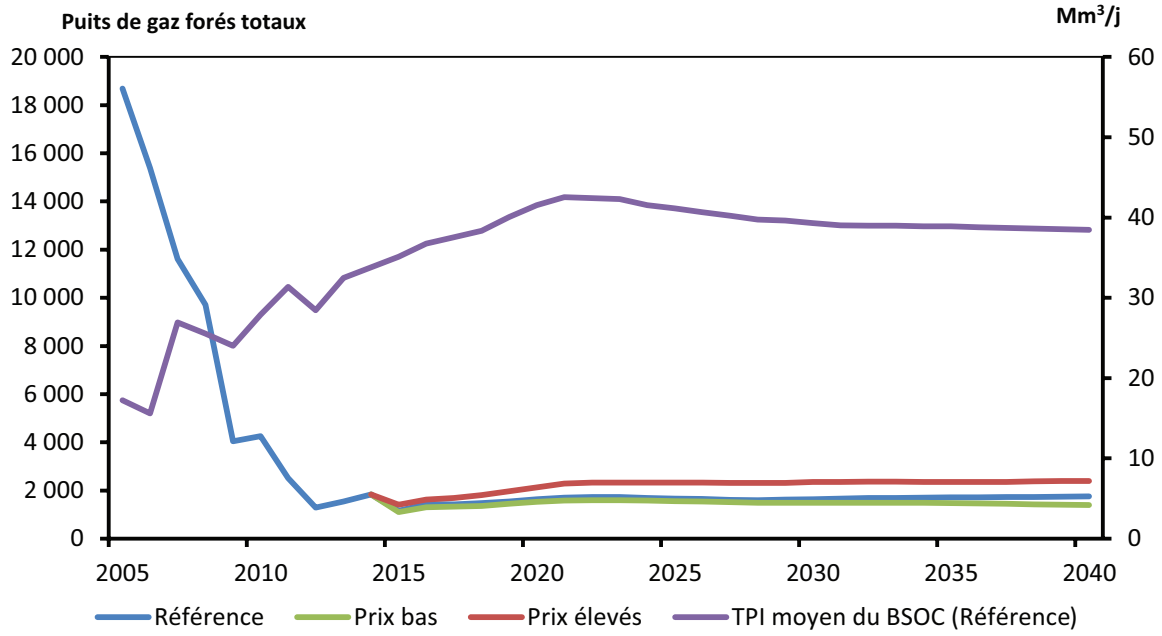
Activités de forage et productivité des puits de gaz naturel

- Le nombre de puits de gaz naturel forés chaque année au Canada est en baisse depuis 2005. Ce recul s'explique en grande partie par les bas prix du gaz naturel et l'accent mis sur les puits plus profonds et plus productifs dont le forage prend plus de jours. Durant la vague de froid extrême qui a sévi sur une grande partie de l'Amérique du Nord au tournant de 2013 - 2014, les prix du gaz naturel ont connu une remontée et sont restés élevés jusqu'au milieu de 2014, le temps de permettre le rétablissement des stocks dans les réservoirs sous-terrains. Cette embellie a stimulé le forage de puits et temporairement renversé la tendance à la baisse du nombre de forages.
- Depuis quelques années, les forages ont principalement ciblé les ressources de gaz des réservoirs étanches et les ressources schisteuses, qui se sont avérées plus rentables que les gisements de gaz classique. Les coûts de production de ces dernières sont devenus moins élevés avec les progrès réalisés dans les techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes. Certaines des formations exploitées donnent des liquides de gaz naturel (LGN) avec le gaz naturel et apportent un surcroît de produits financiers pour les producteurs. La mise en valeur des ressources gazières peu profondes a largement été suspendue, les gisements exploités ne fournissant généralement pas de LGN et se prêtant mal à l'emploi des mêmes technologies qui ont permis d'abaisser les coûts de production des gisements profonds. L'accent est donc encore mis sur les réservoirs plus profonds pour la période de projection.
- L'effet combiné du forage de puits profonds de réservoirs étanches et de gaz de schiste et les améliorations technologiques apportées aux activités de forage ont accru la productivité des nouveaux puits forés dans l'Ouest canadien. Comme l'indique la figure 6.1, les taux de production initial moyen[h] sont montés en flèche depuis quelques années, passant de 16 $10^3m^3/j$ (0,6 Mpi^3/j) de gaz naturel commercialisable en 2006 à 34 $10^3m^3/j$ (1,2 Mpi^3/j) en 2014. Durant les premières années de la projection, les taux continuent de s'améliorer, les producteurs ciblant la région de Montney où les puits sont plus productifs. À partir de 2022, les taux moyens commencent à fléchir pour se situer à 39 $10^3m^3/j$ (1,4 Mpi^3/j) en 2040.

h Le taux de production initial est le taux de production moyen durant les trois premiers mois de production d'un puits.

FIGURE 6.1

Puits de gaz naturel forés, scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas, et taux de production initial moyen du BSOC, scénario de prix bas



- Les zones où la production de gaz naturel est plus prometteuse sont généralement celles où l'on fore les premiers puits dans une région donnée. À mesure que l'on déplace les activités vers des zones moins productives d'un bassin au fil du temps, la productivité des nouveaux puits tend à fléchir. Les progrès réalisés dans les techniques de forage et de complétion des puits peuvent neutraliser cet effet, ce qui stabilise la productivité des nouveaux puits durant la période de projection. Pour cette raison, on a supposé que les taux initiaux de chaque puits resteraient à leur niveau actuel dans la majorité des zones de l'Ouest canadien au cours de la période étudiée, y compris dans la formation de Montney et dans les gisements schisteux.
- Vu les bas prix du gaz naturel, on s'attend à une forte diminution des dépenses en immobilisations et des activités de forage ciblant du gaz naturel en 2015. Le nombre de puits de gaz naturel chute de 37 % par rapport au niveau de 2014, ce qui se traduit par une faible baisse de la production en 2016 et 2017. À partir de 2018, le nombre de puits forés augmente chaque année grâce à une hausse des dépenses en immobilisations découlant d'un raffermissement des prix du gaz naturel, sans toutefois atteindre les sommets observés de 2005 à 2008. Par contre, grâce aux taux de production des puits profonds qui compensent la baisse de la production des puits vieillissants, la production totale de gaz naturel au Canada est en hausse. Le nombre de puits de gaz naturel forés chaque année monte, de près de 1 156 en 2014 à plus de 1 750 en 2040, en comptant les 610 puits dans la formation de Montney et les quelque 60 dans celle de Duvernay.

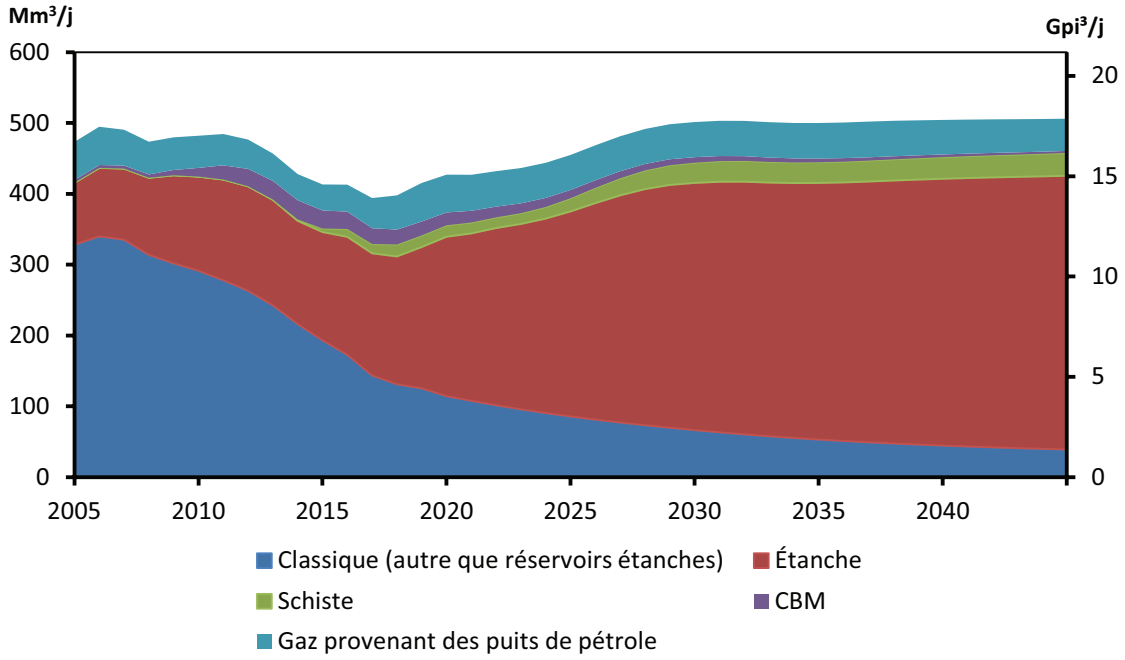
- La présente analyse pose comme hypothèse que l'on exportera 14 Mm^3/j (0,5 Gpi^3/j) de GNL à partir de 2019 et que ces volumes augmenteront du même ordre chaque année pour atteindre 71 Mm^3/j (2,5 Gpi^3/j) en 2023. Par la suite, les volumes d'exportation demeureront stables jusqu'à la fin de la période de projection. Il s'agit là d'une hypothèse plus que d'une projection. Les dépenses d'exploration et de mise en valeur liées aux exportations de GNL portent les dépenses en immobilisations au-delà de ce qu'elles seraient en temps normal, d'où une nouvelle hausse du nombre de puits et de la production de gaz naturel dans le BSOC. On a utilisé la même hypothèse concernant les exportations de GNL dans les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas. Le chapitre 11 examine plus en détail la relation qui existe entre les exportations de GNL et la production de gaz naturel et traite de l'incertitude relative à ces exportations.
- Les prix plus fermes du gaz naturel dans le scénario de prix élevés se traduisent par des dépenses en immobilisations elles aussi plus élevées, de sorte que le nombre annuel de puits forés ciblant le gaz naturel passe à plus de 4 000 en 2040. Pour ce qui est du scénario de prix bas, ce nombre dépasse à peine 1 600 en 2023, l'augmentation de la production n'étant motivée que par les exportations de GNL. Après 2023, les activités de forage dans le scénario de prix bas modèrent lentement en raison d'une diminution des prix et des dépenses en immobilisations, pour se situer à 1 400 puits forés en 2040.

Production de gaz naturel

- Dans le scénario de référence, la production de gaz naturel commercialisable au Canada augmente légèrement de 416 Mm^3/j (14,7 Gpi^3/j) en 2014 à 437 Mm^3/j (15,4 Gpi^3/j) en 2018, comme le révèle la figure 6.2. Sous l'effet d'une hausse des prix et des exportations de GNL qui justifient des activités de forage plus intenses, la production augmente sans interruption de 2019 à 2023. Par la suite, la croissance ralentit et la production demeure relativement stable pour s'élever à 506 Mm^3/j (17,9 Gpi^3/j) à l'horizon 2040.

FIGURE 6.2

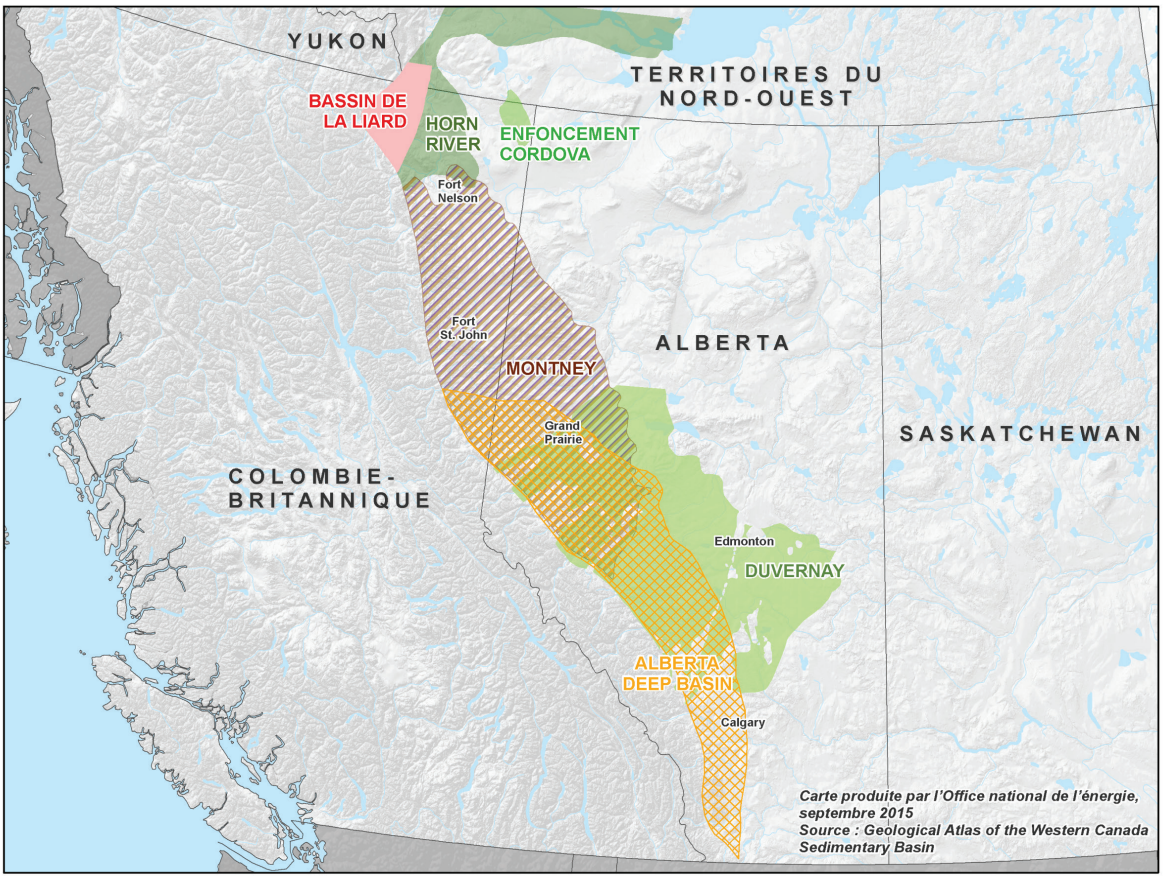
Production de gaz naturel selon le type – Scénario de référence



- La production de gaz naturel provenant des réservoirs étanches et des formations schisteuses continue d'augmenter, tandis que celle de gaz naturel classique ne provenant pas de réservoirs étanches et de méthane de houille (MH) diminue toujours. Avant 2009, le gaz naturel classique, exclusion faite du gaz naturel de réservoirs étanches, constituait jusqu'à la moitié de la production annuelle au Canada. Dans les projections, les activités étant surtout concentrées sur les ressources contenues dans les réservoirs étanches et les formations schisteuses, le gaz naturel classique ne représente plus que pour 8 % de la production en 2040, comparativement à 76 % pour le gaz de réservoirs étanches et à 6 % pour le gaz de schiste. La figure 6.3 montre les principales régions productrices du BSOC.

FIGURE 6.3

Principales régions productrices dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien



- Dans le scénario de référence, la production de gaz naturel provenant de la formation de Montney, en Colombie-Britannique, passe de 62 Mm^3/j (2,2 Gpi^3/j) en 2014 à 199 Mm^3/j (7,0 Gpi^3/j) en 2040. En Alberta, la production de la formation de Montney est en hausse, de 23 Mm^3/j (0,8 Gpi^3/j) en 2014 à 73 Mm^3/j (2,6 Gpi^3/j) en 2040.
- La zone de Deep Basin, qui s'étire le long des piémonts en Alberta, procure de grandes quantités de gaz naturel provenant de réservoirs étanches, une situation qui se maintient durant toute la période de projection. Cette zone de ressources est attrayante en raison de la présence de LGN dans la production gazière et de la proximité de l'infrastructure pour le traitement et le transport du gaz naturel. La production de gaz naturel commercialisable augmente de façon régulière, passant de 71 Mm^3/j (2,5 Gpi^3/j) en 2014 à 103 Mm^3/j (3,6 Gpi^3/j) en 2040 dans le scénario de référence. Dans ce cas, la production des nouveaux puits compense la baisse à ce chapitre des puits vieillissants.
- Dans ce même scénario de référence, la production de gaz de schiste commercialisable du bassin de Horn River reste relativement stable pendant la période de projection, affichant une mince augmentation de 14 Mm^3/j (0,5 Gpi^3/j) en 2014 à 19 Mm^3/j (0,7 Gpi^3/j) en 2040. Dans ce bassin, l'activité de forage a été faible depuis quelques années en raison de la baisse des prix du gaz naturel et de l'absence de LGN dans le gaz.

- Même si les gisements de l'enfoncement de Cordova et du bassin Liard, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, n'en sont qu'aux premiers stades de la mise en valeur, on en a tenu compte dans les projections. Dans le scénario de référence, la production de gaz naturel commercialisable s'établit à 0,3 Mm^3/j (12 Mpi^3/j) pour l'enfoncement de Cordova et à 0,9 Mm^3/j (32 Mpi^3/j) pour le bassin de la Liard en 2040.
- La mise en valeur des ressources schisteuses de la formation de Duvernay s'est accélérée depuis quelques années. La production de condensat – que l'on emploie pour liquéfier le bitume et permettre son transport par pipeline – à partir des puits situés dans cette formation constitue une source importante de produits financiers pour les producteurs. Dans le scénario de référence, la production de gaz naturel commercialisable grimpe à 11,8 Mm^3/j (417 Mpi^3/j) en 2040, alors qu'elle se situait à 1,8 Mm^3/j (65 Mpi^3/j) en 2014.
- Pendant la période de projection, la production de MH, qui s'établissait à 20 Mm^3/j (694 Mpi^3/j) en 2014 chute à 3,0 Mm^3 (106 Mpi^3/j) en 2040. Ce recul s'explique par le fait que les producteurs se tournent vers des ressources plus rentables.
- La production de gaz naturel tirée des puits de pétrole, aussi appelé gaz dissous[i], est directement rattachée aux projections touchant le pétrole. Cette production est relativement stable jusqu'en 2030, puis diminue lentement vers la fin de la période de projection. Même si on s'attend à ce que la production de pétrole léger augmente plus rapidement après 2023, le gaz supplémentaire qu'on en tire ne suffit pas à compenser la diminution de la production de gaz dissous provenant des puits vieillissants. Dans le scénario de référence, la production de gaz dissous fléchit légèrement de 54 Mm^3/j (1,9 Gpi^3/j) à 46 Mm^3/j (1,6 Gpi^3/j) en 2040.
- La production de gaz naturel dans les gisements extracôtiers de la Nouvelle-Écosse faiblit au cours de la période à l'étude. Le projet de Deep Panuke a commencé à produire du gaz naturel commercialisable au deuxième semestre de 2013. Au début de 2015, on a constaté une proportion plus forte d'eau dans le gaz naturel si bien qu'en mai 2015, on a cessé la production. L'exploitant envisage de ne reprendre celle-ci qu'en hiver, saison où les prix du gaz naturel sont habituellement plus élevés. La production du projet Deep Panuke est en baisse constante. Elle s'établissait à 5,6 Mm^3/j (199 Mpi^3/j) en 2014 et l'exploitation est limitée chaque année à la saison hivernale. La production du PEES est aussi en déclin, de son seuil de 3,5 Mm^3/j (123 Mpi^3/j) en 2014. Il est probable que l'exploitation de ces deux projets cessera bien avant 2040, mais le moment exact reste incertain.
- La production de gaz naturel sur la terre ferme au Nouveau-Brunswick s'essouffle au cours de la période de projection. On trouve du gaz naturel dans les formations schisteuses dans cette province, mais cette production n'a pas été incluse dans la présente projection. Du côté de Terre-Neuve-et-Labrador, on produit actuellement du gaz naturel parallèlement au pétrole dans les puits extracôtiers, et on le réinjecte dans le gisement. La possibilité d'acheminer le gaz naturel sur terre pour atteindre le marché fait actuellement l'objet de conjectures et elle n'a pas été prise en compte dans la présente analyse.
- La production de gaz naturel commercialisable en Ontario continue de diminuer, de 296 $10^3m^3/j$ (10 Mpi^3/j) qu'elle était en 2014 à 61 $10^3m^3/j$ (2 Mpi^3/j) en 2040. Au Québec, il existe aussi un potentiel d'exploitation de gaz de schiste, mais les données disponibles sont insuffisantes, ce qui fait qu'aucune production de gaz naturel commercialisable n'a été incluse dans la projection.

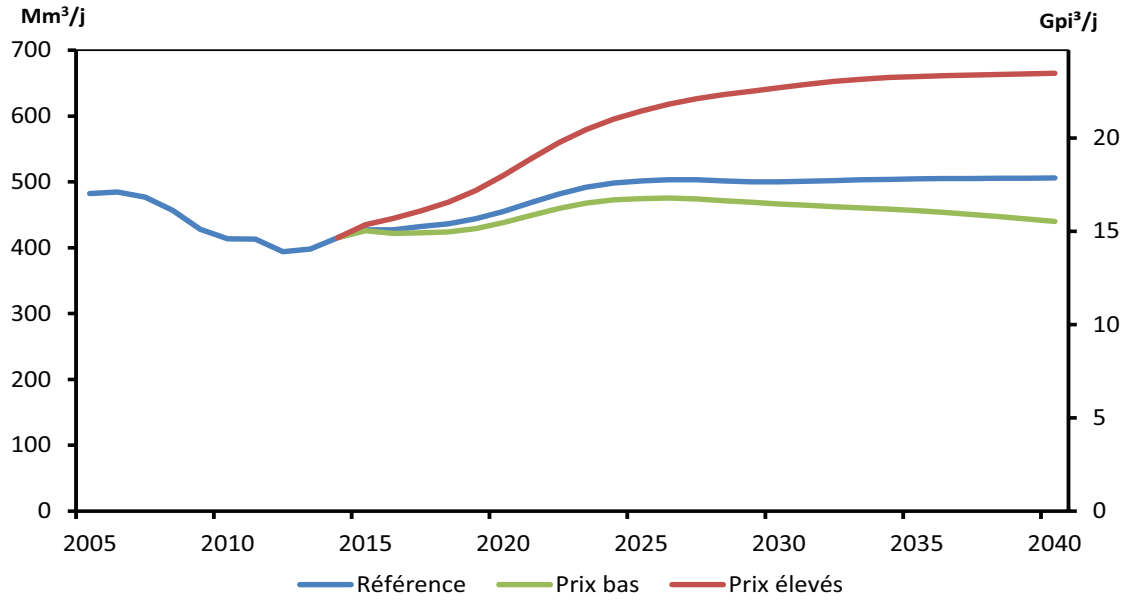
---

i Dans le présent rapport, on entend par gaz dissous le gaz naturel qui forme une solution avec le pétrole ou qui forme une poche au dessus du gisement de pétrole.

- Dans les TNO et au Yukon, la production baisse sans cesse. Alors qu'elle s'élevait à 310 $10^3 m^3/j$ (11 Mpi^3/j) en 2014, elle ne sera plus que de 8 $10^3 m^3/j$ (0,3 Mpi^3/j) en 2040. Il existe un potentiel de production de gaz de schiste dans les TNO et au Yukon dans les formations schisteuses des bassins de Horn River et de Liard au nord du 60e parallèle. On commence seulement à faire l'inventaire de ces ressources et, pour cette raison, les projections n'en tiennent pas compte.
- Les profils de la production de toutes les zones situées à l'extérieur du BSOC révèlent une baisse de celle-ci au cours de la période de projection. L'exploitation des ressources dans ces zones cessera probablement avant 2040, lorsque les produits financiers tirés de l'exploitation seront inférieurs aux frais d'exploitation. Cette conclusion s'applique autant aux zones situées dans la partie Nord du Canada qu'en Ontario et au Nouveau-Brunswick qu'aux ressources au large des côtes de la Nouvelle-Écosse.
- Comme on peut le voir à la figure 6.4, la production de gaz naturel commercialisable au Canada s'établit en moyenne à 665 Mm^3/j (23,5 Gpi^3/j) en 2040 dans le scénario de prix élevés. Soutenue par des prix plus élevés, la production est en hausse dans le scénario de référence. Celle des nouveaux puits compense la diminution observée dans les puits vieillissants. De plus, le forage de nouveaux puits et l'augmentation de la production pour l'exportation de GNL stimulent la croissance de la production de 2019 à 2023.

FIGURE 6.4

Production canadienne totale de gaz naturel commercialisable – Scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas



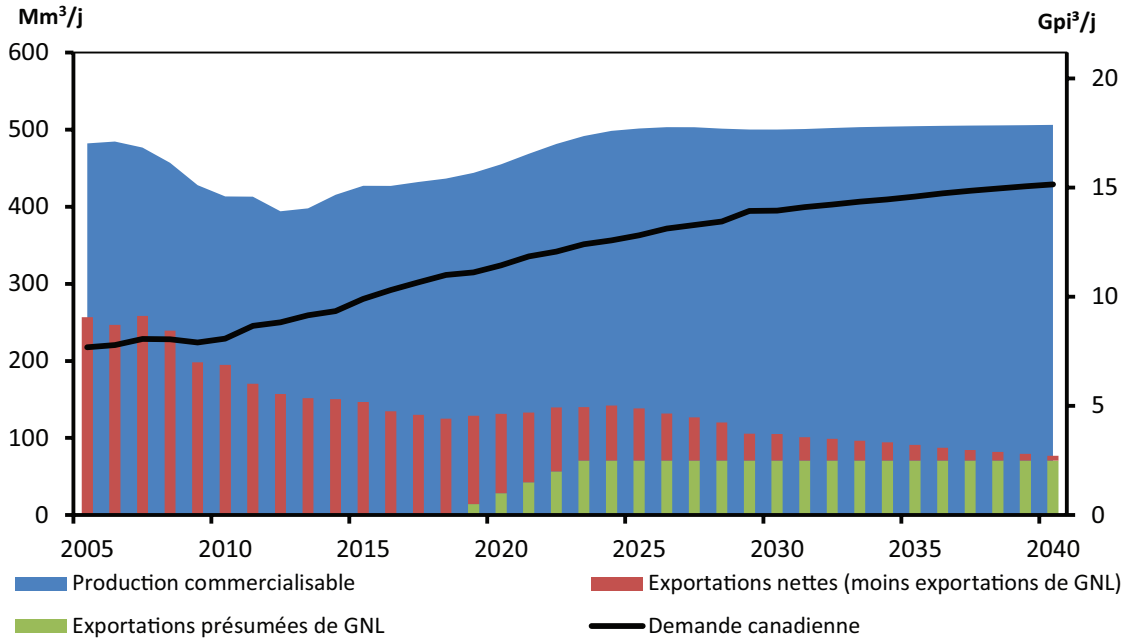
- Dans le scénario de prix bas, la production canadienne est en hausse de 2017 à 2026, phénomène largement attribuable aux exportations de GNL. Par la suite, elle diminue, les prix étant trop bas pour encourager les producteurs à investir de sommes suffisantes dans une nouvelle production et compenser la production en baisse des plus vieux puits. La production de gaz commercialisable augmente à 475 Mm^3/j (16,8 Gpi^3/j) en 2026, puis fléchit à 440 Mm^3/j (15,5 Gpi^3/j) en 2040.

Bilan de l'offre et de la demande

- Les exportations de gaz naturel, qui sont toutes destinées aux marchés américains, fléchissent depuis 2007. Les importations de gaz naturel provenant des États-Unis avaient augmenté, l'Ontario s'alimentant auprès des producteurs de gaz naturel des formations schisteuses situées dans le Nord-Est des États-Unis. Après avoir atteint un sommet en 2011, elles ont diminué et s'établissaient à 59 Mm^3/j (2,1 Gpi^3/j) en 2014. Ce volume représente environ les deux tiers de la consommation totale de gaz naturel en Ontario.
- Pour calculer les exportations nettes de gaz naturel, on soustrait la demande intérieure de la production de gaz naturel commercialisable canadien[j]. La figure 6.5 montre que les exportations nettes ont diminué depuis 2007. Dans le scénario de référence, la baisse des exportations nettes de gaz naturel se poursuit jusqu'en 2019, avant qu'elles repartent dans l'autre direction avec l'amorce des exportations de GNL. Lorsque la croissance de la production consécutive à ces exportations s'effouffle, en 2023, les exportations nettes totales recommencent à reculer pour s'établir à 104 Mm^3/j (3,7 Gpi^3/j) en 2040.

FIGURE 6.5

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



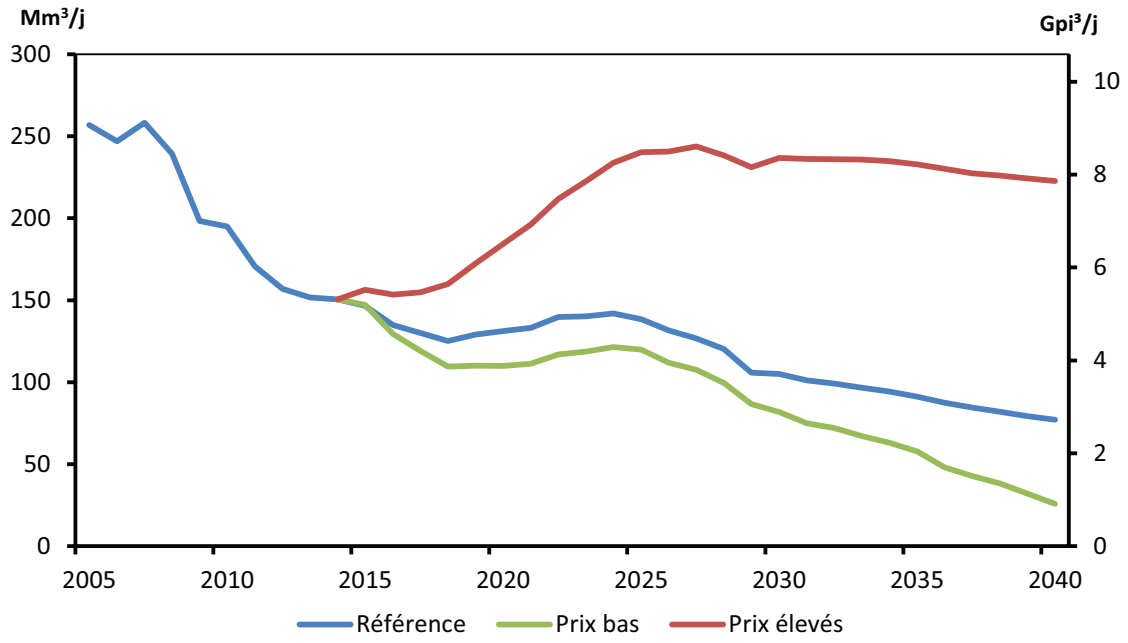
- Dans le scénario de prix élevés, les exportations nettes se chiffrent à 262 Mm^3/j (9,3 Gpi^3/j) en 2040, comme l'illustre la figure 6.6. Plus la production de gaz naturel est élevée, plus les exportations nettes le sont aussi.

j La valeur de cette demande de gaz naturel est inférieure à celle de la demande primaire de gaz dont il est question au chapitre 4, parce qu'elle ne comprend pas le gaz naturel non commercialisé qui est consommé par ceux là mêmes qui le produisent. Les gaz servant au torchage, celui produit et consommé par les exploitants de sables bitumineux et le gaz naturel produit et consommé dans la production de pétrole au large des côtes sont des exemples de gaz naturel non commercialisé.

- Dans le scénario de prix bas, la production est moins élevée que dans le scénario de référence, ce qui entraîne une diminution des exportations nettes après 2023, qui atteignent 37 Mm^3/j (1,3 Gpi^3/j) en 2040.

FIGURE 6.6

Exportations canadiennes nettes des gaz naturel – Scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas



Principales incertitudes liées aux perspectives

- Les prix futurs du gaz naturel constituent un élément d'incertitude de première importance dans nos projections. Les trois scénarios examinés ici présentent un éventail raisonnable de résultats possibles, sans pour autant envisager toutes les éventualités relatives aux prix. Les fluctuations des prix du gaz naturel se répercutent sur les produits financiers des producteurs et sur les sommes réinjectées dans l'industrie. Nombreuses sont les sociétés qui produisent du pétrole et du gaz naturel; les fluctuations des prix du pétrole peuvent donc influer sur leurs produits financiers totaux, ainsi que sur leurs dépenses.
- Les producteurs de gaz naturel ciblant les LGN aux États-Unis et au Canada ont accru l'approvisionnement de ces produits. Dans le passé, il existait une relation étroite entre les prix des LGN et ceux du pétrole brut. Récemment, on a observé un assouplissement de cette relation, qui s'explique par le fait que la croissance de l'offre de LGN a surpassé la demande, ce qui a entraîné une baisse des prix de certains de ces produits. Leurs prix dans les années à venir constituent une incertitude dans les projections concernant le gaz naturel.
- Le moment où commenceront les exportations de GNL et le volume de celles-ci sont aussi des éléments importants d'incertitude en raison de leur incidence sur l'évolution de l'exploration, de la production et de l'aménagement de l'infrastructure. L'incertitude reliée aux exportations de GNL est abordée plus en détail dans deux scénarios de sensibilité au chapitre 11.

- Des pénuries de main-d'œuvre, de services ou de matériel et la hausse des coûts qui s'ensuivrait pourraient influer sur la vigueur des activités de forage ciblant le gaz naturel, surtout durant la prochaine décennie, où une accélération de la production de GNL en vue de l'exportation, ainsi que de l'activité et de la production de pétrole de réservoirs étanches découlant d'une augmentation des prix du pétrole brut pourrait avoir des conséquences sur la demande de main-d'œuvre, de services et de matériel.
- La croissance de la production de gaz naturel de schiste et de gaz dissous aux États-Unis a été plus rapide que le déclin des autres ressources de gaz naturel. Cela s'est traduit par une baisse de prix depuis 2009 et une production record de gaz naturel aux États-Unis en 2014. La croissance future de la production de gaz naturel de schiste dans ce pays continuera d'agir sur les prix du gaz naturel en Amérique du Nord. Dans l'éventualité où les États-Unis commenceraient à exporter de grandes quantités de GNL, cela aurait comme effet de soutenir les prix en Amérique du Nord.
- L'industrie, le gouvernement et divers groupes continuent dans bien des secteurs de compétence à surveiller les aspects de la fracturation hydraulique en plusieurs étapes, qu'il s'agisse de la quantité d'eau fraîche injectée, des risques pour la nappe phréatique ou de la composition chimique et de l'élimination sécuritaire des fluides de fracturation. Les modifications apportées aux règles et à la réglementation dans ce domaine pourraient influer sur le rythme et le niveau des activités de forage.
- Les taux de production moyens des puits pourraient être plus élevés ou moins élevés que ceux qui sont envisagés dans la présente analyse. De la même façon, la baisse à long terme des taux, en particulier dans les bassins émergents, peut être différente de celle qui a été posée comme hypothèse dans la présente analyse. Une autre source d'incertitude est la mise en valeur de nouvelles sources de gaz naturel dans les formations schisteuses canadiennes à l'extérieur du BSOC, par exemple.
- Dans la présente analyse, on suppose que l'infrastructure de transport du gaz naturel canadien vers les marchés intérieurs et extérieurs sera suffisante, tout comme la demande de gaz canadien en vue de l'exportation. Si l'infrastructure devait ne pas être adéquate ou si la demande devait être insuffisante, la production réelle en volumes produits pourrait être inférieure aux projections.

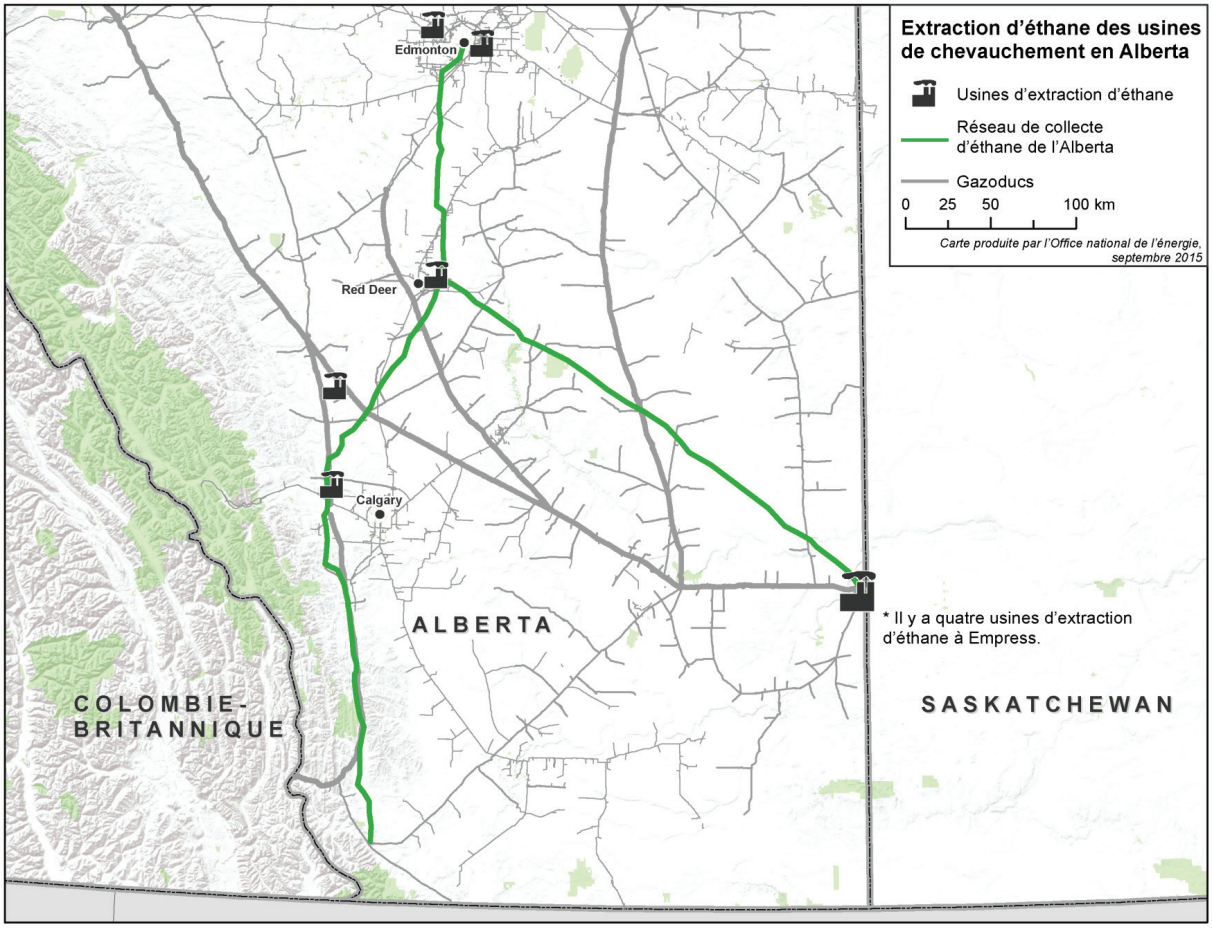
81. Office national de l'énergie et gouvernement de la Saskatchewan : Potentiel ultime d'hydrocarbures non classiques de la formation de Bakken en Saskatchewan

Perspectives concernant les liquides de gaz naturel

- Le gaz naturel brut récupéré à la tête de puits est principalement composé de méthane, mais il renferme aussi souvent divers hydrocarbures et quelques contaminants. Ces hydrocarbures, désignés LGN, sont l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus.
- Les LGN occupent une grande place dans le portefeuille énergétique canadien. L'éthane constitue la charge d'alimentation essentielle pour l'industrie pétrochimique canadienne. Le propane sert à chauffer les bâtiments résidentiels et commerciaux. Il est exporté largement aux États-Unis. Les butanes ont divers usages en pétrochimie et servent à la fabrication de produits pétroliers raffinés. La plupart des pentanes plus sont aussi employés comme agent de fluidification du pétrole brut et du bitume.
- Au Canada, la plus grande partie de la production de LGN provient des usines de traitement du gaz, le reste venant comme sous-produit du raffinage du pétrole ou de la valorisation du bitume. La plus grande partie du propane, des butanes et des pentanes plus est produite dans des centaines d'usines de champ gazier établies dans les zones productrices de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Une partie de la production d'éthane vient d'usines de champ gazier équipées pour faire la séparation de cette substance, mais cette production est principalement concentrée dans des usines de chevauchement. Il s'agit de vastes installations aménagées le long des principaux gazoducs, à proximité d'usines pétrochimiques ou à des points de collecte importants où le gaz naturel sort d'une région d'approvisionnement de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. L'accès à de grandes quantités de gaz naturel permet à ces usines de réaliser des économies d'échelle et ainsi de justifier l'énorme influx de capitaux que nécessite la séparation de l'éthane. La figure 7.1 indique les lieux où sont situées les usines de chevauchement en Alberta.

FIGURE 7.1

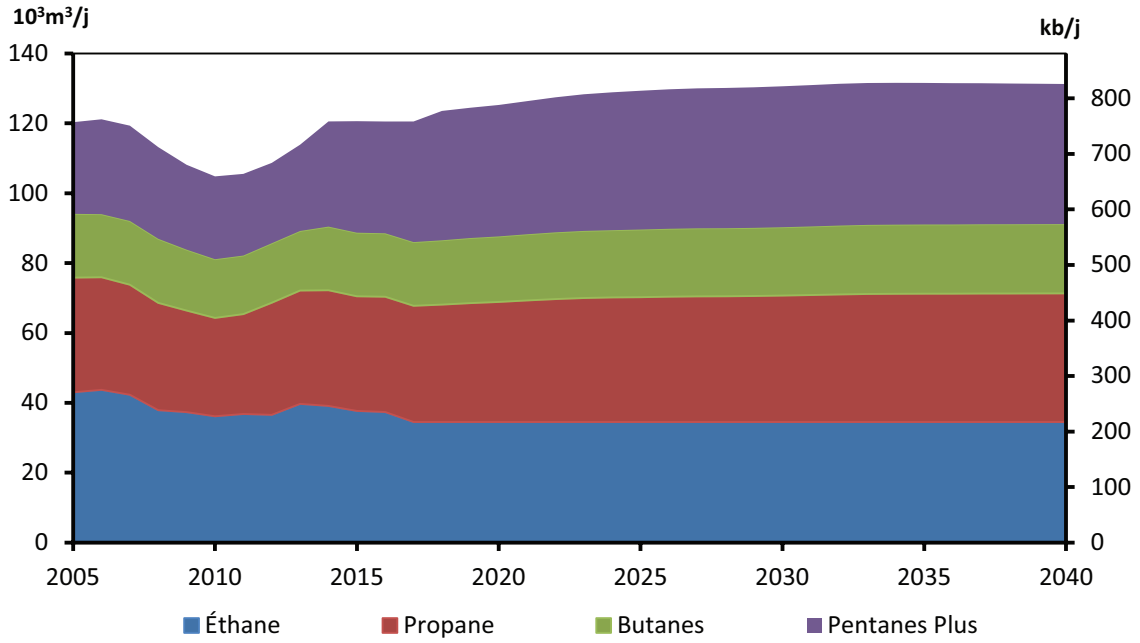
Usines de chevauchement en Alberta



- Comme le montre la figure 7.2, la production canadienne totale de LGN dans le scénario de référence demeure relativement inchangée après 2021. La production d'éthane diminue à un taux annuel de 0,5 % de 2014 à 2040. La production combinée de propane, de butanes et de pentanes plus augmente à un taux annuel moyen de 0,7 %.

FIGURE 7.2

Production de liquides de gaz naturel – Scénario de référence



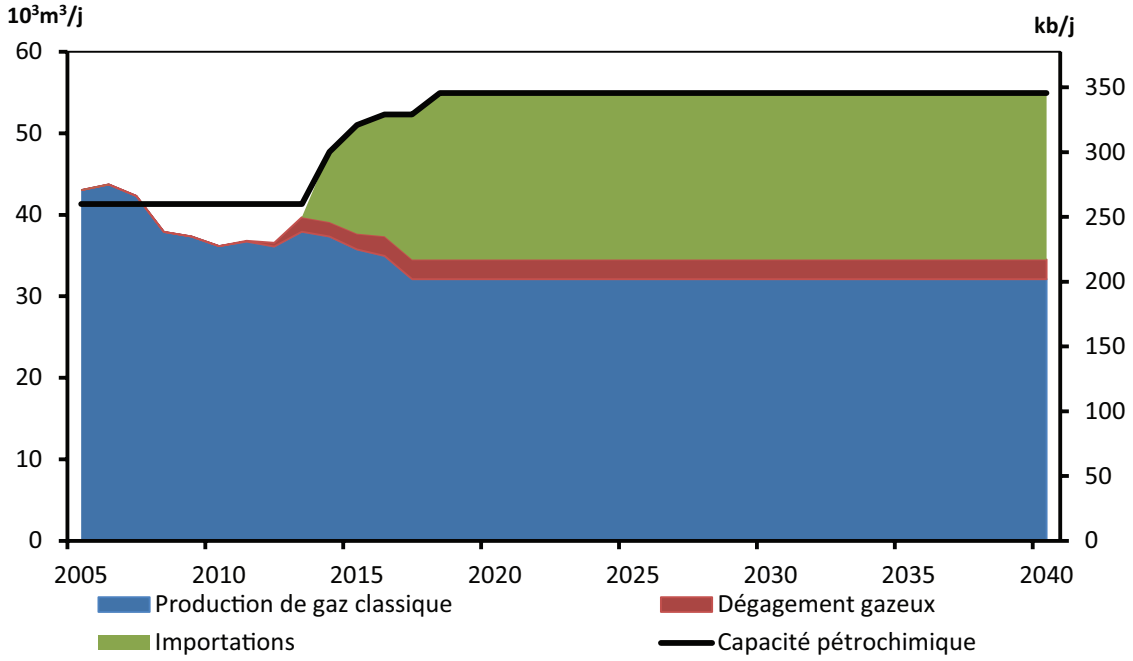
Éthane

- Le scénario de référence prévoit une lente diminution de la production d'éthane dans les usines de traitement du gaz et les usines de chevauchement au Canada. Cette baisse est le résultat de plusieurs facteurs : une plus forte consommation de gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique, des exportations de GNL à partir de la côte de la Colombie-Britannique et une réduction des volumes de gaz naturel provenant de l'Ouest du Canada qui sont acheminés vers les usines de chevauchement en Alberta. La production d'éthane comme sous-produit de la valorisation des sables bitumineux enregistre un léger recul. Au final, on prévoit une réduction de la production totale d'éthane, de 39 10^3m^3/j (247 kb/j) en 2014 à 35 10^3m^3/j (217 kb/j) en 2040.
- La mise en valeur des ressources de gaz naturel ciblant le gaz riche en LGN, plus particulièrement dans la formation de Montney, augmente la disponibilité d'éthane dans l'Ouest du Canada. Toutefois, si on ne construit pas de nouvelles installations d'extraction de l'éthane près de ces régions productrices émergentes pour traiter le gaz naturel destiné aux marchés de l'Alberta ou des installations pour l'exportation de GNL, l'éthane demeurera dans le gaz naturel. Si l'on extrayait ces volumes d'éthane, en appliquant le taux de récupération historique de 50 %, la production d'éthane dans ces usines de traitement du gaz naturel pourrait augmenter à 62 10^3m^3/j (389 kb/j) en 2040.
- Le pipeline Vantage, entré en service en 2014, importe de l'éthane de la région de Bakken, dans le Dakota du Nord, et en transporte de petites quantités depuis la Saskatchewan. Ces volumes fournissent une charge d'alimentation supplémentaire au secteur pétrochimique de l'Alberta.

- En Ontario, l'usine pétrochimique de NOVA Chemicals a été reconfigurée en 2014 pour traiter une charge d'alimentation contenant des LGN plus légers. Grâce à cet ajout, la capacité d'utilisation de l'éthane dans l'industrie pétrochimique canadienne augmente, passant de 41 10^3m^3/j (260 kb/j) en 2013 à 55 10^3m^3/j (346 kb/j) d'ici 2018. En Alberta, cette capacité ne dépasse pas 45 10^3m^3/j (280 kb/j), et l'on observe un désengorgement progressif.
- La figure 7.3 illustre le bilan total de l'offre et de la demande pour l'éthane au Canada durant la période de projection. Malgré le fléchissement de la production canadienne, et grâce aux importations provenant des États-Unis, la disponibilité totale d'éthane augmente au pays. La capacité totale d'utilisation de l'éthane dans les usines pétrochimiques au Canada inclut l'usine de NOVA Chemical en Ontario et tient compte du désengorgement partiel des installations situées en Alberta.

FIGURE 7.3

Offre d'éthane et capacité de l'industrie pétrochimique – Scénario de référence

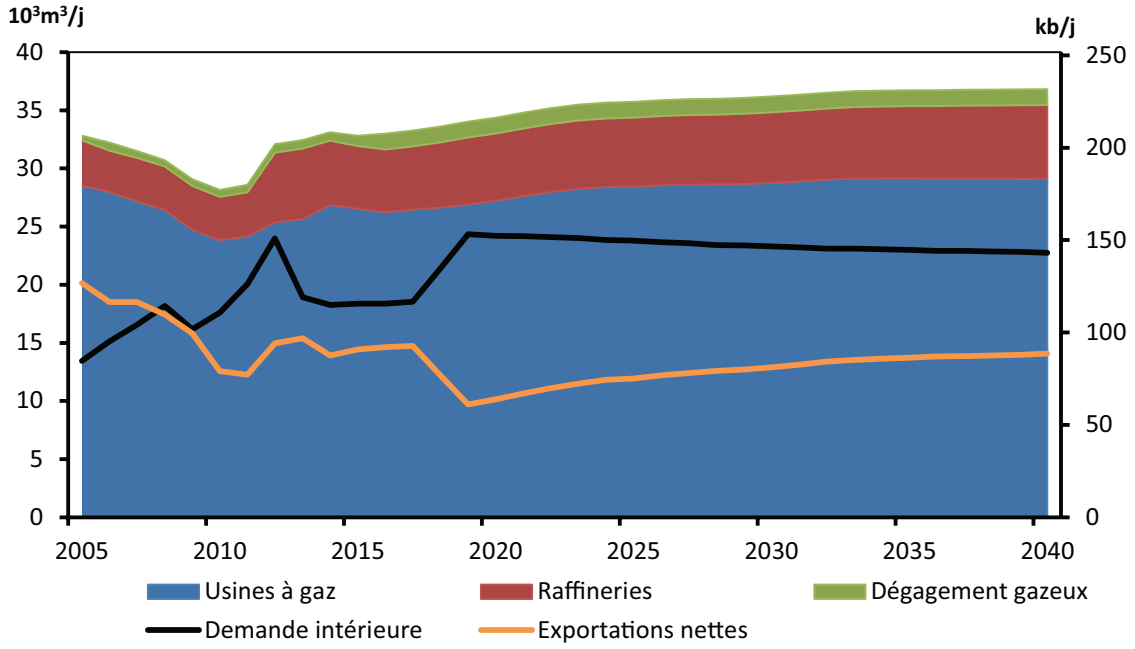


Propane

- Le scénario de référence prévoit une augmentation graduelle de l'offre de propane par rapport à 2014 durant la période de projection, qui atteint 37 10^3m^3/j (231 kb/j) à la fin de la période. L'intensification des activités liées au gaz naturel riche en liquides en Alberta et en Colombie-Britannique est au nombre des facteurs qui contribuent à la croissance de la production de propane. La mise en valeur des ressources de gaz naturel dans la formation de Montney fait en sorte que la production de propane dans les usines traitant le gaz naturel en Colombie-Britannique augmente de plus du double, de 2,5 10^3m^3/j (15,4 kb/j) en 2014 à 5,7 10^3m^3/j (36 kb/j) en 2040. En contrepartie, la production de propane venant des usines en Alberta diminue quelque peu, passant de 24 10^3m^3/j (148 kb/j) en 2014 à 23 10^3m^3/j (144 kb/j) en 2040.

FIGURE 7.4

Bilan de l'offre et de la demande du propane – Scénario de référence



- L'apport de la Saskatchewan et de la Nouvelle-Écosse à la production canadienne de propane est somme toute limité. En 2014, il s'élevait à 0,7 $10^3m^3/j$ (4,2 kb/j) et 0,3 $10^3m^3/j$ (1,6 kb/j), respectivement. Dans les deux provinces, la production baisse au cours de la période de projection.
- La production de propane dans les raffineries est en faible hausse, d'un volume estimatif de 5,5 $10^3m^3/j$ (35 kb/j) en 2014 à 6,3 $10^3m^3/j$ (40 kb/j) en 2040.
- La figure 7.4 fait voir une augmentation de la demande intérieure en 2018. Cela tient à la construction d'une nouvelle usine pétrochimique en Alberta dont la charge d'alimentation sera le propane. Après ce sursaut, la demande recule graduellement pour se situer à 23 $10^3m^3/j$ (143 kb/d) en 2040, ce qui est néanmoins une légère hausse par rapport à la demande enregistrée en 2014.

Butanes

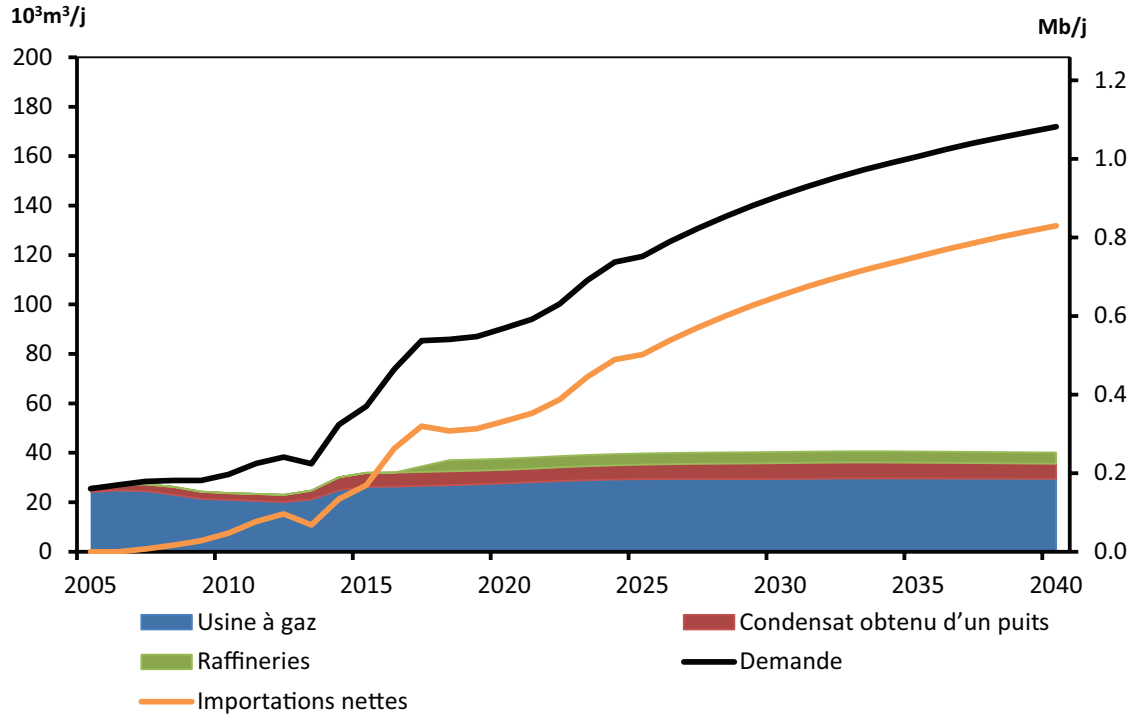
- La production de butanes dans le scénario de référence reproduit celle du propane, c'est-à-dire qu'elle augmente progressivement sur l'ensemble de la période de projection. La production de butanes dans les usines de traitement du gaz naturel passe de 15,5 $10^3m^3/j$ (97 kb/j) en 2014 à 16,2 $10^3m^3/j$ (102 kb/j) en 2040. Celle provenant des raffineries augmente de 2,4 $10^3m^3/j$ (15 kb/j) en 2014 à 2,7 $10^3m^3/j$ (17 kb/j) en 2040, tandis que la production comme sous-produit du gaz naturel fournit un apport supplémentaire de butanes de 0,7 $10^3m^3/j$ (4,2 kb/j) à l'horizon 2040, soit une augmentation de 0,4 $10^3m^3/j$ (2,7 kb/j) par rapport à 2014.
- La demande de butanes est en progression, de 12 $10^3m^3/j$ (76 kb/j) en 2014 à 15 $10^3m^3/j$ (96 kb/j) en 2040. Ceux utilisés par les raffineries ou comme diluant du bitume connaissent une hausse au cours de la période de projection, tandis que celle pour les usages pétrochimiques reste relativement stable.

Pentanes Plus

- La production totale de pentanes plus et de condensat au Canada provenant des usines de traitement du gaz naturel augmente progressivement à long terme, passant de 26 $10^3m^3/j$ (162,4 kb/j) en 2014 à 29 $10^3m^3/j$ (185 kb/j) en 2040. Cette progression est illustrée à la figure 7.5. La production totale de condensat, dans les usines de champ ou à la tête de puits, est en croissance durant la période de projection, alors qu'elle passe de 5.2 $10^3m^3/j$ (33 kb/j) à 6,1 $10^3m^3/j$ (38 kb/j). On s'attend à ce que l'usine de valorisation du North West Redwater Partnership produise 4,5 $10^3m^3/j$ (28 kb/j) de diluant d'ici 2018. La production canadienne totale atteint 40 $10^3m^3/j$ (252 kb/j) en 2040, comparativement à 31 $10^3m^3/j$ (195 kb/j) en 2014.
- Dans le scénario de référence, poussée par la hausse de la production tirée des sables bitumineux, la demande de diluant sous forme de pentanes plus et de condensat monte de 54 $10^3m^3/j$ (339 kb/j) en 2014 à environ 180 $10^3m^3/j$ (1 131 kb/j) à la fin de la période de projection. Les importations de ces deux produits suivent la même tendance, puisqu'elles passent de 23 $10^3m^3/j$ (144 kb/j) en 2014 à 140 $10^3m^3/j$ (879 kb/j) en 2040. L'inversion et le changement de vocation du pipeline Cochin en 2014 a permis d'accroître la capacité d'importation de condensat vers l'Ouest canadien de 15 $10^3m^3/j$ (95 kb/j).

FIGURE 7.5

Bilan de l'offre et de la demande des pentanes plus – Scénario de référence



- Selon le scénario de prix élevés, la production plus intensive de gaz naturel se traduit par une plus forte production également de liquides de gaz naturel, qui atteint 168 $10^3m^3/j$ (1 057 kb/j) en 2040, un bond par rapport à celle de 2014 qui s'élevait à 118 $10^3m^3/j$ (742 kb/j). En ce qui a trait à l'éthane, la production faiblit légèrement pour se situer à 38 $10^3m^3/j$ (237 kb/j) en 2040. Cela s'explique par la capacité limitée des usines pétrochimiques en Alberta dans les projections. La production de propane et de butanes augmente à 40 $10^3m^3/j$ (250 kb/j) et 22 $10^3m^3/j$ (138 kb/j) respectivement. Celle de pentanes plus et de condensat est en hausse, à 50 $10^3m^3/j$ (300 kb/j), tandis que les importations de diluant s'élèvent à 146 $10^3m^3/j$ (918 kb/j), également en progression.
- Dans le scénario de prix bas, la production à la baisse de gaz naturel amène une diminution de la production de liquides. Ainsi, la production de LGN recule pour s'établir à 102 $10^3m^3/j$ (641 kb/j) en 2040. Les volumes de gaz naturel exportés de l'Alberta étant en baisse, les usines de chevauchement ont moins de produit à traiter et cela se répercute de façon négative sur la production d'éthane, qui chute à 25 $10^3m^3/j$ (158 kb/d) en 2040. La production de propane accuse une légère diminution, soit un taux annuel de 0,5 %, pour passer à 24 $10^3m^3/j$ (149 kb/j) en 2040. Du côté des butanes, la production reste inchangée à 13 $10^3m^3/j$ (84 kb/j) à la fin de la période étudiée. En ce qui a trait à la production de pentanes plus, elle croît de 0,6 % par année pour s'établir à 29 $10^3m^3/j$ (183 kb/j) en 2040.

Principales incertitudes liées aux perspectives

- Les LGN sont un sous-produit du gaz naturel, et leur offre demeure sensible aux incertitudes qui subsistent quant à l'approvisionnement en gaz naturel au Canada. Puisque la teneur en LGN varie selon les formations géologiques, la répartition des sources de production de gaz naturel influe sur l'offre future de LGN.
- Les marchés nord-américains de LGN ont subi de profondes transformations au cours des dernières années par suite de l'augmentation rapide de la production de gaz naturel aux États-Unis, qui s'est traduite par une offre accrue de LGN. Cette situation a fait que les États-Unis ont, en 2013, pour la première fois en 25 ans, exporté de l'éthane vers le Canada et que les exportations des autres LGN vers le pays ont enregistré une croissance rapide de 2012 à 2015. Si la production en Amérique du Nord devait continuer de croître, les importations d'éthane pourraient augmenter et entraîner une croissance plus forte que celle envisagée dans les présentes projections pour le secteur pétrochimique canadien.
- Un surapprovisionnement de propane dans l'Ouest canadien a fait chuter les prix au carrefour d'Edmonton au point de frôler zéro pendant la majeure partie de l'été 2015. Les prix futurs du propane et des autres LGN joueront un grand rôle dans l'évaluation de la rentabilité de cibler des gisements riches en LGN et constituent une incertitude pour la production de ceux-ci.
- L'essor de la production tirée des sables bitumineux influera sur les importations de condensat servant à la fluidification du bitume pour permettre son transport par pipeline. Dans l'éventualité où les bas prix du pétrole brut perdureraient, les nouveaux projets et les agrandissements des projets existants d'exploitation des sables bitumineux pourraient être retardés, avec comme conséquence que la demande de diluant serait moins élevée que prévu.
- L'incertitude concernant le moment de la mise en service des projets de GNL sur la côte Ouest et l'envergure de ces projets influenceront la production de gaz naturel canadien et, par ricochet, la production de GNL. Par ailleurs, les volumes de gaz naturel traités aux fins d'exportation de GNL et les besoins de chaleur des marchés d'exportation auront aussi une incidence sur la production de GNL, en particulier sur celle d'éthane.

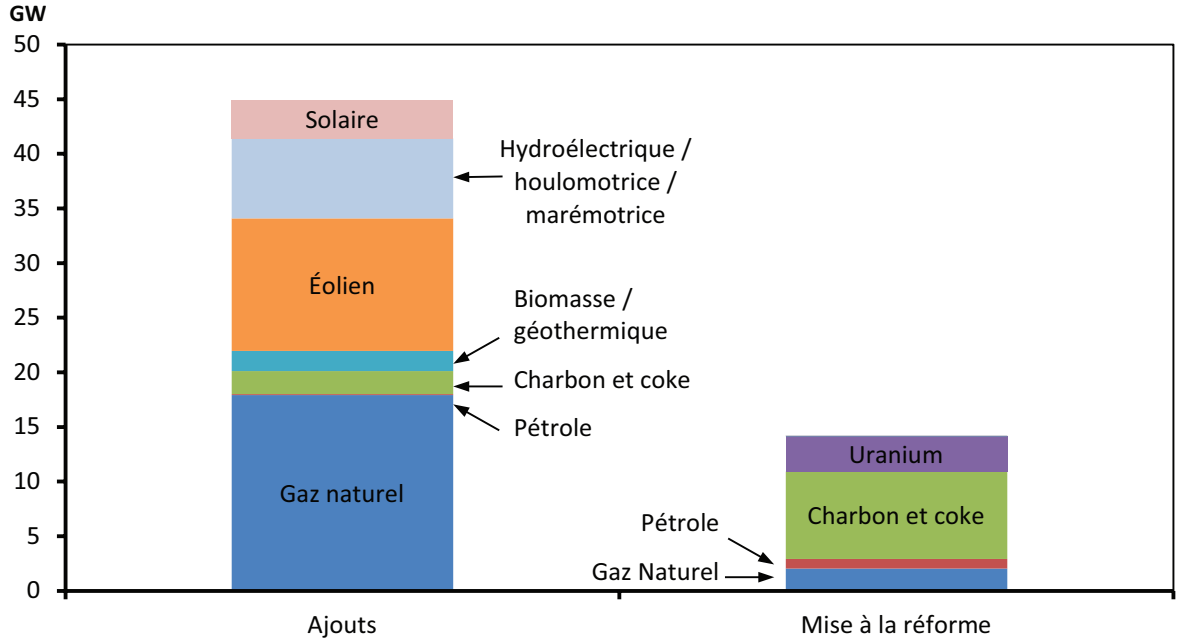
Perspectives relatives à l'électricité

Aperçu

- En 2014, la capacité de production d'électricité a atteint 138 GW au Canada. L'hydroélectricité demeure la principale source, comptant pour 56 % de la capacité totale. Le gaz naturel, le charbon et l'énergie nucléaire procurent en gros le reste de cette capacité. La part des énergies renouvelables autre que l'hydroélectricité (vent, soleil, biomasse, etc.) s'établit à 9 %.
- Les sources d'approvisionnement en électricité varient grandement selon les provinces et les territoires en fonction de la nature des énergies disponibles, des facteurs économiques et des choix de politique publique. Le Québec, la Colombie-Britannique, le Manitoba, Terre-Neuve-et-Labrador et le Yukon disposent d'abondantes ressources hydroélectriques pour répondre à la plupart de leurs besoins. La Saskatchewan et l'Alberta comptent depuis toujours sur l'abondance de leurs ressources de charbon. Elles ont toutefois élargi le réseau de leurs centrales alimentées au gaz naturel depuis quelques années. Les centrales nucléaires procurent environ le tiers de la capacité de production d'électricité en Ontario, le reste venant en majeure partie du gaz naturel et de l'hydroélectricité. Les provinces de l'Atlantique ont recours à une combinaison d'hydroélectricité, de combustibles fossiles divers, d'énergie nucléaire et d'énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques. Au Nunavut et dans les Territoires du Nord-Ouest, la capacité de production repose surtout sur des centrales alimentées au diesel.
- En 2014, la demande canadienne d'électricité a totalisé 550 TWh, soit 17 % de la demande totale d'énergie pour utilisation finale au pays. Le scénario de référence mise sur une demande d'électricité qui augmente à un taux annuel moyen de 1 % pendant la période de projection.
- Pendant cette même période, la capacité totale de production d'électricité croît à un rythme annuel de 1 % et s'élève à 171 GW en 2040. Au pays, on ajoute constamment de la capacité de production pour remplacer les groupes mis à la réforme et répondre à la demande croissante. À mesure que les installations de production vieillissent, leur remplacement s'impose pour des motifs de fiabilité et des raisons économiques ou environnementales. Il faut aussi pouvoir augmenter suffisamment la puissance installée pour répondre à une demande toujours plus forte et conserver une marche de manœuvre suffisante qui excède les besoins en période de pointe.
- La figure 8.1 illustre les ajouts de capacité et les retraits de production durant la période de projection. La majorité des centrales ajoutées fonctionnent au gaz naturel, à l'énergie éolienne et à l'hydroélectricité. Elles représentent 84 % des 46 GW de capacité totale qui s'ajoutera de 2014 à 2040. Le reste provient de l'énergie solaire (3,4 GW), de la biomasse et de l'énergie géothermique (1,8 GW) et du charbon (1,9 GW), dont 1,3 GW des centrales équipées de la technologie de CSC. Les mises à la réforme sont en majorité des centrales au charbon et de réductions minimes de la capacité de production par l'énergie nucléaire et le pétrole.

FIGURE 8.1

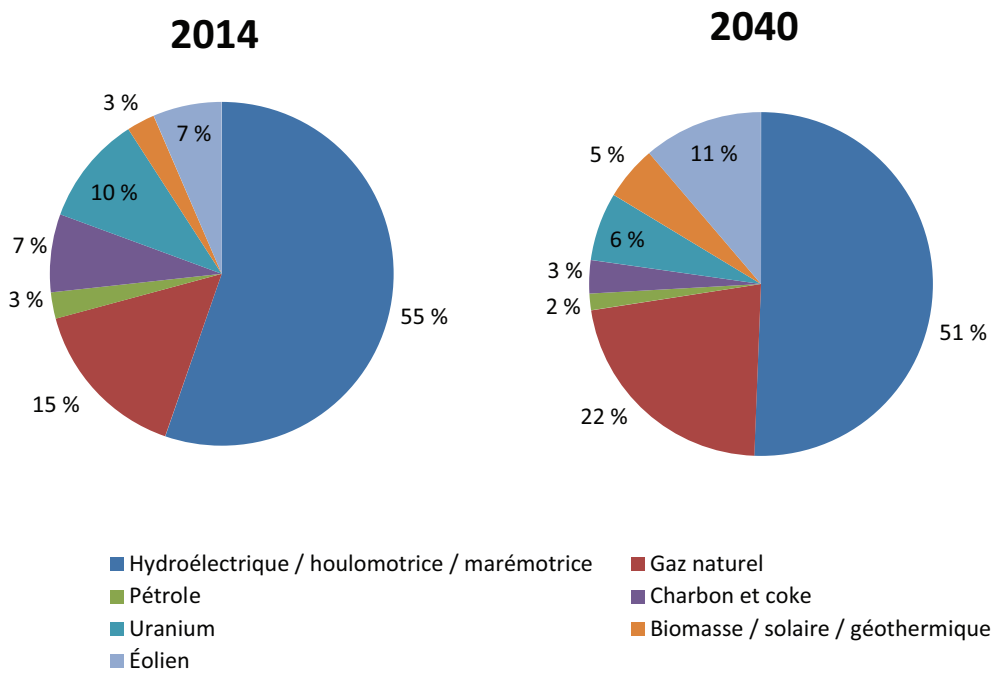
Ajouts de capacité et équipements réformés d'ici 2040 – Scénario de référence



- La répartition des combustibles au Canada pour la production d'électricité évolue au cours de la période de projection. Comme le montre la figure 8.2, le gaz naturel et les énergies renouvelables s'accaparent une plus grande part du marché, tandis que le charbon, le pétrole et l'uranium reculent, conséquence des mises à la réforme et de leur plus faible croissance par rapport aux autres modes de production. La part de l'énergie nucléaire dans la répartition de la capacité totale diminue, de 10 % à 6 % entre 2014 et 2040, et celle de l'hydroélectricité régresse, de 56 % à 51 % pendant la même période. En revanche, les énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité voient leur part s'accroître, de 10 % à 15 %.

FIGURE 8.2

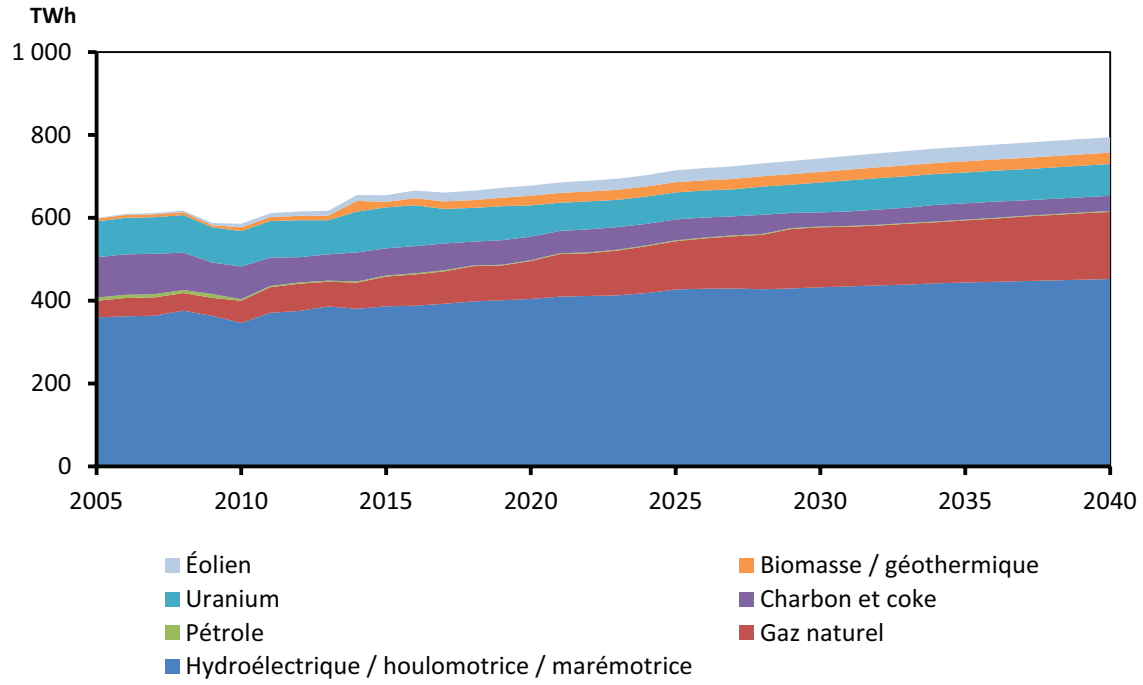
Composition de la capacité en combustibles primaires, 2014 et 2040 – Scénario de référence



- Les changements observés dans le portefeuille énergétique canadien découlent de mutations à l'échelle régionale. La répartition des combustibles dans la capacité de production de l'Alberta et de la Saskatchewan est en pleine transformation, à l'heure où les deux provinces délaissent le charbon au profit du gaz naturel. La Colombie-Britannique accroît sa capacité hydroélectrique et, parallèlement, ajoute de la capacité de production d'électricité à partir du gaz naturel pour disposer d'une puissance auxiliaire dans les installations d'exportation de GNL. Le Québec et le Manitoba construisent de nouvelles centrales hydroélectriques et développent leur capacité éolienne. Durant la période de projection, l'Ontario ajoute à son portefeuille énergétique des centrales au gaz naturel et des énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité, en plus de remettre à neuf des réacteurs nucléaires. Cette dernière opération exigera que l'on cesse la production d'électricité pendant un certain temps. Dans les provinces de l'Atlantique, on remplace le pétrole et le charbon par le gaz naturel, les énergies renouvelables (autres que l'hydroélectricité) et la puissance hydroélectrique du projet de Muskrat Falls au Labrador.
- Comme l'illustre la figure 8.3, pendant la période de projection, la capacité totale de production d'électricité augmente en moyenne de 1 % par année. Durant cette même période, c'est le gaz naturel qui connaît la croissance la plus rapide pour la production d'électricité, avec un taux annuel moyen de 4 %.

FIGURE 8.3

Production d'électricité selon le combustible – Scénario de référence



Perspectives selon le combustible

Hydroélectricité

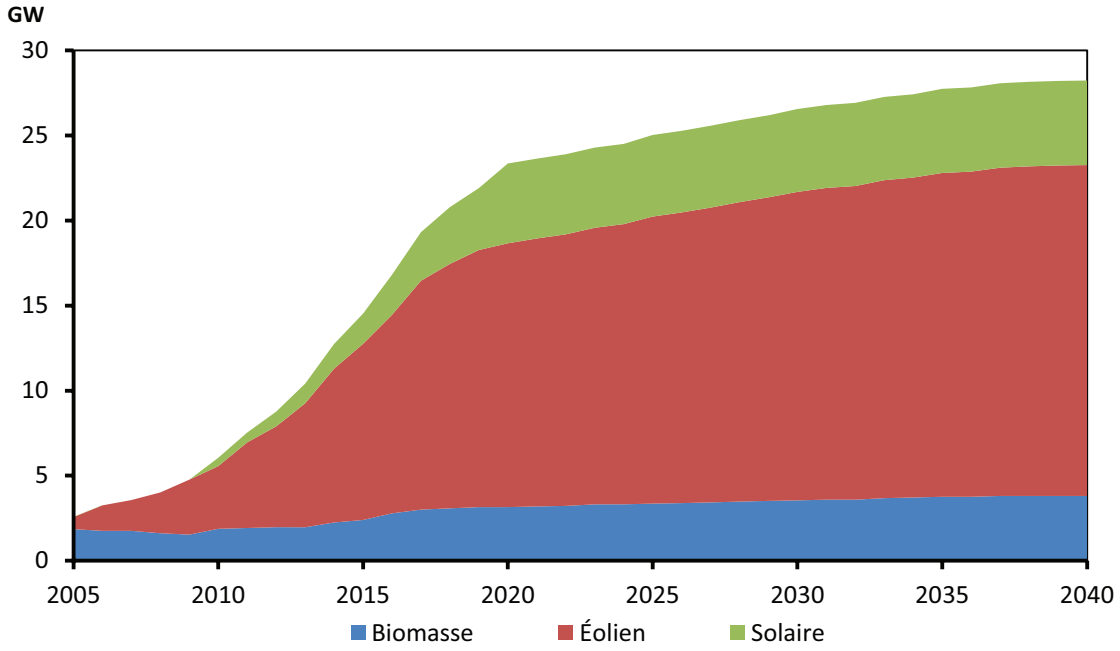
- L'hydroélectricité domine comme source d'approvisionnement en électricité au Canada pendant la période de projection. Elle offre de nombreux avantages : polyvalence, prix relativement abordable, zéro émission de CO_2 et coûts stables. Grâce à la possibilité de stocker l'eau et d'accroître la production quand les ressources intermittentes ne sont pas disponibles, la capacité hydroélectrique du Canada facilite l'émergence des autres ressources renouvelables comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire.
- En tenant compte des projets des services publics provinciaux, la capacité hydroélectrique, incluant les petites centrales et les centrales au fil de l'eau, monte de 77 GW en 2014 à 88 GW en 2040. Cette hausse provient d'un certain nombre de grands projets hydroélectriques déjà en chantier, notamment La Romaine au Québec, Muskrat Falls au Labrador et Keeyask au Manitoba, ainsi que de projets au stade de planification ou d'élaboration, comme le site C, en Colombie-Britannique, Petit Mécatina au Québec et Conawapa au Manitoba.
- Grâce à cette augmentation de capacité hydroélectrique, la production annuelle de cette forme d'énergie et en hausse, de 383 TWh en 2014 à 431 TWh en 2040. Comme d'autres sources de production d'électricité connaissent une croissance plus rapide, entre autres l'énergie éolienne et le gaz naturel, la part de l'hydroélectricité dans la production totale diminue, de 62 % en 2014 à 56 % en 2040.

Énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité

- À l'immense potentiel hydroélectrique du Canada s'ajoutent de vastes ressources renouvelables comme les énergies éolienne, solaire, marémotrice, houlomotrice et géothermique, ainsi que la production énergétique à partir de la biomasse. Au cours des dernières années, grâce à des politiques incitatives et une diminution des coûts, le recours à ces autres formes d'énergie a connu une croissance notable. De 2010 à 2014, les énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité ont enregistré la croissance la plus rapide, en pourcentage, avec un taux annuel de 20 %. En 2014, les installations éoliennes, solaires et de biomasse au Canada avaient une capacité de près de 13 GW d'énergie soit 5,5 % de la capacité totale. Les centrales qui exploitent l'énergie des marées et des vagues et l'énergie géothermique demeurent relativement peu courantes encore, mais les centrales marémotrices en Nouvelle-Écosse suscitent de l'intérêt. Le gros de la capacité éolienne installée au Canada se trouve en Ontario, au Québec et en Alberta. Quant à la capacité de production grâce à l'énergie solaire, elle est essentiellement concentrée en Ontario.
- La capacité de production à partir des sources d'énergie renouvelable autres que l'hydroélectricité augmente de plus de 15 % par année jusqu'en 2017, comme le montre la figure 8.4. Par la suite, les taux de croissance plafonnent, plusieurs provinces s'approchant des cibles qu'elles se sont fixées pour la production d'électricité au moyen des sources d'énergie renouvelable.

FIGURE 8.4

Capacité de production des ressources d'énergie renouvelable autres que l'hydroélectricité – Scénario de référence



- Durant la période de projection, c'est l'énergie éolienne qui contribue le plus à la croissance de la capacité de production des ressources d'énergie renouvelable autres que l'hydroélectricité. La puissance éolienne installée totale double durant cette période, pour atteindre 17 GW en 2040. Les ajouts de capacité les plus notables proviennent du Québec, de l'Ontario, de l'Alberta et de la Saskatchewan. La puissance éolienne, qui constituait 2 % de la production totale d'électricité en 2014, grimpe à près de 5 % à l'horizon 2040.

- Pour ce qui est de la capacité de production de l'énergie solaire, elle augmente de 1,4 GW, ou 1 % de la capacité totale, en 2014, à 4,9 GW, ou près de 3 %, à la fin de la période. Bien qu'on s'attende à des gains dans ce secteur partout au Canada, c'est en Ontario que la majorité des ajouts de capacité surviennent.
- La production d'électricité à partir de la biomasse croît, de 2,2 GW en 2014 à 3,8 GW en 2040. La Colombie-Britannique, l'Ontario, le Québec et l'Alberta sont les principaux artisans de cette nouvelle capacité. En Ontario, deux anciens groupes au charbon ont récemment été convertis à la biomasse.
- Les énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité constituent 16 % de la capacité en 2040, mais fournissent environ 8 % de la production totale d'électricité. Cela tient au fait que les installations éoliennes et solaires ont des facteurs d'utilisation inférieurs à ceux des centrales hydroélectriques, nucléaires et gazières en raison de l'intermittence du vent et de l'ensoleillement.

Nucléaire

- En 2014, l'énergie nucléaire a fourni 15 % dans la production totale d'électricité au Canada. Depuis la fermeture de la centrale Gentilly au Québec, en 2012, l'Ontario et le Nouveau-Brunswick sont les seules provinces qui ont encore recours au nucléaire pour produire de l'électricité.
- Annuellement, la production de ces centrales recule, passant de 98 TWh en 2014 à 77 TWh en 2040. Sur la majeure partie de la période de projection, la production d'électricité grâce au nucléaire est plus faible qu'actuellement, du fait que des arrêts sont prévus pour remettre à neuf plusieurs réacteurs.
- L'énergie nucléaire joue un grand rôle en Ontario, où elle fournissait 58 % de la production d'électricité en 2014. Pendant la période de projection, plusieurs réacteurs nucléaires atteindront la fin de leur durée utile et devront être remis à neuf pour continuer à fonctionner. Ces travaux commencent en 2017 aux centrales Bruce et Darlington et se poursuivent jusqu'en 2031. Chaque fois, le réacteur est mis hors service pendant deux ou trois ans. On prévoit que la centrale Pickering sera mise à la réforme en 2021.
- Aucune nouvelle centrale nucléaire ne sera construite au Canada d'ici 2040.

Centrales au charbon

- L'un des points saillants des perspectives relatives à l'offre d'électricité est le rôle de moins en moins grand que joue le charbon dans la production d'électricité. Ce phénomène s'explique par les diverses initiatives du gouvernement et de l'industrie en vue de réduire les GES, dont la décision de l'Ontario d'éliminer progressivement le charbon de sa production d'électricité, et la réglementation plus sévère en matière d'émissions de GES des centrales au charbon.
- Le nouveau règlement canadien en la matière, intitulé *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon* (Règlement sur la réduction des émissions) exige que les centrales électriques satisfassent à une norme d'intensité moyenne de 420 tonnes d'émissions de CO_2 par GWh durant une année civile. Cette norme

de performance s'applique aux groupes au charbon mis en service après le 1er juillet 2015 et à ceux qui sont parvenus à la fin de leur vie utile. Des exemptions temporaires peuvent être accordées si les groupes sont conçus ou peuvent être adaptés pour permettre l'intégration d'un système de captage et de stockage de carbone, à condition que certains échéanciers soient respectés pour la mise en œuvre[82]. En 2014, le gouvernement fédéral et le gouvernement de la Nouvelle-Écosse ont passé un accord d'équivalence stipulant que les lois provinciales fixant des limites pour les émissions de gaz à effet de serre, établies en tonnes d'équivalent CO_2, sont considérées comme équivalentes aux dispositions correspondantes de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* et du Règlement sur la réduction des émissions, à condition que certaines limites soient respectées relativement aux émissions[83].

- Les premiers groupes au charbon équipés de CSC, d'une capacité de 110 MW, sont entrés en service à la centrale Boundary Dam en Saskatchewan en 2014. Durant la période visée, d'autres groupes équipés de CSC seront aménagés en Alberta et en Saskatchewan, ce qui portera la capacité de production à près de 1 300 MW en 2040. Le gros de la croissance des installations munies de la technologie CSC survient après 2020, alors qu'on remplace les groupes mis à la réforme ou qu'on modernise des centrales au charbon existantes.
- L'Ontario a cessé de produire de l'électricité thermique en 2014. De 2015 à 2040, une capacité thermique avoisinant 6,4 GW devrait être mise à la réforme en Alberta, Saskatchewan, Manitoba et Nouvelle-Écosse. Ces retraits auront comme conséquence de réduire la production d'électricité thermique de 61 TWh en 2014 et à 39 TWh en 2040.
- À la fin de la période de projection, l'Alberta, la Saskatchewan, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse seront les seules provinces utilisant encore du charbon pour produire de l'électricité.

Centrales au gaz naturel

- Plusieurs facteurs militent en faveur d'un plus grand rôle des centrales au gaz naturel au Canada : faiblesse des prix du gaz naturel, émissions de GES moins élevées que dans les centrales au charbon et plus courte durée de la construction. En outre, les centrales au gaz naturel exigent moins de capitaux en amont que les centrales au charbon ou les centrales nucléaires; elles peuvent être aménagées par tranches plus modestes en fonction de la croissance de la capacité requise; elles peuvent être mises en service rapidement pour satisfaire à la demande au cours d'une journée; et l'infrastructure pipelinière pour transporter le gaz naturel est bien établie au Canada.
- La puissance installée des centrales au gaz naturel augmente de 20 GW en 2014 à 37 GW en 2040, alors qu'elle constituera 48 % de l'accroissement total de la capacité pendant la période de projection, exclusion faite des remises à neuf des réacteurs nucléaires. La production d'électricité au moyen du gaz naturel fait plus que doubler pendant la période de projection et passe de 58 TWh en 2014 à 143 TWh en 2040. La part qu'occupe la production d'électricité à partir du gaz grimpe de 9 % en 2012 à 19 % à la fin de la période à l'étude.
- La capacité de production d'électricité avec le gaz connaît un essor dans plusieurs provinces, l'Alberta prend la part du lion par son utilisation continue du gaz dans les centrales de cogénération rattachées à l'exploitation des sables bitumineux et du remplacement de centrales au charbon par des centrales au gaz.

Centrales au mazout

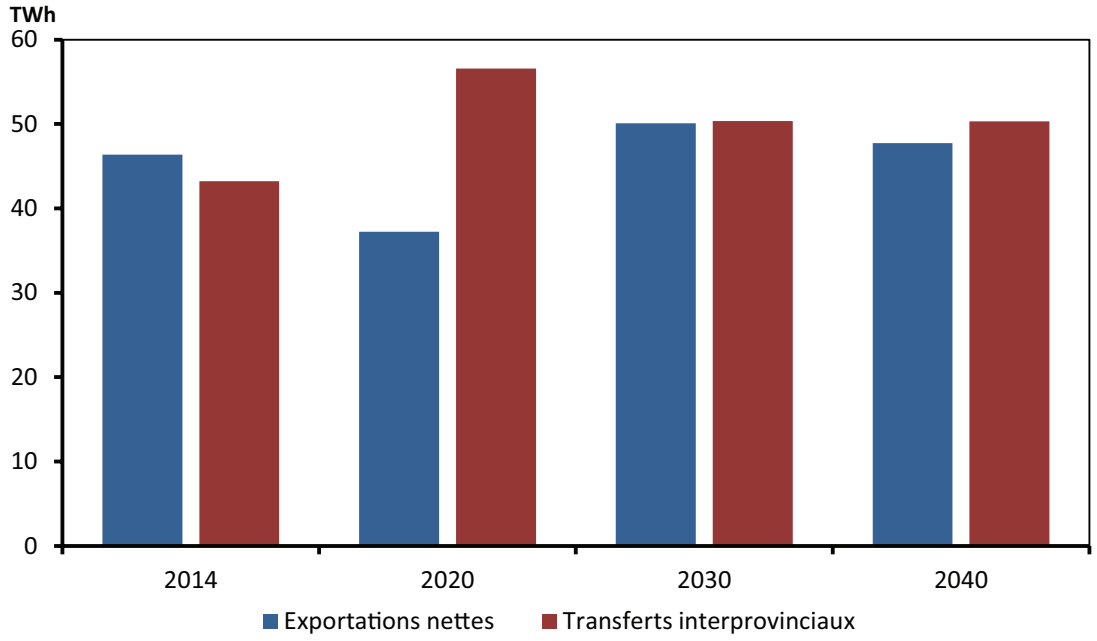
- En 2014, les centrales au mazout comptaient pour 2,5 % de la capacité totale installée au Canada. Ces centrales servent à produire de l'électricité durant les périodes de pointe de la demande ou dans les régions où d'autres sources ne sont pas facilement accessibles, comme au Yukon, dans les Territoires du Nord-Ouest et au Nunavut.
- La capacité totale des centrales au mazout diminue, passant de 3,4 GW à 2,7 GW de 2014 à 2040. Cette baisse s'explique par la mise à la réforme de centrales en fin de vie utile et le remplacement par des centrales utilisant des formes d'énergie renouvelable, du gaz naturel ou du GNL quand c'est possible.
- Étant faiblement utilisées, les centrales au mazout produisent environ la moitié de 1 % de toute l'électricité. Leur part de cette production demeure très modeste tout au long de la période de projection.

Exportations nettes et transferts interprovinciaux

- Le Canada est un exportateur net d'électricité. En 2014, ses exportations ont totalisé 59 TWh; il s'agit d'une baisse 6 % par rapport à 2013, une année record. Les provinces qui exportent de grandes quantités d'électricité sont généralement celles où la production hydroélectrique prédomine. En dépit de volumes plus faibles en 2014, les recettes d'exportation brutes ont augmenté de 20 %. Cette augmentation a surtout été enregistrée au premier trimestre de 2014, lorsque des froids extrêmes ont sévi et que le prix de l'électricité a augmenté sur les principaux marchés d'exportation aux États-Unis.
- En 2014, le Canada a importé 13 TWh d'électricité, son plus fort volume depuis 2011. Les exportations nettes d'électricité se sont élevées à 46 TWh la même année.
- Au cours de la période de projection, les exportateurs canadiens d'électricité devront faire face à la concurrence venant de la production au moyen de sources d'énergie renouvelable et du gaz naturel aux États-Unis. Durant cette même période, les exportations nettes d'électricité augmentent de façon modérée pour s'établir à 50 TWh en 2040, comme le montre la figure 8.5.

FIGURE 8.5

Exportations nettes d'électricité et transferts interprovinciaux – Scénario de référence



- Les transferts interprovinciaux d'électricité sont en hausse durant la période de projection. En 2014, le Québec et l'Ontario ont signé un protocole d'entente pour échanger la capacité de produire de l'électricité[84]. En vertu de ce protocole d'entente, l'Ontario rendra disponible une capacité de 500 MW d'électricité au Québec pendant la saison hivernale et le Québec agira de la sorte en rendant disponibles 500 MW à l'Ontario au cours de l'été. De plus, les projections avancées dans le rapport AE 2016 supposent que le projet hydroélectrique de Muskrat Falls au Labrador entrera en exploitation en 2018. Une tranche de 20 % de l'énergie produite par cette centrale sera réservée à la Nouvelle-Écosse et des tranches supplémentaires seront probablement disponibles pour des transferts vers la Nouvelle-Écosse, les autres provinces maritimes ou le marché américain.

Principales incertitudes liées aux perspectives

- Le secteur de l'électricité aux États-Unis subira des changements profonds au cours de la période de projection. En août 2015, l'EPA a rendu publique la version définitive de son plan pour une énergie propre qui fixe les objectifs de réduction des émissions de 47 des 50 États. Ce plan établit des objectifs propres à chaque État en fonction des taux d'émissions de CO_2 pour le secteur de la production d'électricité et vise à réduire les émissions de GES des centrales en service de 32 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. On y indique aussi que les États pourront importer de l'électricité produite au Canada pour atteindre leurs objectifs, à certaines conditions. Les effets de ces règles sur les exportations d'électricité canadienne constituent une grande incertitude dans les projections relatives à l'électricité.
- Depuis quelques années, l'énergie solaire photovoltaïque, dont les coûts n'ont cessé de baisser, est devenue de plus en plus concurrentielle[85]. La rentabilité accrue qui en découle s'est traduite par une forte augmentation des investissements dans ce secteur. En 2014, la capacité installée de production d'électricité à l'énergie solaire au Canada s'est élevée à près de 1 400 MW. Elle est surtout concentrée en Ontario. La même année, on a aussi ajouté

au pays une capacité éolienne de près de 1 700 MW. Les nouvelles éoliennes s'améliorent également, grâce notamment à des rotors de plus long diamètre et des tours plus hautes qui permettent d'accroître le potentiel de puissance d'un parc. De nouvelles améliorations technologiques, des réductions de coûts et des politiques favorables dans les années à venir pourraient favoriser la percée des énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité au point de surpasser les projections du présent rapport.

- La partie nord-est des États-Unis constitue la principale destination des exportations d'électricité canadienne. Elle reçoit près de 35 TWh d'électricité, soit près de 60 % de la totalité des exportations. Les marchés de la Nouvelle-Angleterre et de New York accaparent le plus gros de ces exportations. La Nouvelle-Angleterre répond à une très grande partie de ses besoins au moyen de l'électricité produite dans des centrales alimentées au gaz naturel. En raison de sa proximité de la formation Marcellus, elle pourrait s'approvisionner auprès de cette ressource de gaz naturel abondante et peu coûteuse. Or, la capacité pipelinière limitée dans la région l'a empêché d'en profiter et a souvent entraîné des hausses marquées du prix du gaz naturel durant la saison hivernale où la demande est forte. Cette situation fait en sorte que les importations d'électricité du Canada offre une solution intéressante. Si la région parvient à résoudre les problèmes de capacité pipelinière limitée, les exportations canadiennes d'électricité pourraient en souffrir.
- Les grands projets de production d'électricité font face à de nombreuses incertitudes. Les coûts rattachés aux projets, la réglementation en matière d'environnement, les politiques publiques et les préoccupations socioéconomiques auront des incidences sur les nouveaux projets et les travaux de remise à neuf des centrales existantes.
- La capacité de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable augmente durant la période de projection. Cependant, les faibles taux d'utilisation de ces sources freinent cette croissance. La production d'électricité solaire et éolienne est tributaire des conditions météorologiques et les variations subites de celles-ci peuvent entraîner des interruptions de l'approvisionnement. L'intégration efficace de ces sources de production en pleine croissance est devenue un enjeu de plus en plus important.
- Les technologies permettant le stockage de l'électricité pourraient avoir une incidence considérable sur la production, le transport et la distribution de l'électricité. Des percées qui permettraient de réduire le coût des accumulateurs pourraient procurer un moyen plus efficace de stocker l'électricité durant les périodes de faible demande et de puiser dans ces réserves quand la demande est forte. La capacité de stockage constitue aussi un élément de première importance dans la mise en place de réseaux décentralisés dans lesquels l'électricité produite à petite échelle à partir de sources d'énergie renouvelable peut être intégrée à un grand réseau sans en compromettre la fiabilité.
- La mise en œuvre des récentes recommandations formulées par le comité consultatif de l'Alberta sur le climat pourrait accélérer le rythme de mise à la réforme des centrales alimentées au charbon tout en favorisant la croissance des énergies renouvelables. Ces recommandations prévoient la mise à la réforme d'ici 2030 de toutes les centrales albertaines alimentées au charbon et, dans la majeure partie des cas, leur remplacement par d'autres qui consommeraient des énergies renouvelables. Le rapport AE 2016 ne tient pas compte de ces recommandations dans ses projections.

82. Environnement et Changement climatique Canada : Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon (DORS/2012-167)

83. Environnement et Changement climatique Canada : Accord d'équivalence : Accord d'équivalence concernant les règlements fédéral et néo écossais visant le contrôle des émissions de gaz à effet de serre des producteurs d'électricité de la Nouvelle-Écosse (DORS/2012-167)

84. Governement de l'Ontario : Document d'information – 21 novembre 2014

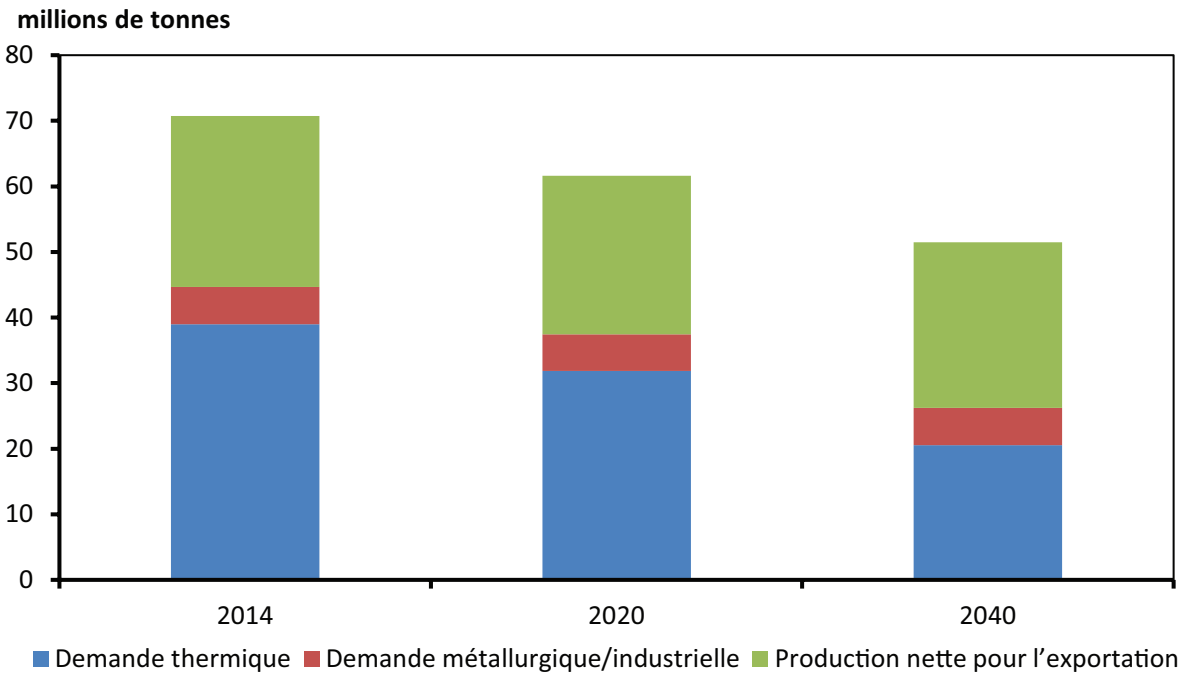
85. U.S. Energy Information Administration: Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2015

Perspectives concernant le charbon

- Le charbon tient une grande place dans le bouquet énergétique mondial et comble environ 29 % de la demande d'énergie primaire à l'échelle de la planète[86]. Au cours de la dernière décennie, le charbon a permis de satisfaire près de la moitié de la croissance de la demande d'énergie dans le monde, la Chine ayant été, de loin, le principal artisan de cette croissance[87]. La consommation mondiale de charbon sert aux deux tiers à produire de l'électricité, le reste étant principalement employé par l'industrie sidérurgique.
- Après avoir atteint un sommet en 2011, les prix mondiaux du charbon n'ont pas cessé de baisser. Ce phénomène tient principalement à l'offre plus abondante résultant d'une augmentation de la capacité de production à l'échelle mondiale, en particulier en Australie[88], ainsi qu'à la concurrence exercée par le gaz de schiste comme combustible sur le marché nord-américain de la production d'électricité.
- Le Canada possède environ 6,6 GT des réserves récupérables prouvées de charbon, une quantité suffisante pour permettre son exploitation pendant 96 ans en maintenant le taux actuel de production. La grande majorité des ressources de charbon au Canada se trouvent dans l'Ouest, mais il y en a aussi au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. En 2014, on dénombrait 19 mines de charbon en exploitation au pays, toutes dans l'Ouest canadien.
- La production canadienne de charbon en 2014 totalisait 69 MT. De cette production, plus de 34,5 MT étaient du charbon métallurgique employé pour fabriquer de l'acier.
- Au Canada, la demande de charbon thermique constituait environ 87 % de la consommation de charbon en 2013 et servait surtout à la production d'électricité. Dans les projections du scénario de référence, la demande de charbon thermique décroît de 2,4 % par année en moyenne, soit de 18 MT de 2014 à 2040. Cette décroissance fait plus que contrepoids à l'augmentation de la demande dans le secteur industriel pendant la période de projection.
- La demande en baisse du charbon s'explique par les mises à la réforme de centrales électriques au charbon et par les gains en efficacité découlant de la modernisation des centrales existantes et la construction de nouvelles. Dans l'ensemble, la demande canadienne diminue de 42 MT à 27 MT de 2013 à 2040. Conséquence de la diminution de la demande intérieure, la production de charbon thermique au Canada chute de 38 MT en 2014 à 20 MT en 2040.
- Puisque l'on prévoit que les bas prix du charbon enregistrés récemment à l'échelle mondiale persisteront en raison de l'offre excédentaire, il est permis de croire que la production de charbon métallurgique dans l'Ouest du Canada diminuera de 2014 jusqu'au début de la prochaine décennie. La hausse de la demande mondiale au milieu de cette décennie se traduira par une augmentation de la production, de 0,5 % par année de 2023 à 2040.
- Dans le scénario de référence, on prévoit que la production totale de charbon au Canada reculera de 69 MT environ en 2013 à 53 MT en 2040, ce qu'illustre la figure 9.1. En tenant compte de la demande intérieure en décroissance, les exportations nettes de charbon restent stables à 26 MT dans le scénario de référence.

FIGURE 9.1

Production et utilisation du charbon au Canada – Scénario de référence



Principales incertitudes

- La production d'électricité à partir du charbon représente la part la plus importante de la demande de charbon au Canada. Comme il en est fait mention au chapitre 8, le Règlement sur la réduction des émissions exige que les centrales au charbon qui entrent en service après le 1er juillet 2015 satisfassent à des normes d'émissions. Cependant, des exemptions temporaires peuvent être accordées si les groupes sont conçus ou peuvent être adaptés pour permettre l'intégration d'un système de captage et de stockage de carbone, à condition que certains échéanciers soient respectés pour la mise en œuvre. Selon que les projections relatives à la production d'électricité dans le présent rapport incluent un nombre plus ou moins grand de centrales munies de la technologie de CSC, la demande de charbon au Canada pourrait s'en trouver affectée.
- Les prix mondiaux du charbon et les perspectives relatives aux prix constituent des éléments d'incertitude pour les exportations du charbon produit au Canada. Malgré les prévisions de nombreux observateurs selon lesquelles les prix du charbon se raffermiront au cours de la décennie, il reste qu'ils se situent actuellement à leur plus bas niveau en dix ans. Si les pays importateurs de charbon devaient se tourner davantage vers des sources de remplacement, les prix pourraient baisser encore plus. Par contre, si la croissance de la demande de charbon pour la fabrication de l'acier, l'oléfine, et pour la production d'électricité devait s'accélérer, on pourrait assister à une remontée des prix.

86. Agence internationale de l'énergie : Perspective énergétique mondiale pour 2014 (en anglais)

87. Agence internationale de l'énergie : Perspective énergétique mondiale pour 2014 (en anglais)

88. Wood Mackenzie: What Lies Ahead for Global Coal?

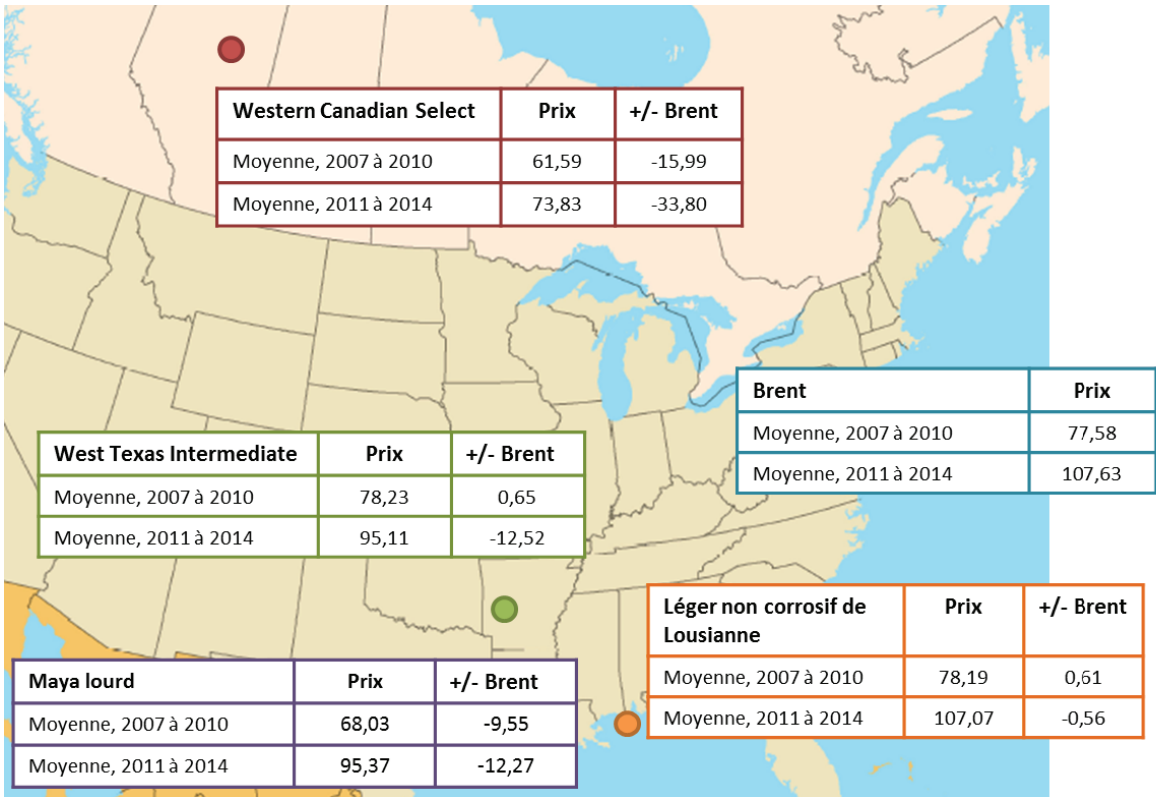
Scénario de capacité pipelinière limitée pour le pétrole

Contexte

- Comme c'était le cas dans les éditions précédentes du *Rapport sur l'avenir énergétique*, les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas du rapport AE 2016 posent comme prémisse que l'infrastructure énergétique sera mise en place pour répondre aux besoins. Cette hypothèse est valide quand cette infrastructure évolue en fonction des changements qui surviennent dans l'offre et la demande.
- Dans le cas du pétrole brut, la capacité de l'infrastructure de transport de suivre la croissance de la production de pétrole brut constitue une des principales incertitudes. À la lumière des récents événements, par exemple le fait que le département d'État aux États-Unis a jugé que le projet Keystone XL de TransCanada n'était pas dans l'intérêt national américain, force est de constater que cette hypothèse n'a pas tenu la route. L'incertitude règne quant à la capacité future du réseau pipelinier de transporter les volumes grandissants de pétrole brut issu de l'Ouest canadien, ce qui amène de nombreux observateurs à se demander si une telle hypothèse se réalisera dans les années à venir.
- La croissance rapide de l'offre de pétrole provenant de réservoirs étanches en Amérique du Nord, combiné à la production en hausse constante de pétrole tiré des sables bitumineux, a créé des engorgements à des points clés du réseau pipelinier sur le continent. Ces contraintes concernant le transport, auxquelles s'ajoutent d'autres facteurs comme les arrêts de production des raffineries et des événements géopolitiques, ont fait en sorte qu'à certains moment au cours des dernières années, les prix du pétrole brut nord-américain à l'intérieur du continent, notamment le WTI et le Western Canadian Select (WCS), référence pour le pétrole brut lourd canadien, ont été nettement inférieurs aux moyennes historiques par rapport au Brent, référence mondiale pour le pétrole.
- La figure 10.1 compare l'écart de prix moyen entre divers bruts nord-américains et le Brent de 2007 à 2010 puis, de 2011 à 2014. Depuis 2011, les écarts de prix entre le WTI et le WCS et le Brent ont été beaucoup plus marqués que par le passé. Les prix du pétrole brut provenant d'endroits rattachés au marché international par un accès à des ports littoraux – on peut penser au léger non corrosif de la Louisiane sur la côte américaine du golfe du Mexique – ont suivi de plus près les prix mondiaux. Le prix du brut Maya, référence pour le pétrole lourd mexicain, est également pris en compte dans cette figure. Il s'agit d'un brut d'une qualité équivalente à celle du WCS, mais qui jouit d'un meilleur accès aux marchés pétroliers internationaux.

FIGURE 10.1

Prix de référence du pétrole et écarts de prix ($ US/b)



- Vu la croissance prévue de la production de pétrole brut dans l'Ouest canadien, plusieurs propositions ont été faites en vue d'accroître la capacité pipelinière d'exportation. Cependant, ces projets ont suscité la controverse et les dates de mise en service envisagées à l'origine ont été repoussées. De nombreux groupes très intéressés par ces projets ont exprimé des préoccupations diverses, qui vont de la sécurité des pipelines à leurs répercussions sur l'environnement. Plusieurs de ces projets font l'objet d'un examen au titre de la réglementation ou doivent encore satisfaire aux conditions rattachées à leur approbation avant que les travaux de construction puissent commencer

Pipelines d'exportation proposés et solutions de rechange

- Quatre propositions de pipelines ont été proposé pour acheminer le pétrole brut extrait de l'Ouest Canadien.
    - **Keystone XL** : Le projet Keystone XL de TransCanada était un pipeline destiné à transporter 132 $10^3 m^3/j$ (830 kb/j) de pétrole brut de Hardisty, en Alberta, à Steele City, au Nebraska. Un tronçon vers la côte américaine du golfe du Mexique s'étend de Cushing, en Oklahoma, à Houston et Port Arthur, au Texas[89]. Le tronçon rejoignant la côte du golfe du Mexique est en service. L'Office national de l'énergie a approuvé le tronçon en sol canadien en mars 2010[90]. Au début de novembre, le département d'État aux États-Unis a jugé que le projet n'était pas dans l'intérêt national américain et n'a pas approuvé la demande de TransCanada visant l'obtention d'un permis présidentiel, requis pour que des pipelines puissent traverser la frontière internationale[91]. Nul ne sait pour l'instant ce qu'il adviendra de Keystone XL.

- **Northern Gateway** : Le projet Northern Gateway d'Enbridge consiste en un oléoduc d'une capacité de 83 $10^3 m^3/j$ (525 kb/j) qui relierait Edmonton, en Alberta, à Kitimat, en Colombie-Britannique, et un pipeline de condensat de 31 $10^3 m^3/j$ (193 kb/j) allant dans l'autre direction[92]. Le processus d'audience a suscité énormément d'intérêt. L'Office a entendu 218 intervenants et reçu plus de 9 000 lettres de commentaires pour ce projet. La commission d'examen conjoint qui a étudié le projet en a recommandé la construction en décembre 2013 en étayant sa décision de 209 conditions qu'Enbridge doit satisfaire avant la mise en chantier et l'exploitation du pipeline[93]. L'opposition des intéressés demeure vive, et la décision fait l'objet de nombreux recours devant les tribunaux. En outre, les conditions doivent être satisfaites avant que le feu vert soit accordé pour la construction.
- **Agrandissement du réseau de Trans Mountain** : Le projet de la société Kinder Morgan vise à accroître la capacité du pipeline Trans Mountain de 94 $10^3 m^3/j$ (590 kb/j). Ce pipeline relie à l'heure actuelle Edmonton, en Alberta, à Burnaby, en Colombie-Britannique[94]. L'Office procède en ce moment à l'examen de la demande, et les procédures ont suscité un grand intérêt de la part du public. Plus de 400 intervenants y ont pris part, et l'Office a reçu 1 250 lettres de commentaires.
- **Énergie Est** : Le projet Énergie Est de TransCanada consiste en un pipeline d'une capacité de 175 $10^3 m^3/j$ (1 100 kb/j) qui s'étendrait de Hardisty, en Alberta, à St. John, au Nouveau-Brunswick[95]. Il fait également l'objet actuellement d'un examen de la part de l'Office.

- À ces quatre demandes s'ajoute le projet d'agrandissement à volets multiples du réseau principal d'Enbridge. Celui-ci part d'Edmonton, en Alberta, et achemine le pétrole jusqu'à des pipelines de raccordement et des raffineries situés dans le Midwest américain et l'Est du Canada. Le projet d'agrandissement comporte plusieurs composantes visant à éliminer les engorgements sur la partie américaine de son réseau, dont les tronçons Seaway[96], Flanagan sud[97] et canalisation 61[98] ainsi que le remplacement de la canalisation 6[99] et la construction du projet Sandpiper[100]. En sol canadien, Enbridge a récemment accru la capacité de sa canalisation 67[101], aussi appelée « Alberta Clipper », et a présenté une demande à l'Office en vue de remplacer la canalisation 3[102]. Le projet d'agrandissement Alberta Clipper a reçu les autorisations requises des autorités canadiennes, mais la partie en sol américain, qui constitue la deuxième phase du projet, est toujours à l'étude aux États-Unis.
- La carte de la figure 10.2 illustre les pipelines actuels et récemment proposés et indique la capacité de chacun. Les récents projets à l'état de proposition (Northern Gateway, Énergie Est et Keystone XL) sont illustrés par des tiretés, tandis que les projets d'accroissement de la capacité de pipelines déjà en service (agrandissement du réseau de Trans Mountain et les divers projets d'Enbridge) sont identifiés dans les descriptions.

FIGURE 10.2

Pipelines de transport du pétrole brut existants et récemment proposés

	Pipelines, agrandissements ou modifications	Remarques
A	Keystone XL (TransCanada)	Nouveau pipeline, proposé – 132 $10^3m^3/j$ (830 kb/j); proposition rejetée par le département d'État américain en novembre 2015
B	Northern Gateway (Enbridge)	Nouveau pipeline, proposé – pipeline d'exportation de brut de 83 $10^3m^3/j$ (525 kb/j), pipeline d'importation de condensat de 31 $10^3m^3/j$ (193 kb/j)
C	Agrandissement du réseau de Trans Mountain (Kinder Morgen)	Agrandissement, proposé – 94 $10^3m^3/j$ (590 kb/j)
D	Énergie Est (TransCanada)	Conversion de gazoduc et nouveau pipeline, proposé 175 $10^3m^3/j$ (1 100 kb/j)
E	Agrandissement Alberta Clipper, phase II (Enbridge)	Agrandissement, achevé – accroissement de la capacité de 37 $10^3m^3/j$ (230 kb/j)
F	Remplacement de la canalisation 3 (Enbridge)	Agrandissement, proposé – récupération et accroissement de la capacité de 59 $10^3m^3/j$ (360 kb/j)
G	Seaway (Enterprise et Enbridge)	Inversion et doublement d'un pipeline existant, achevé – 135 $10^3m^3/j$ (850 kb/j)
H	Flanagan South (Enbridge)	Nouveau pipeline, achevé – capacité de 93 $10^3m^3/j$ (585 kb/j)
I	Projet de modernisation de la canalisation 61 (Enbridge)	Agrandissement, achevé – accroissement de la capacité de 25 $10^3m^3/j$ (160 kb/j)
J	Remplacement de la canalisation 6B (Enbridge)	Remplacement, achevé – accroissement de la capacité de 41 $10^3m^3/j$ (260 kb/j)
K	Sandpiper (Enbridge)	Nouveau pipeline, proposé – 36 $10^3m^3/j$ (225 kb/j)
	Pipelines d'exportation existants dans l'Ouest car	Réseau principal d'Enbridge (vert), Keystone (L), Express/Platte (M), Rangeland/Milk River (N)

- Le transport du pétrole brut par chemin de fer procure une autre option pour acheminer le pétrole brut extrait dans l'Ouest canadien. Les engorgements pipeliniers et les contraintes relatives à l'infrastructure, et les écarts plus prononcés de prix qui en a découlé, ont incité les expéditeurs à chercher d'autres modes de transport. Il s'en est suivi une hausse du volume de brut transporté par chemin de fer, aussi bien au Canada qu'aux États-Unis. On estime que la capacité actuelle de transport par rail dans l'Ouest canadien s'élève à plus de 159 $10^3m^3/j$ (1 Mb/j).

Scénario de capacité limitée : Aperçu et hypothèses

- Le rapport AE 2016 étudie l'incertitude entourant l'infrastructure future de transport de brut au moyen d'un scénario supplémentaire, désigné « scénario de capacité limitée de transport du pétrole » (scénario de capacité limitée).
- Il importe de remarquer que les pipelines qui sont construits, ou non, dans le scénario de capacité limitée sont des hypothèses et que celles-ci **ne représentent pas le point de vue de l'Office** quant à savoir si la construction de ces pipelines en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* sera approuvée ou si ces pipelines seront construits. Ces hypothèses permettent d'analyser d'autres résultats importants, par exemple la production de pétrole brut, les volumes de pétrole brut qui seront expédiés par chemin de fer et la demande d'énergie. L'inclusion dans la présente analyse du remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge, actuellement soumis à l'examen de l'Office en ce moment, est un exercice strictement théorique qui n'est en rien lié au processus réglementaire de celui-ci et qui n'a aucune incidence sur l'acceptation ou non de ce projet aux termes de cette même loi.
- Le scénario de capacité limitée s'attache aux répercussions sur la filière énergétique canadienne de la construction d'aucun grand projet proposé, soit Keystone XL, Northern Gateway, Agrandissement du réseau de Trans Mountain et Énergie Est. Ce scénario pose comme hypothèse que les projets d'accroissement de la capacité d'Enbridge et de transport du pétrole brut par chemin de fer constitueront les seules options pour permettre d'augmenter la capacité d'exportation de pétrole brut.
- Le scénario de capacité limitée suppose que les accroissements de capacité du réseau principal d'Enbridge auront lieu, ce qui portera la capacité de transport de la société à 460 $10^3m^3/j$ (2,9 Mb/j) d'ici 2019. La phase II du projet Alberta Clipper a été lancée en juillet 2015 et, aux fins de la présente analyse, on suppose que la capacité consécutive au remplacement de la canalisation 3 pourra être accrue en 2019.
- La présente analyse est aussi fondée sur l'hypothèse que les pipelines d'exportation du pétrole brut canadien seront utilisés dans une proportion de 85 % à 90 % durant la période de projection. Elle repose enfin sur les taux d'utilisation passés. Si les projets d'accroissement de la capacité d'Enbridge se matérialisent, la capacité pipelinière totale de transport du pétrole brut de l'Ouest canadien passera à environ 631 $10^3m^3/j$ (4,0 Mb/j) de 2019 à 2040.
- Outre l'agrandissement du réseau principal d'Enbridge, le scénario de capacité limitée présume qu'il sera possible d'accroître la capacité de transport par chemin de fer pour suffire à la demande des exportateurs. Cette hypothèse semble vraisemblable, puisqu'on estime la capacité actuelle de ce mode de transport dans l'Ouest du Canada à plus de 159 $10^3m^3/j$ (1 Mb/j), soit approximativement quatre fois les mouvements de pétrole par rail en période de pointe à ce jour. De plus, si l'on se fie au passé, par exemple aux données contenues dans le Keystone XL Draft Supplementary Environmental Impact Statement du Département d'État américain[103], les services ferroviaires seront étendus pour accroître leur capacité afin de

répondre aux besoins grandissants de transport de pétrole. Bien qu'il soit possible d'accroître la capacité de transport par chemin de fer, ce mode est plus coûteux, ce qui affecte les prix nets que reçoivent les producteurs, après transport. Cette situation est abordée dans la prochaine section.

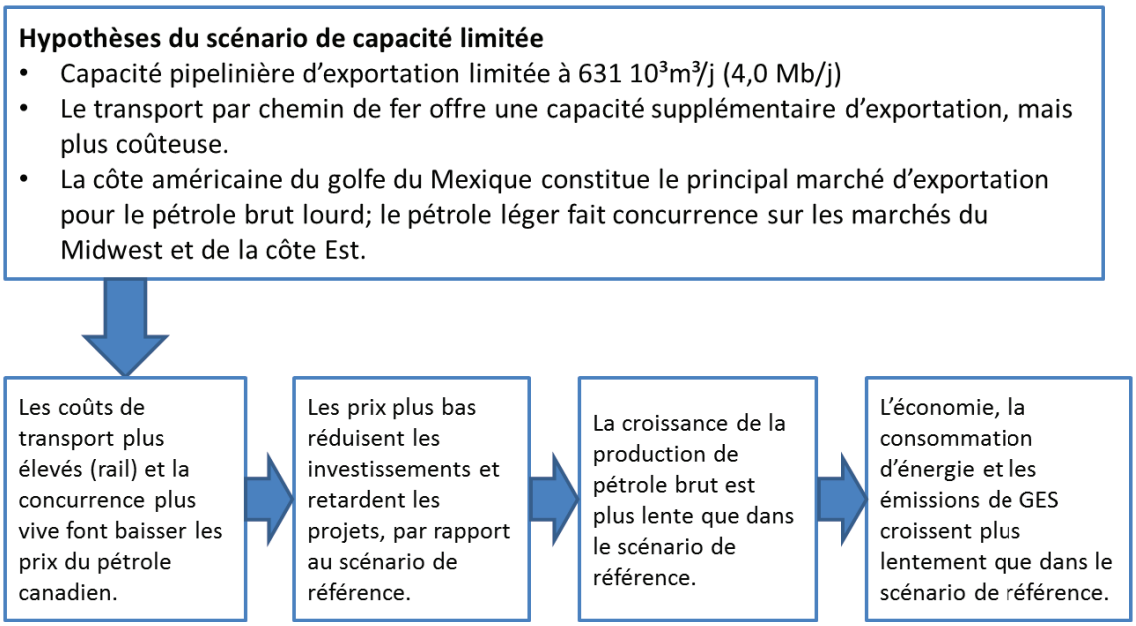
- La présente analyse repose également sur diverses hypothèses quant aux marchés potentiels pour le pétrole brut canadien. En général, on suppose que le marché permettant la croissance la plus forte des exportations de pétrole brut est celui de la côte américaine du golfe du Mexique, et que les exportations de pétrole brut léger devront concurrencer le pétrole produit dans la région de Bakken sur les marchés du Midwest et de la côte Est des États-Unis.
    - Les raffineries situées dans le Midwest américain, aussi désignées PADD (Petroleum Administration for Defense Districts) II, sont les principales destinataires du pétrole exporté du Canada. Leur capacité de traitement du pétrole brut lourd est presque entièrement utilisée. La modernisation prévue de raffineries dans le Midwest pourrait accroître la capacité de raffinage de brut lourd, mais les prix plus bas du pétrole léger ont amené certains raffineurs à annoncer le report de leurs projets d'accroissement de la capacité de cokéfaction. En Alberta, le projet d'usine de valorisation du North West Redwater Partnership haussera la demande de bitume de l'ordre de 8 $10^3 m^3$/j (50 kb/j) en 2018. La demande supplémentaire en Alberta et dans le Midwest américain d'ici là est inférieure à la croissance prévue de la production canadienne de pétrole lourd. Il faudra donc trouver d'autres marchés pour la production supplémentaire de pétrole, en l'occurrence les raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique et le PADD III.
    - À l'heure actuelle, on exporte une partie du pétrole brut vers la côte Est des États-Unis, et les raffineries de la côte Ouest américaine ont aussi une capacité considérable de raffinage du pétrole lourd. Celle-ci s'élève à 83 $10^3 m^3$/j (520 kb/j). La présente analyse suppose qu'une quantité croissante de pétrole canadien sera acheminée par chemin de fer vers la côte Ouest des États-Unis. Pour autant, durant la période de projection, le marché primaire du pétrole lourd canadien demeure la côte américaine du golfe du Mexique.
    - En 2014, les raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique ont traité plus de 318 $10^3 m^3$/j (2,0 Mb/j) de pétrole brut lourd provenant principalement du Venezuela et du Mexique. Les exportations de pétrole brut canadien vers cette région se sont élevées en moyenne à plus de 52 $10^3 m^3$/j (330 kb/j) au premier trimestre de 2015, soit une augmentation de plus de 32 $10^3 m^3$/j (200 kb/j) par rapport à la même période en 2014. Cette hausse s'explique par un meilleur accès au réseau pipelinier dans la région. La presque totalité de ces exportations vers la côte américaine du golfe du Mexique était constituée de pétrole brut lourd.

Résultats

- Les hypothèses retenues dans le scénario de capacité limitée ont des répercussions sur la filière énergétique canadienne. Le recours à un mode de transport plus coûteux comme le chemin de fer et l'intensification de la concurrence pour obtenir des parts de marché ou de la capacité pipelinière exercent des pressions à la baisse sur les prix ce qui affecte les producteurs canadiens une fois tenus compte des frais de transport. Il s'ensuit une croissance plus lente des investissements, de la production de pétrole brut, de l'économie, de l'utilisation d'énergie et des émissions de GES que dans le scénario de référence. Ces répercussions sont présentées graphiquement à la figure 10.3. Un exposé plus détaillé de chacune d'elles suit.

FIGURE 10.3

Résumé de l'incidence du scénario de capacité limitée sur la filière énergétique canadienne



Prix net au producteur du pétrole brut canadien

- Les hypothèses du scénario de capacité limitée reposent sur les prix nets estimatifs que reçoivent les producteurs canadiens. Sur le marché du pétrole, le prix est fixé par le prix différentiel ou prix du dernier baril de pétrole acheté ou vendu. En règle générale, le prix net au producteur est établi par ce prix, dont on soustrait les frais de transport.
- Aux fins de la présente analyse, le prix net au producteur désigne les prix de référence du pétrole brut canadien, soit le WCS, un pétrole lourd, et le mélange non corrosif mixte (MSW), un pétrole brut léger non corrosif. Habituellement, les prix de référence reflètent les prix que les producteurs canadiens ont touchés.
- Dans le scénario de capacité limitée, les projections de prix pour le WTI et le Brent sont identiques à celles du scénario de référence[k]. Cependant, les prix nets aux producteurs canadiens, le prix du WCS et le prix du MSW sont plus bas dans ce scénario, lorsque la capacité pipelinière ne suffit pas à transporter toute la production.
    - Dans le scénario de référence, on établit le prix du WCS à environ 82 % de celui du WTI, ce qui tient compte des frais de transport sans limite de capacité et de la différence de qualité entre les deux produits. Pour ce qui est du scénario de capacité limitée, durant les années où la capacité pipelinière est insuffisante pour transporter le pétrole disponible, l'écart entre le prix du WTI et celui du WCS se creuse d'environ 10 $ US/b par rapport au scénario de référence. Cela correspond en gros au coût supplémentaire pour transporter le pétrole brut lourd canadien vers la côte américaine du golfe du Mexique par chemin de fer plutôt que par pipeline.

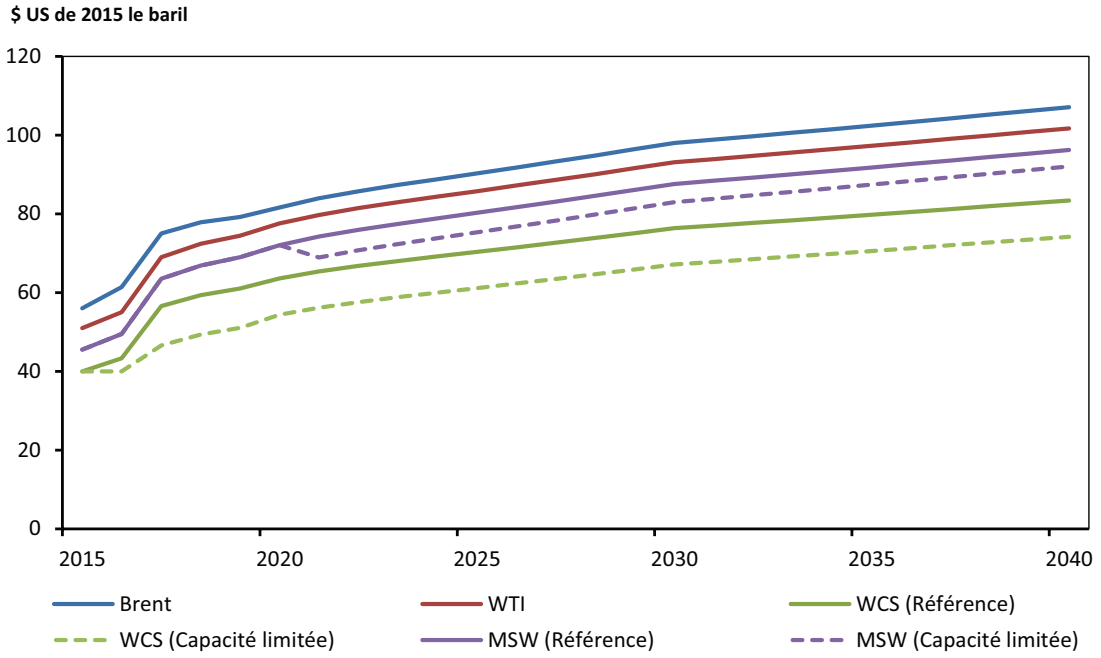
k Certaines analyses laissent entendre que les prix mondiaux du pétrole seraient moins élevés si le pétrole issu du BSOC avait accès à des ports de mer. Par simplicité, ce scénario ne tient pas compte des répercussions éventuelles sur les prix mondiaux du pétrole.

- Quant au pétrole léger, l'écart de prix entre le WTI et le MSW est de 5,50 $ US/b, par rapport au scénario de référence. Cela représente le coût approximatif de transport pour acheminer le pétrole brut léger d'Edmonton, en Alberta, à Cushing, en Oklahoma.
- Dans le scénario de capacité limitée, l'écart de prix entre le WTI et le MSW par rapport au scénario de référence ajoute une tranche supplémentaire de 5 $ US/b à partir de 2021. Les États-Unis possèdent une grande quantité de pétrole brut léger sur leur territoire. Dans la présente analyse, quand la capacité de transport du pétrole léger est insuffisante, le prix du MSW doit baisser pour concurrencer le pétrole provenant de la région qui est transporté par le réseau pipelinier d'Enbridge et mériter des parts de marché.

- La figure 10.4 montre les projections de prix ayant servi pour construire le scénario de capacité limitée par rapport à celles du scénario de référence. Dans le premier, le prix du WCS atteint 60 $ US/b en 2025, soit six ans plus tard que dans le second.

FIGURE 10.4

Projections de prix du pétrole brut – Scénarios de référence et de capacité limitée



Dépenses en immobilisations

- Les prix plus bas du WCS et du MSW dans le scénario de capacité limitée ont pour effet de freiner les dépenses en immobilisations ciblant de pétrole dans l'Ouest canadien. À moyenne échéance, l'entrée en service de certains projets d'exploitation des sables bitumineux est repoussée, ce dont il est tenu compte. Au cours de la période de projection, les dépenses en immobilisations diminuent de 15 % dans le secteur du pétrole classique et de 9 % dans celui des sables bitumineux. C'est ce qu'illustre le tableau 10.1.

TABLEAU 10.1

Dépenses en immobilisations cumulatives ciblant le pétrole dans l'Ouest du Canada, de 2015 à 2040

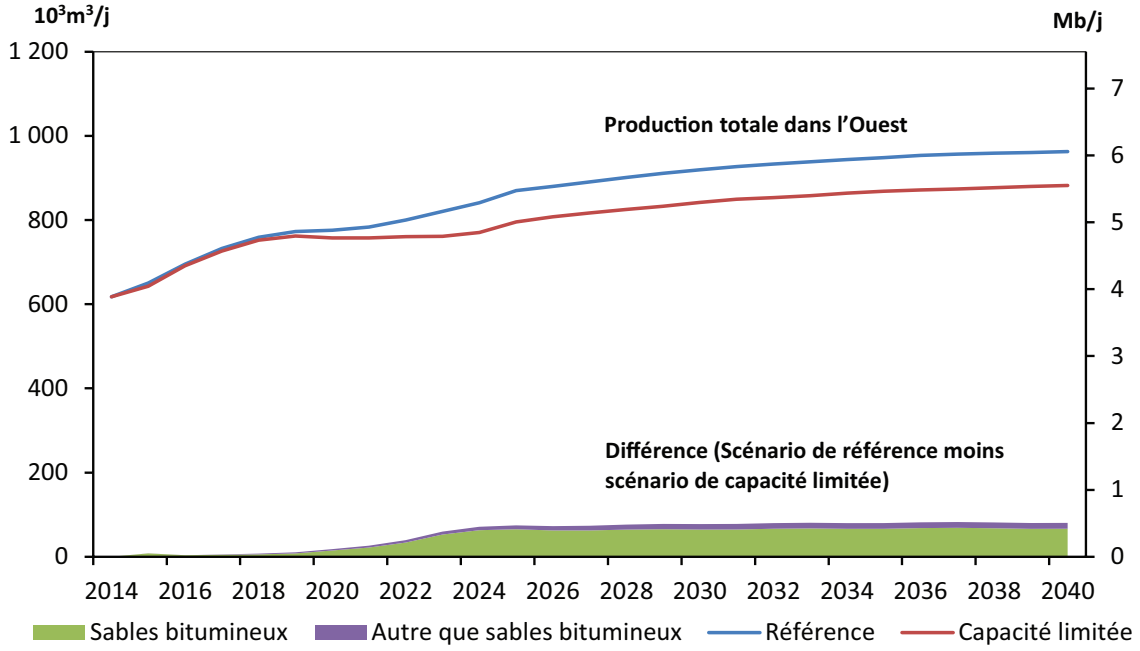
(en milliards de dollars de 2014)	Scénario de référence	Scénario de capacité limitée	Écart
Classique	314	268	-46
Sables bitumineux	655	595	-60
Total	969	863	-106

Production de pétrole brut

- Le scénario de capacité limitée prévoit que la production de pétrole brut au Canada continue d'augmenter. Cependant, en raison des projets dont la mise en chantier est retardée et d'investissements moins élevés durant la période de projection, la production totale de pétrole brut canadien en 2040 est inférieure à celle du scénario de référence d'environ 80 $10^3 m^3/j$ (506 kb/j), ou 8 %. De cet écart, une tranche de quelque 84 % est attribuable à la production moins élevée de bitume, le reste venant du pétrole classique.
- Comme l'indique la figure 10.5, c'est la production tirée des sables bitumineux qui est la plus touchée. Cela tient au fait qu'on doit à cette production, en particulier la récupération in situ du pétrole des sables bitumineux, la majeure partie de la croissance durant la période observée. La baisse de la production de pétrole classique et de la production totale de bitume est du même ordre.

FIGURE 10.5

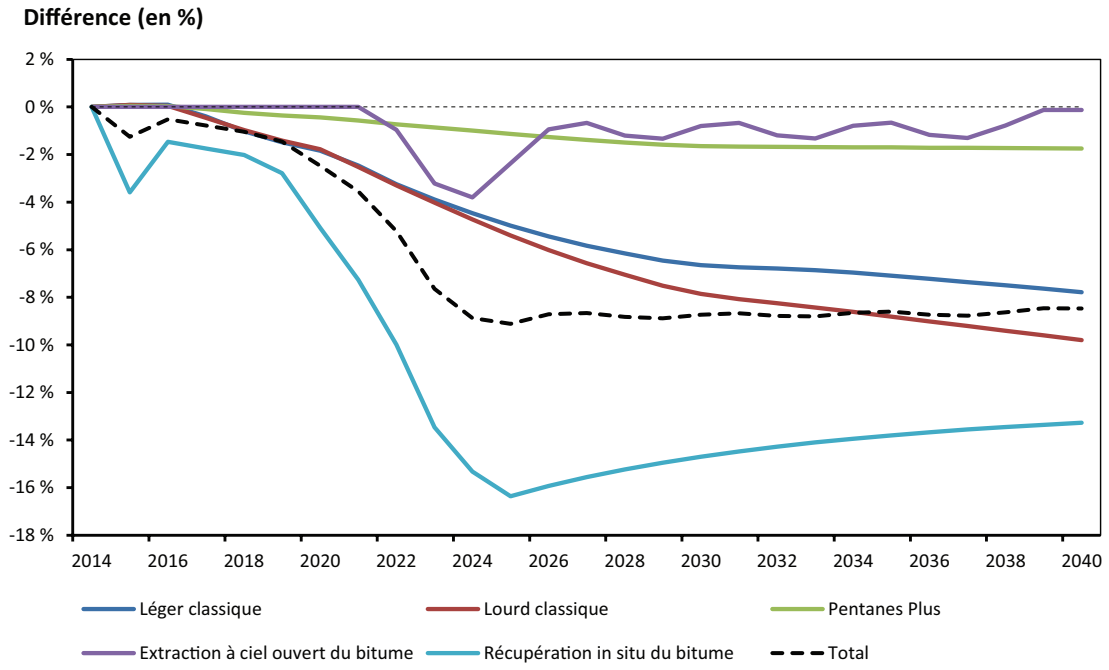
Production de pétrole brut dans l'Ouest du Canada – Scénarios de référence et de capacité limitée



- La figure 10.6 montre l'écart, en pourcentage, de la production de pétrole de divers types au Canada pour le scénario de capacité limitée et le scénario de référence.

FIGURE 10.6

Pourcentage d'écart dans la production de pétrole dans l'Ouest canadien – Scénario de capacité limitée par rapport au scénario de référence



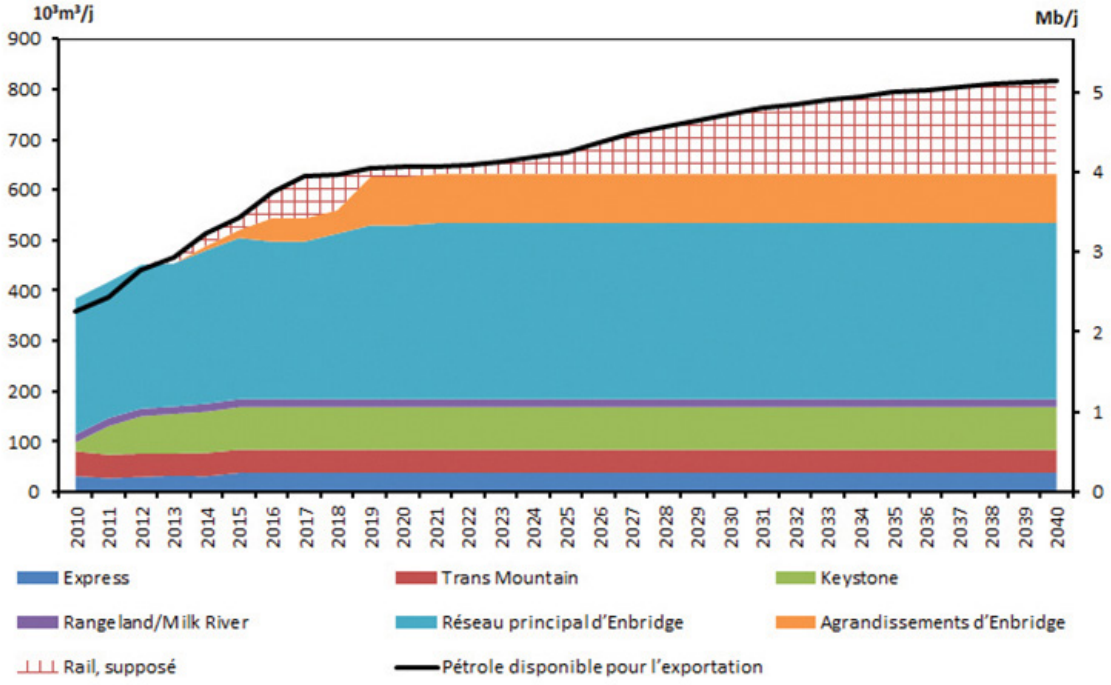
Offre disponible nette de pétrole pour l'exportation, capacité d'exportation de pétrole et besoins de transport par chemin de fer

- Les exportations de pétrole du scénario de capacité limitée sont fondées sur la production prévue de pétrole brut, les besoins en diluant et la consommation des raffineries au Canada. Dans le cas où le pétrole brut et le bitume seraient acheminés par train, les besoins en diluant pour la liquéfaction seraient moins grands que s'ils étaient transportés par pipeline. Pour cette raison, les besoins totaux en diluant pour la liquéfaction varient en fonction de la quantité de pétrole acheminée par chemin de fer par rapport à celle transportée par pipeline. En ce qui a trait à la consommation de pétrole brut dans les raffineries au pays, elle est la même que dans le scénario de référence.

- La figure 10.7 compare les exportations de pétrole et la capacité totale d'exportation de pétrole par pipeline. Elle révèle qu'il faudra avoir recours au chemin de fer pour transporter le pétrole de l'Ouest canadien dont la production augmente. D'ici 2040, la production dans le BSOC passe à plus de 800 $10^3 m^3/j$ (5,0 Mb/j), et les besoins de transport par chemin de fer à environ 198 $10^3 m^3/j$ (1,2 Mb/j).

FIGURE 10.7

Capacité pipelinière canadienne d'exportation et exportations de pétrole



- La production de condensats dans l'Ouest du Canada est légèrement inférieure, en 2040, dans le cas du scénario de capacité limitée par rapport au scénario de référence. Cependant, dans les deux cas, la demande de condensats dépasse la production intérieure. La baisse de production de pétrole, combinée à l'augmentation des volumes transportés par chemin de fer, fait en sorte que les besoins d'importation de condensats en 2040 seront moins grands, d'environ 127 10^3m^3/j (800 kb/j) dans le scénario de référence à 104 10^3m^3/j (654 kb/j) environ dans le scénario de capacité limitée.

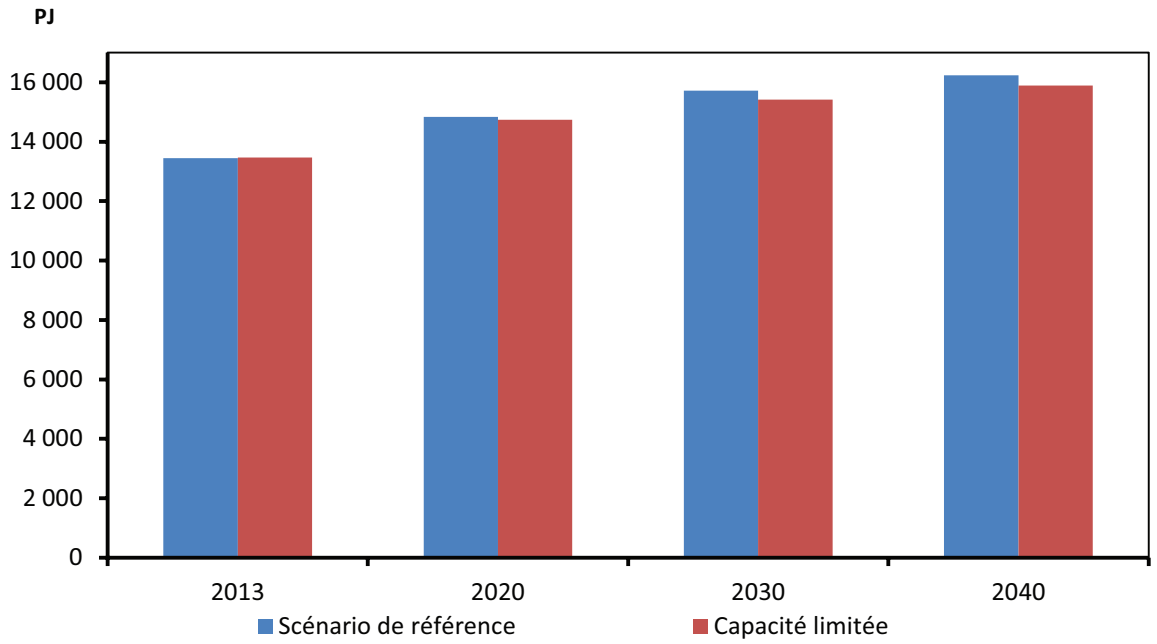
Consommation d'énergie

- Les écarts dans les projections de production pour le scénario de capacité limitée se répercutent sur la quantité d'énergie utilisée pour la production, pour le traitement et pour le transport du pétrole brut. Les taux de croissance de la production et des investissements ont des répercussions sur l'ensemble de l'économie qui, par ricochet, affectent aussi la consommation d'énergie, particulièrement en Alberta.
- Dans le scénario de capacité limitée, l'énergie employée pour l'exploitation des sables bitumineux, y compris la valorisation du bitume, totalise 2 185 PJ en 2040, soit 8 % de moins que dans le scénario de référence. Pour ce qui est du pétrole classique, les besoins d'énergie sont de 175 PJ en 2040, 6 % sous les besoins du scénario de référence.
- Au chapitre des répercussions sur la croissance économique et sur la consommation d'énergie au Canada, c'est l'Alberta qui subit le plus fort contrecoup, avec une baisse de son PIB réel de 1,7 % en 2040 par rapport au scénario de référence.

- La figure 10.8 montre la consommation totale d'énergie au Canada dans le scénario de référence et le scénario de capacité limitée. Dans le premier, elle s'élève à 13 381 PJ en 2040. Dans le second, elle augmente un peu plus lentement et se situe à 13 198 PJ à la fin de la période.

FIGURE 10.8

Demande énergétique totale au Canada – Scénarios de référence et de capacité limitée



- La présente analyse ne prend pas en considération les répercussions à l'échelle mondiale du scénario de capacité limitée. Dans celui-ci, il y aurait moins de pétrole brut canadien pour faire tourner l'économie mondiale que dans le scénario de référence. Cependant, une analyse conclut que la production moins élevée de pétrole au Canada entraînerait une légère hausse du prix mondial du pétrole brut, alors que ce ne serait pas le cas si la production canadienne était plus élevée[104]. L'analyse en question laisse à penser que cette faible hausse du prix inciterait les autres régions du globe à produire davantage qu'ils ne l'aurait normalement fait.

Principales incertitudes

- Même si les exportations de pétrole brut par chemin de fer dans le scénario de capacité limitée ne dépassent guère la capacité estimative des terminaux de transbordement en place dans l'Ouest canadien, il reste que ces exportations sont quatre fois plus élevées que les volumes transportés par ce mode jusqu'à maintenant au pays. Les services de transport ferroviaires devront augmenter considérablement si l'on veut satisfaire les besoins prévus. Les engorgements pour le transport et dans les terminaux, la pénurie de wagons-citernes et la concurrence des autres produits à transporter sont au nombre des problèmes éventuels. L'accroissement de la capacité de transport par rail pour acheminer ces volumes constitue une incertitude.

- Pour établir les prix nets aux producteurs, le scénario de capacité limitée conserve l'hypothèse qu'il y aura des marchés d'exportation pour accueillir le pétrole brut canadien. Dans ce scénario, les prix nets aux producteurs sont fondés sur la demande prévue sur les marchés de raffinage aux États-Unis et sur les coûts pour acheminer le pétrole du BSOC jusqu'à ces marchés. La croissance que connaîtront les sources d'approvisionnement concurrentes et les stratégies des autres producteurs en matière de tarification auront une incidence sur la capacité pour le pétrole canadien d'atteindre les marchés américains et étrangers. Si la demande américaine de bitume fluidifié canadien aux prix projetés est inférieure à l'augmentation de l'offre dans le scénario de capacité limitée, le prix du pétrole lourd canadien pourrait être réduit davantage. Cela pourrait inciter les raffineries aux États-Unis à acheter plus de brut canadien ou entraîner d'importants coûts de transport vers d'autres marchés pour les producteurs. Des baisses plus marquées du prix et des prix nets aux producteurs moins élevés affecteraient négativement la production totale de pétrole brut.
- Nombreux sont les analystes qui avancent que le pétrole brut lourd canadien continuera de gagner des parts de marché sur la côte américaine du golfe du Mexique, délogeant ainsi des fournisseurs actuels du Mexique, du Venezuela et de l'Arabie Saoudite. Il faut cependant mentionner que plusieurs raffineries de cette région appartiennent, en partie ou en totalité, à des sociétés pétrolières nationales issues de ces trois pays. La capacité du Canada, dans les années à venir, à accaparer des parts de marché, est incertaine.

---

89. TransCanada : Projet pipelinier Keystone XL
90. Office national de l'énergie : Motifs de décision OH-1-2009
91. Département d'État : Motifs de décision et détermination dans l'intérêt national (en anglais)
92. Northern Gateway
93. Commission d'examen conjoint du projet Enbridge Northern Gateway : La commission d'examen conjoint approuve le projet Enbridge Northern Gateway
94. Trans Mountain : agrandissement proposé
95. TransCanada : Oléoduc Énergie Est
96. Seaway Crude Pipeline Company : pipeline Seaway
97. Enbridge : projet pipelinier Flanagan South
98. Enbridge : projet de modernisation de la canalisation 61 – Étape 1
99. Enbridge : projet de remplacement de la canalisation 6B
100. Enbridge : projet pipelinier Sandpiper
101. Enbridge : projet d'accroissement de la capacité Alberta Clipper (canalisation 67) – Phase II
102. Enbridge : Programme de remplacement de la canalisation 3
103. U.S. Department of State: Draft Supplementary Environmental Impact Statement for Keystone XL – 2.2 Description of Reasonable Alternatives
104. Navius Research: Discussion Paper – Greenhouse Gas Emissions Resulting from Energy East Pipeline Project

Scénarios relatifs aux exportations de gaz naturel liquéfié

Contexte

- Comme on l'a mentionné déjà, le GNL est un gaz naturel refroidi à -162°C, soit son point de liquéfaction. Dans cet état, il a une densité énergétique plus élevée qu'à l'état gazeux, ce qui rend rentable son transport par navires et véhicules spécialement conçus à cette fin.
- Les échanges mondiaux de GNL ont commencé vers le milieu des années 1960. Depuis, ils ont connu une croissance soutenue en volume, s'établissant à une valeur estimative de 241 MT/a en 2014[105]. À l'état gazeux, cela équivaut à environ 911 Mm^3/j (32 Gpi^3/j), soit près de 10 % de la consommation mondiale annuelle de gaz naturel.
- Dans ses perspectives énergétiques de 2035 (*Energy Outlook 2035*), BP prévoyait que le commerce du GNL enregistrerait une croissance annuelle moyenne de 4,3 %[106], plus du double des niveaux actuels, pour atteindre près de 2,6 Gm^3/j (80 Gpi^3/j) d'ici 2035. Selon BP, c'est dans la région de l'Asie-Pacifique que la croissance de la demande sera la plus forte; cette région était déjà la plus grosse importatrice de GNL en 2014[107].
- Plusieurs pays producteurs de gaz naturel manifestent beaucoup d'intérêt dans l'accroissement de leur capacité d'exportation de GNL, et de nombreux projets sont actuellement en chantier en Australie, en Russie et en Malaisie[108].
- Aux États-Unis, plusieurs projets d'exportation de GNL ont franchi l'étape des approbations réglementaires et sont maintenant en construction[109]. Les installations Sabine Pass de Cheniere Energy sont les plus avancées, et la société s'attend à amorcer la production de GNL à la fin de 2015[110]. D'autres projets sont actuellement en chantier et accroîtront la capacité d'exportation de GNL des États-Unis au cours des cinq prochaines années. Dans ses perspectives pour 2015, l'EIA prévoyait que les exportations nettes de GNL s'élèveraient à 255 Mm^3/j (9,0 Gpi^3/j) d'ici 2030[111].
- L'exportation de GNL à partir du Canada suscite aussi beaucoup d'intérêt, et plusieurs installations ont été proposées. Au début d'octobre 2015, l'Office avait approuvé 23 demandes de licences autorisant l'exportation à long terme de GNL, et sept autres sont actuellement à l'étude. Le volume cumulatif des licences accordées s'élève à 358,4 MT/a, un équivalent à l'état gazeux de 1 277 Mm^3/j (45 Gpi^3/j[112], soit plus que le volume total du commerce de GNL à l'échelle mondiale en ce moment. Comme l'Office le notait dans une décision récente, il est peu probable que toutes les licences d'exportation accordées soient utilisées ou soient utilisées pour la quantité totale permise[113].
- Dans la majorité des projets envisagés au Canada, on prévoit exporter du GNL à partir de la côte de la Colombie-Britannique. La charge d'alimentation en gaz naturel de ces projets proviendrait de l'Ouest canadien. Il y a aussi actuellement des projets d'exportation à partir de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick et du Québec[114]. Pour ces projets, on s'approvisionnerait en gaz naturel dans l'Ouest du Canada, dans le Nord-Est des États-Unis et, peut-être, à partir de gisements extracôtiers de l'Est.

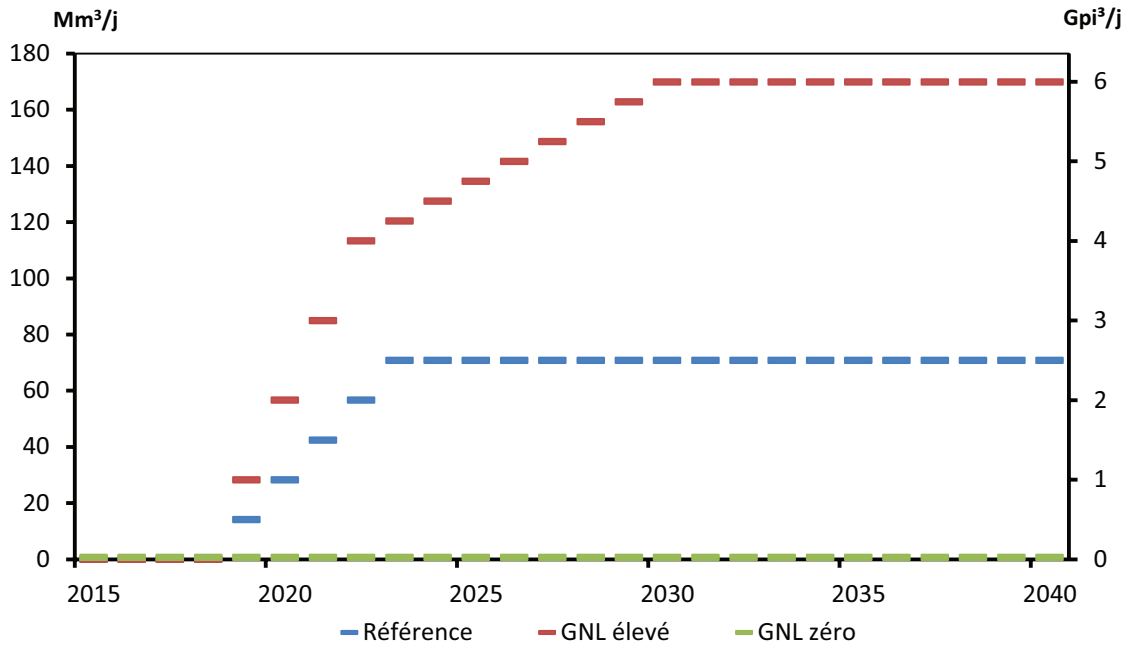
- Plusieurs projets visant à exporter du GNL à partir du Canada sont dans les plans, mais jusqu'à septembre 2015, aucun n'avait dépassé le stade des approbations et n'était en construction.
- Pacific Northwest LNG, qui propose la construction d'installations pour l'exportation de GNL près de Prince Rupert, en Colombie-Britannique[115], a fait l'annonce d'une décision d'investissement finale positive en juin 2015[116]. Au nombre des conditions, on note l'approbation d'un accord de mise en valeur avec le gouvernement de cette province et une décision réglementaire favorable, par les autorités fédérales, relativement à l'évaluation environnementale du projet. Celui-ci comprend une licence autorisant l'exportation accordée par l'Office, d'un volume de 19,7 MT/a de GNL, soit environ 78 Mm^3/j (2,74 Gpi^3/j) à l'état gazeux[117].
- Il existe une énorme incertitude en ce qui a trait à la quantité de GNL qui sera exportée du Canada. Il est possible que la multitude de projets actuellement en chantier dans le monde procure un volume suffisant pour satisfaire la demande mondiale pendant de nombreuses années. Dans ce cas, il resterait peu de place sur le marché pour les exportations canadiennes. Cependant, la position géographique avantageuse du Canada par rapport au marché de l'Asie et ses ressources abondantes de gaz naturel pourraient le rendre concurrentiel sur les marchés internationaux.
- D'autres incertitudes pourraient avoir une incidence sur le volume futur des exportations de GNL canadien, dont les prix du gaz naturel en Amérique du Nord et dans le monde, les prix du pétrole brut, le niveau de croissance de la demande de GNL et la capacité des promoteurs à répondre aux préoccupations d'ordre environnemental et social.

Scénario de GNL élevé et scénario de GNL zéro : Aperçu et hypothèses

- Les incertitudes entourant les exportations de GNL canadien nous ont incités à inclure dans le rapport AE 2016 des scénarios qui explorent des répercussions d'exportations élevées et d'exportations nulles de GNL à partir de la côte de la Colombie-Britannique. Il s'agit du scénario de GNL élevé et du scénario de GNL zéro.
- Dans ces scénarios, on fait varier les volumes présumés des exportations de GNL du scénario de référence pour observer les effets sur la filière énergétique canadienne. Le scénario de référence suppose que l'on commencera à exporter du GNL à partir de la côte de la Colombie-Britannique à partir de 2019 et que les volumes augmenteront de 14 Mm^3/j (0,5 Gpi^3/j) par année jusqu'à ce qu'ils atteignent 71 Mm^3/j (2,5 Gpi^3/j) en 2023. Dans le scénario de GNL élevé, le volume des exportations augmente plus rapidement que dans le scénario de référence et totalise 113 Mm^3/j (4,0 Gpi^3/j) en 2022. Par la suite, la croissance ralentit, et le volume augmente à 170 Mm^3/j (6,0 Gpi^3/j) en 2030. Quant au scénario de GNL zéro, il suppose qu'il n'y aura aucune exportation de GNL durant la période de projection. La figure 11.1 illustre les volumes présumés d'exportations de GNL du scénario de référence, du scénario de GNL élevé et du scénario de GNL zéro.

FIGURE 11.1

Volumes présumés d'exportations de GNL – Scénarios de référence, de GNL élevé et de GNL zéro



- Les volumes d'exportations de GNL sont des hypothèses et ne reflètent aucunement le point de vue de l'Office à l'égard des futures exportations de GNL. Ces hypothèses permettent une analyse d'autres résultats de première importance (production de gaz naturel, demande d'énergie, projections macroéconomiques).
- Les hypothèses des scénarios de référence et de GNL élevé ne renferment aucune exportation de GNL à partir des Maritimes ou du Québec.
- Les volumes de GNL exportés dans les scénarios de référence et de GNL élevé ne visent aucun projet précis faisant l'objet d'une proposition. Il s'agit plutôt d'installations qui sont aménagées pour les besoins de la présente analyse et qui ont des caractéristiques communes avec des projets bien définis.
- Plusieurs promoteurs de projets d'exportations de GNL précis à partir de la côte de la Colombie-Britannique possèdent des actifs considérables dans le gaz naturel dans l'Ouest canadien. La majorité des projets arrivés à un stade avancé comptent s'alimenter en gaz naturel à même leurs réserves, ou des réserves de leurs sociétés. Ces promoteurs intensifieront ou freineront leurs activités de forage et de production en fonction des volumes plus ou moins élevés des exportations de GNL.
- Comme on vient de l'indiquer, la charge d'alimentation de ces projets proviendra des réserves que les promoteurs détiennent en amont, mais une partie de celle-ci pourrait être achetée sur le marché intérieur du gaz naturel. Dans la plupart des cas, les projets de GNL ont un accès à d'importants réseaux de transport de gaz naturel dans l'Ouest du Canada, ce qui permettra aux promoteurs d'acheter du gaz naturel au besoin. Par ailleurs, pour plusieurs installations de

petite taille pour l'exportation de GNL, les promoteurs ne prévoient pas produire leur propre gaz naturel. Ils se procureront plutôt leur charge d'alimentation en gaz naturel directement sur les marchés intérieurs.

- Les installations de GNL génériques qui ont servi à construire les scénarios de référence et de GNL élevé s'approvisionnent à 85 % environ à même des réserves de sociétés. Le reste de la charge d'alimentation provient d'achats effectués sur les marchés intérieurs.
- La présente analyse ne tient pas compte des répercussions plus larges qui pourraient affecter les hypothèses relatives aux volumes de GNL. Par exemple, le scénario de GNL élevé pourrait sous-entendre que la demande d'énergie en Asie sera plus forte du fait, notamment, que la croissance économique dans cette région du globe est plus vigoureuse. Une telle croissance pourrait stimuler la demande, et les prix, pour les biens canadiens exportés dans cette région, ce qui aurait également une incidence sur l'économie canadienne et la filière énergétique.

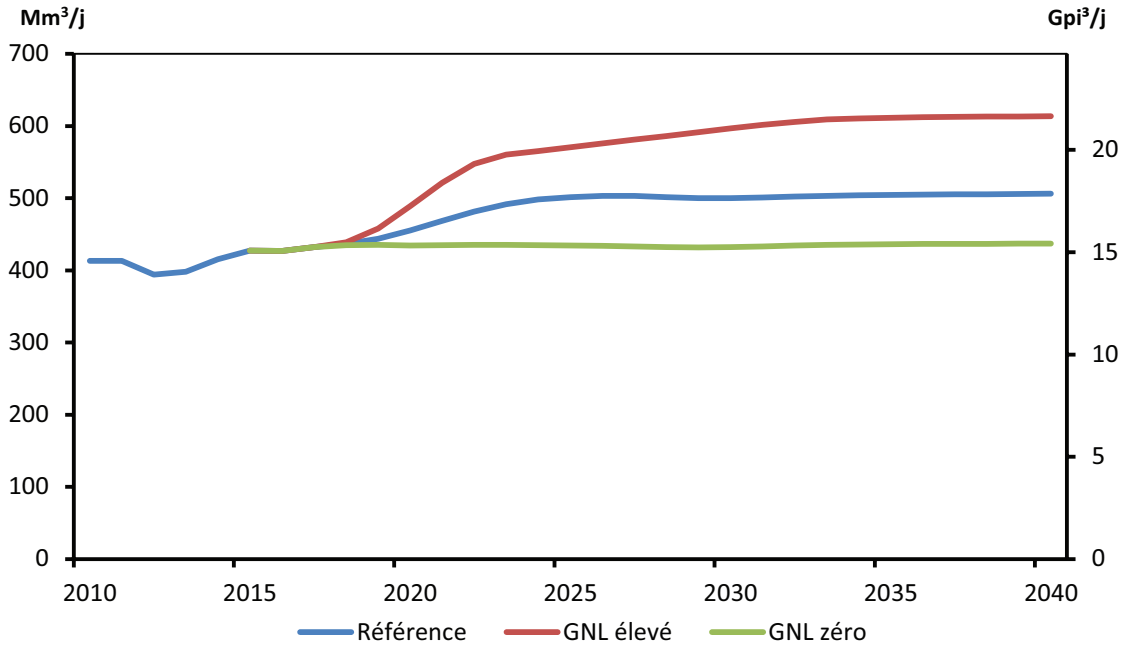
Résultats

Production de gaz naturel

- Modifier les volumes présumés des exportations de GNL a des répercussions considérables sur les projections relatives à la production de gaz naturel. Comme l'indique la figure 11.2, la production de gaz naturel du scénario de référence s'élève à 506 Mm^3/j (18 Gpi^3/j) en 2040, à 614 Mm^3/j (22 Gpi^3/j) pour le scénario de GNL élevé et à 437 Mm^3/j (15 Gpi^3/j) dans le scénario de GNL zéro.

FIGURE 11.2

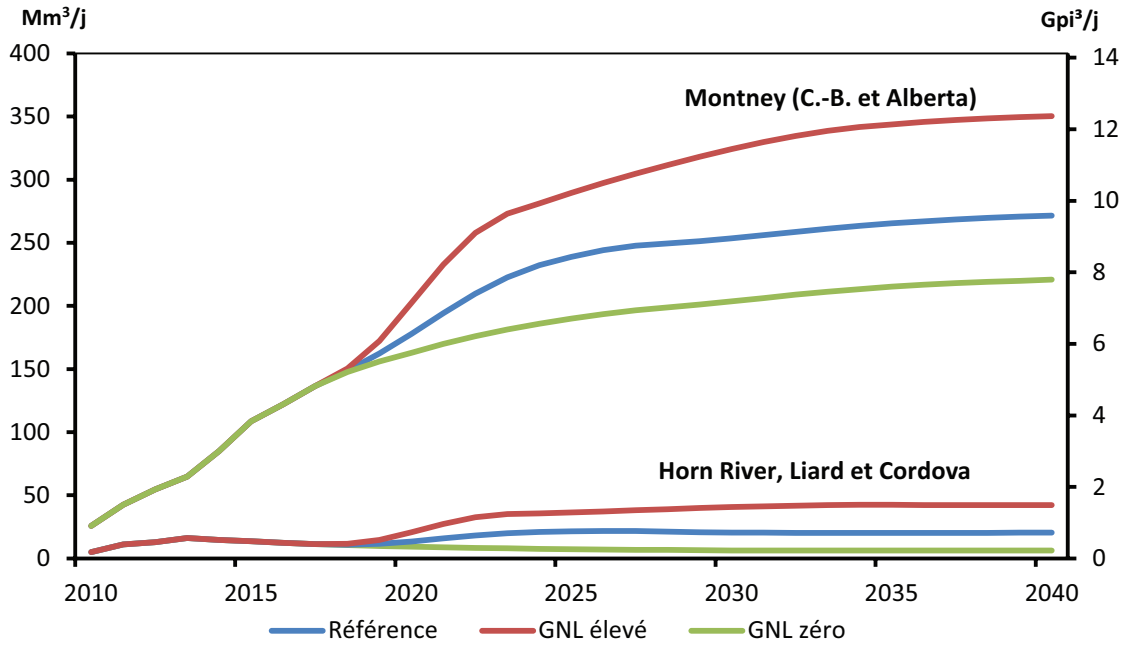
Production totale de gaz naturel – Scénarios de référence, de GNL élevé et de GNL zéro



- Les réserves de sociétés des promoteurs se trouvent en grande partie dans les régions où la production de gaz provenant de réservoirs étanches et de formations schisteuses connait un essor, dont beaucoup en Colombie-Britannique. Pour plusieurs projets, dont celui de Pacific Northwest LNG, on envisage de se procurer la charge d'alimentation dans la formation de Montney, qui est surtout située dans le nord-est de la Colombie-Britannique, mais qui s'étend jusqu'en Alberta. Une récente étude a révélé que le potentiel ultime de gaz naturel commercialisable de cette formation s'élève à 12 719 Gm^3 (449 Tpi^3)[118].
- Dans le scénario de référence, environ 93 % du gaz produit à partir des réserves de sociétés d'ici la fin de la période de projection proviennent de la formation de Montney. Les promoteurs de projets de GNL songent aussi à exploiter les ressources d'autres régions en Colombie-Britannique, notamment du bassin de Horn River, du bassin de la Liard et de l'enfoncement Cordova. Les 7 % restants proviendraient de ces formations schisteuses. La figure 11.3 montre la production provenant des zones de la formation de Montney situées en Colombie-Britannique et en Alberta, ainsi que des gisements de Horn River, de la Liard et de Cordova.

FIGURE 11.3

Production de gaz naturel selon la région de production – Scénarios de référence, de GNL élevé et de GNL zéro



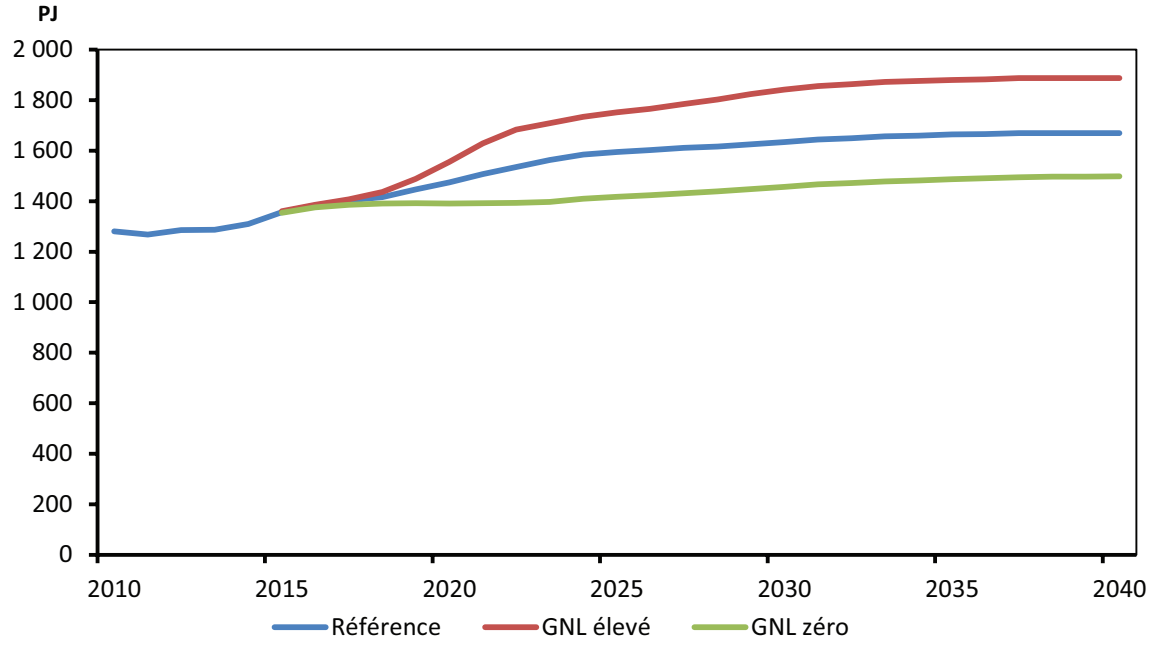
Consommation d'énergie

- Les installations d'exportation de GNL exigent une énorme quantité d'énergie, qui sert surtout à refroidir le gaz naturel. De plus, l'augmentation de la production découlant des exportations de GNL influe sur la quantité d'énergie utilisée pour le forage, le traitement et le transport par pipelines du gaz naturel. Par ailleurs, l'intensité des activités d'exploitation du GNL se répercute sur l'ensemble de l'économie qui, par ricochet, affecte la consommation d'énergie, particulièrement en Colombie-Britannique.

- Dans la présente analyse, le processus de liquéfaction de gaz naturel est en grande partie alimenté par une tranche de l'approvisionnement de gaz naturel des installations elles-mêmes. Les besoins de puissance auxiliaire, entre autres pour les appareils d'éclairage et ceux ne servant pas au refroidissement, sont satisfaits au moyen d'électricité achetée sur le réseau. Dans le scénario de référence, la consommation d'énergie des installations de GNL s'élève à 53 PJ de gaz naturel en 2040 et à 6 PJ d'électricité, soit environ 3 % de la demande totale d'énergie pour utilisation finale en Colombie-Britannique. Dans le scénario de GNL élevé, les installations en consomment 130 PJ, et 15 PJ d'électricité en 2040. Le scénario de GNL zéro n'inclut aucune demande d'énergie pour la liquéfaction du gaz naturel.
- Pour aider à satisfaire aux besoins supplémentaires en électricité des installations de GNL, dans le scénario de référence, deux centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel d'une puissance de 100 MW entrent en service en 2019 et 2021. Dans le scénario de GNL élevé, deux centrales du même type d'une puissance de 200 MW sont mises en service les mêmes années. Aucune capacité n'est ajoutée dans le scénario de GNL zéro.
- L'énergie utilisée pour le forage des puits et le traitement du gaz naturel varie considérablement d'un scénario à l'autre. La consommation d'énergie par les secteurs de la production et du transport par pipeline du gaz naturel en Colombie-Britannique s'élève à 410 PJ dans le scénario de GNL élevé, soit 40 % de plus que dans le scénario de référence, et à 220 PJ dans le scénario de GNL zéro, c'est-à-dire 25 % de moins que ce même scénario de référence, en 2040.
- Les volumes d'exportation de GNL ont des répercussions sur l'ensemble de l'économie, en particulier en Colombie-Britannique, et les écarts dans les taux de croissance de l'économie affectent la consommation d'énergie d'autres secteurs. Dans le scénario de prix élevé, le PIB réel de cette province surpasse de 4,5 % le niveau du scénario de référence en 2040. Dans le scénario de prix bas, il s'établit à 3,3 % sous le niveau du scénario de référence à la fin de la période.
- La figure 11.4 montre la consommation totale d'énergie en Colombie-Britannique dans le scénario de référence et les scénarios relatifs au GNL. Dans le scénario de référence, la consommation totale augmente de 0,9 % par année de 2014 à 2040 et s'élève à 1 488 PJ d'ici 2040. Pour ce qui est du scénario de GNL élevé, la croissance annuelle est de 1,4 % durant la période de projection; elle s'établit à 0,5 % dans le scénario de GNL zéro. En 2040, la demande totale dans le scénario de GNL élevé est de 1 688 PJ, alors qu'elle se situe à 1 353 PJ pour le scénario de GNL zéro.

FIGURE 11.4

Demande d'énergie primaire en Colombie-Britannique – Scénarios de référence, de GNL élevé et de GNL zéro



- L'incidence sur la demande d'énergie en Alberta est beaucoup moins marquée qu'en Colombie-Britannique. Cela s'explique par le fait que les effets de la production sont moins grands et que les incidences économiques des investissements dans les installations de GNL ne se font sentir qu'en Colombie-Britannique. Dans le scénario de GNL élevé, la demande totale, en Alberta, est de 6 279 PJ en 2040, par rapport à 6 236 PJ pour le scénario de référence et à 6 209 PJ pour le scénario de GNL zéro.
- L'incidence totale des scénarios relatifs au GNL sur la demande totale d'énergie au Canada dans le scénario de référence est modeste. En 2040, la demande d'énergie primaire dans le scénario de GNL élevé et le scénario de GNL zéro est de moins de 1 % de celle du scénario de référence.

Principales incertitudes

- Le moment où les exportations de GNL s'amorceront ne correspondra probablement pas à celui où les volumes des exportations augmenteront dans le scénario de référence et celui de GNL élevé. Certains observateurs du marché estiment que les exportations de GNL du Canada ne commenceront pas avant les années 2030, des pays comme les États-Unis, la Russie et l'Australie étant bien positionnés pour répondre à la demande mondiale d'ici là. Selon le moment où les exportations de GNL débuteront, l'incidence du GNL sur la production et l'économie se manifesteront plus tôt ou plus tard durant la période de projection.
- Le volume total des exportations de GNL dans le scénario de GNL élevé pourrait excéder le volume présumé dans la présente analyse, la demande mondiale future de GNL étant incertaine. Une plus forte demande aurait comme conséquence d'accroître la production de gaz naturel.

- Les scénarios de sensibilité ne tiennent pas compte de l'effet des exportations potentielles provenant de la région du nord-ouest du Pacifique, aux États-Unis. L'Office a accordé des licences à long terme pour l'exportation de gaz naturel devant être transporté par gazoducs vers deux projets situés en Oregon. On ignore si le gaz naturel canadien servira de principale charge d'alimentation de ces projets, qui pourraient aussi avoir accès à des sources d'approvisionnement aux États-Unis. Des exportations de GNL provenant de la région Nord-Ouest du Pacifique augmenteraient la demande sur un marché relativement près des zones de production de l'Ouest canadien et se traduiraient vraisemblablement par une hausse de la production au pays. Quant à l'ampleur de cette augmentation, elle dépendrait de facteurs comme l'infrastructure pipelinière et les coûts d'approvisionnement au Canada par rapport à celle, tout près, aux États-Unis.
- La présente analyse ne prend pas en considération des exportations de GNL du Québec et des Maritimes. L'Office a reçu, jusqu'à septembre 2015, cinq demandes d'autorisation pour l'exportation de GNL depuis la côte Est et en avait approuvées quatre. Ces projets pourraient favoriser un flux plus important du gaz naturel vers l'Est à partir de l'Ouest du Canada, des importations supplémentaires de gaz naturel produit dans le Nord-Est des États-Unis ou une production plus intensive de gaz naturel dans les Maritimes.
- Les hypothèses relatives au GNL dans le rapport AE 2016 ne précisent pas quelles installations, parmi les propositions touchant l'exportation de GNL existantes, seront construites, mais supposent qu'elles proviendront d'installations génériques. Si les installations éventuellement érigées devaient être très différentes de celles présumées dans le présent rapport, l'incidence sur la filière énergétique pourrait être bien différente de celle envisagée dans les scénarios de sensibilité.

---

105. Union internationale du gaz : Rapport de 2015 sur le GNL à l'échelle mondiale (en anglais)
106. BP: Energy Outlook 2035 – Février 2015
107. Union internationale du gaz : Rapport de 2015 sur le GNL à l'échelle mondiale (en anglais)
108. Union internationale du gaz : Rapport de 2015 sur le GNL à l'échelle mondiale (en anglais)
109. U.S. Department of Energy: Summary of LNG Export Applications of the Lower 48 States
110. Cheniere Energy: Sabine Liquefaction Project Schedule
111. U.S. Energy Information Administration: 2015 Annual Energy Outlook
112. Office national de l'énergie : Demandes de licence d'exportation et d'importation de GNL
113. Office national de l'énergie : Lettre de décision – Quicksilver Resources Canada Inc.
114. Office national de l'énergie : Aperçu du marché – Projets de GNL sur la côte Est pour faire front aux difficultés sur le plan de la concurrence et de l'offre
115. Pacific NorthWest LNG: About
116. Pacific NorthWest LNG: Communiqué – 11 juin 2015 (en anglais)
117. Office national de l'énergie : Lettre de décision - Pacific NorthWest LNG Ltd
118. Office national de l'énergie, British Columbia Oil and Gas Commission, Alberta Energy Regulator et ministère de la Mise en valeur des ressources gazières de la Colombie-Britannique : Potentiel ultime d'hydrocarbures non classiques de la formation de Montney en Colombie-Britannique et en Alberta

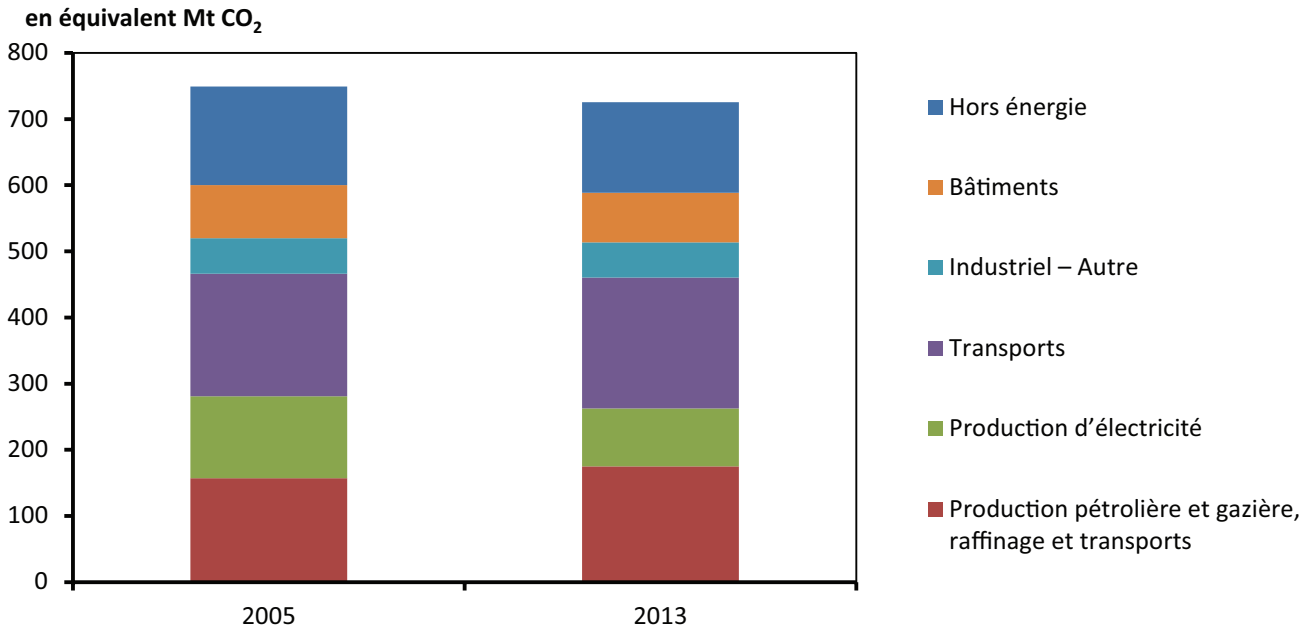
Perspectives en matière d'émissions de gaz à effet de serre

Consommation d'énergie et émissions de GES

- Compte tenu de la prévalence des combustibles fossiles dans les bouquets énergétiques canadien et mondial, il existe un rapport étroit entre la consommation d'énergie et les émissions de GES. Au Canada, ces émissions sont dans la plupart des cas attribuables à la consommation de combustibles fossiles. Au nombre de ceux-ci on retrouve le pétrole brut, le gaz naturel, le charbon et les produits pétroliers raffinés comme l'essence ou le diesel, d'où provient la vaste majorité de l'énergie servant à chauffer foyers et entreprises, transporter biens et personnes ou alimenter la machine industrielle. Les émissions attribuables à la consommation de combustibles fossiles, notamment ceux servant à la production d'énergie, représentaient 81 % de toutes les émissions de GES au Canada en 2013[119]. Déchets ou procédés agricoles et industriels comptent parmi les sources hors du secteur de l'énergie qui sont responsables pour la tranche restante des émissions.
- Au pays, Environnement et Changement climatique Canada publie des projections officielles pour les GES dans son rapport intitulé *Tendances en matière d'émissions au Canada*[120] ainsi que dans le *rapport biennal* produit conformément aux dispositions prévues dans la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques[121] (CCNUCC). À la manière de l'analyse présentée dans le rapport AE 2016, les projections incluses dans celui sur les tendances en matière d'émissions tiennent compte des politiques et des programmes lorsqu'ils sont déjà en place au moment de la publication.
- Tel qu'il est illustré à la figure 12.1, les émissions totales de GES au Canada ont régressé de 3 %, soit de 23 mégatonnes (Mt), entre 2005 et 2013. Pendant cette même période, les GES attribuables à la production d'électricité ont enregistré une baisse de 30 %, qui peut être attribuée à un recul de la capacité des centrales classiques alimentées au charbon et à un accroissement de l'apport d'énergies renouvelables toujours plus diversifiées. La progression de la production de pétrole a mené à une hausse des GES imputables au secteur pétrolier et gazier malgré la plus grande efficience des techniques employées[122]. On constate aussi un repli pour les autres émissions industrielles, dû en partie à une contraction de l'activité depuis le ralentissement économique mondial de 2008-2009.

FIGURE 12.1

Émissions par secteur au Canada en 2005 et en 2013

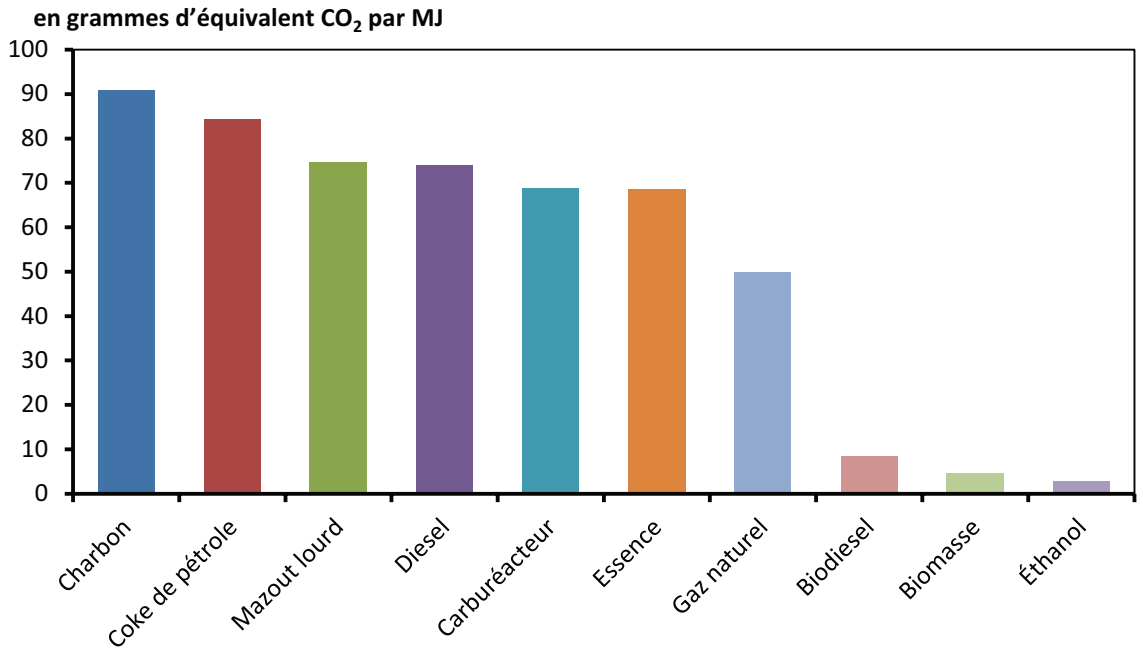


Source : Environnement et Changement climatique Canada [123]

- Les GES qui sont attribuables à la consommation de combustibles fossiles par les différents secteurs dépendent de l'efficience de la combustion et de la teneur en émissions des produits utilisés. La conversion en énergie de ces combustibles n'est pas à l'origine de la même quantité d'émissions de GES pour tous, cette quantité étant dépendante du contenu en carbone de chacun[124]. Le gaz naturel, par exemple, produit un peu plus de la moitié des CO_2 émis par le charbon pour produire la même quantité d'énergie, comme on peut le voir à la figure 12.2.

FIGURE 12.2

Intensités estimatives des émissions selon différentes sources d'énergie



Source : Environnement et Changement climatique Canada [125]

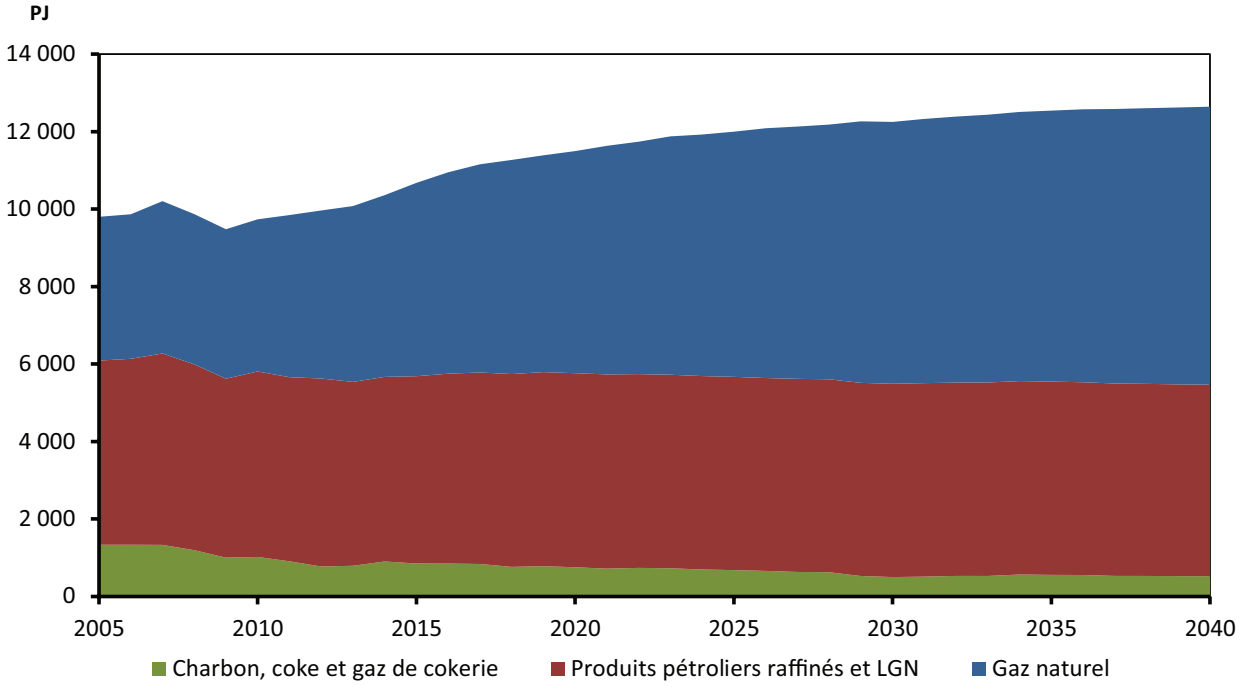
Perspectives en matière de consommation de combustibles fossiles

- La consommation totale d'énergie produite au moyen de combustibles fossiles, projetée selon le scénario de référence, est illustrée à la figure 12.3. Entre 2014 et 2040, elle augmente en moyenne de 0,8 % par année, soit de 22 % au total. Cette croissance est principalement attribuable à une poussée du gaz naturel, dont la demande augmente dans les secteurs de la production pétrolière et gazière ainsi que de la production d'électricité. Pendant la même période, la consommation de produits pétroliers raffinés et de LGN connaît une croissance modeste de 0,1 % par année en moyenne. Le charbon est de moins en moins utilisé en raison de la mise à la réforme de centrales qui en consomment et de leur remplacement par des moyens de production à l'origine d'émissions moindres, tel qu'il en est question au chapitre 8. En outre, une partie de la demande en charbon est en rapport avec des installations de CSC, où les émissions, dans la grande majorité des cas, sont capturées et stockées[l].

l Le pourcentage des émissions stockées peut varier selon l'installation. Au barrage Boundary, en Saskatchewan, où a été aménagée la première centrale commerciale alimentée au charbon avec installation de CSC, les émissions de CO_2 peuvent ainsi être réduites de 90 %.

FIGURE 12.3

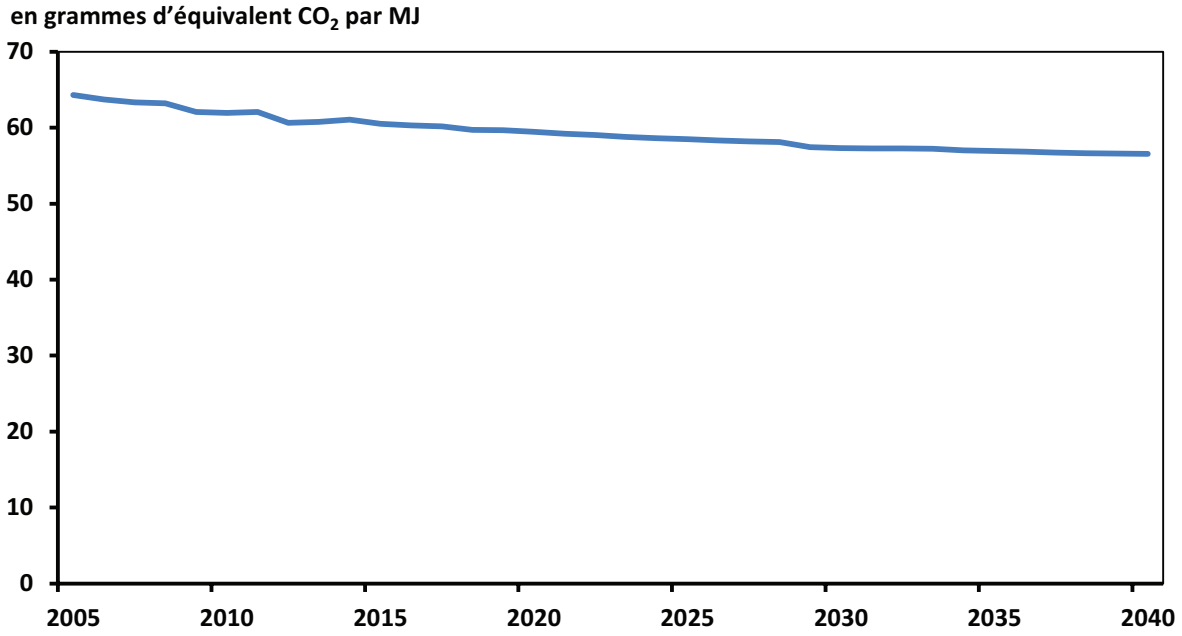
Demande totale de combustibles fossiles selon le scénario de référence



- Puisque les quantités de GES émis varient selon les combustibles fossiles consommés, la part relative de chacun de ces combustibles influe sur les émissions totales attribuables à leur consommation. D'une croissance plus rapide de la demande de gaz naturel, dont l'intensité des GES est moins grande, associée à un déclin de la consommation de charbon découle une baisse des émissions moyennes par unité d'énergie produite au moyen de combustibles fossiles. L'intensité moyenne pondérée estimative des émissions (en grammes d'équivalent CO_2 par MJ) régresse d'environ 6 % pendant la période de projection, comme on peut le constater à la figure 12.4.

FIGURE 12.4

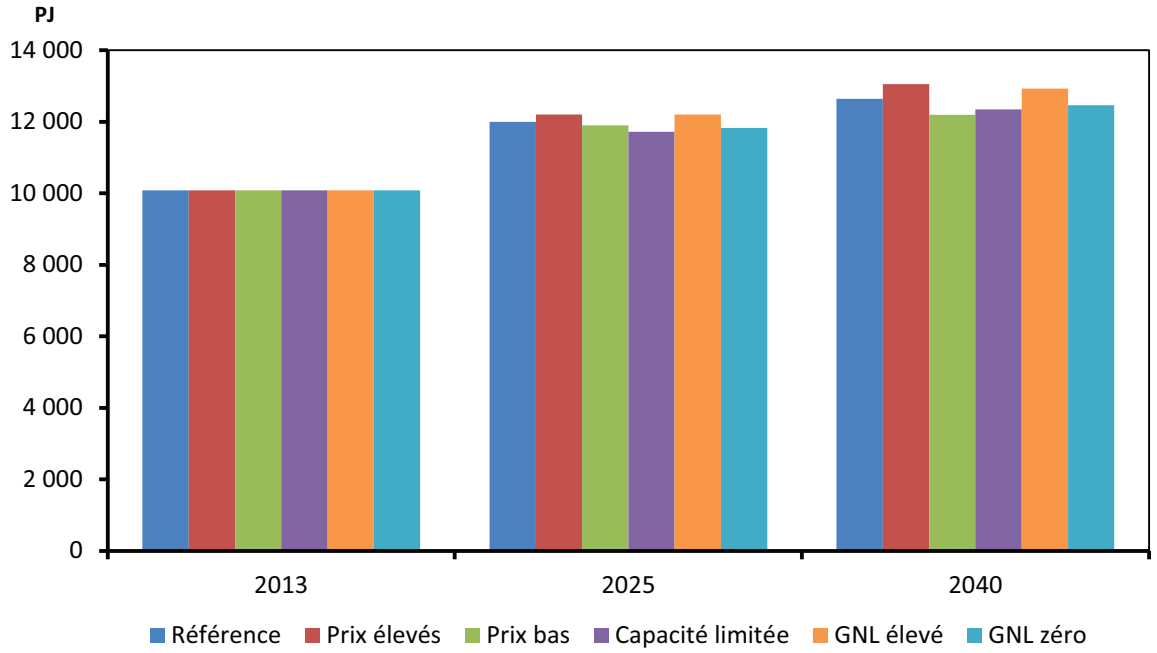
Intensité moyenne pondérée estimative des émissions des combustibles fossiles selon le scénario de référence



- Le taux de croissance de la consommation de combustibles fossiles est supérieur au recul de l'intensité des GES pour l'ensemble de tels combustibles consommés au Canada. Cela entraîne une hausse des émissions de GES et va dans le sens des plus récentes projections d'Environnement Canada à cet égard.
- Les scénarios de sensibilité présentés dans le rapport AE 2016 supposent dans tous les cas un accroissement de la consommation d'énergie produite au moyen d'hydrocarbures. Un peu à la manière des tendances globales en matière de consommation d'énergie, l'utilisation des combustibles fossiles accélère plus rapidement selon les scénarios de prix élevés ou de GNL élevé et moins rapidement selon ceux de prix bas, de capacité limitée ou de GNL zéro, tel qu'il est illustré à la figure 12.5. Les incidences à long terme sur la consommation de combustibles fossiles des scénarios autres que celui de référence sont modestes. En 2040, selon le scénario de prix élevés, la consommation de combustibles fossiles est de 3,2 % supérieure à celle prévue dans le scénario de référence. Selon le scénario de prix bas, elle y est inférieure de 3,5 %. L'écart prévu pour tous les autres scénarios entre toujours dans cette fourchette.

FIGURE 12.5

Demande totale de combustibles fossiles selon les scénarios



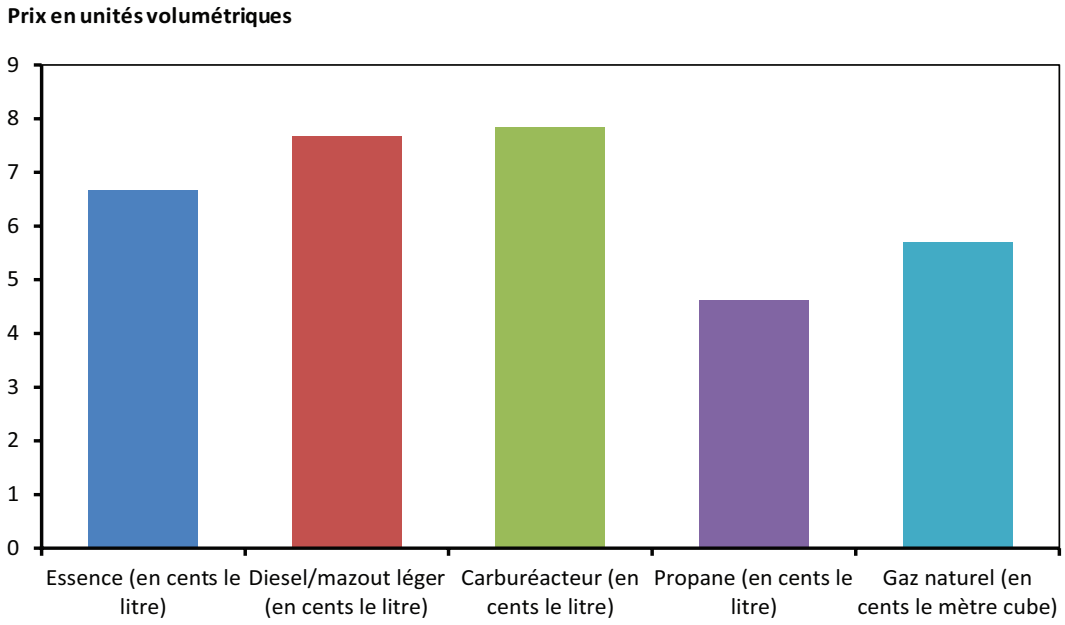
Politique climatique dans le contexte actuel

- Les projections de la demande en combustibles fossiles dans le rapport AE 2016 ne tiennent compte que des politiques et des programmes qui avaient force de loi au moment de l'analyse. Il y a eu, ces derniers mois, plusieurs développements importants qui avaient souvent un lien avec la conférence de Paris sur le climat et qui ont nimbé ces projections d'une grande incertitude.
- La 21e Conférence des parties de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (COP21) s'est tenue en France du 30 novembre au 11 décembre 2015. Ce cadre a été constitué à l'occasion du Sommet de la Terre, organisé en 1992 à Rio de Janeiro, au Brésil. Les pays présents avaient alors convenu de collaborer sur la question des changements climatiques.
- La conférence de Paris s'est conclue sur un accord, doublé d'un ensemble de décisions pour sa mise en œuvre qui s'appliquent à tous les pays, ayant comme objectif principal de maintenir l'augmentation de la température mondiale bien en dessous de 2 °C et de mener des efforts encore plus poussés pour limiter l'augmentation de la température à 1,5 °C au-dessus des niveaux pré-industriels. L'accord prévoit aussi des engagements en vue de l'établissement d'objectifs de réduction des émissions, un examen quinquennal des cibles ainsi visées, une aide financière pour la transition des pays en développement vers une économie sobre en carbone et le renforcement de la capacité de tous à s'adapter à l'évolution climatique incessante.

- Un peu avant la tenue de la conférence, plusieurs provinces ont annoncé une refonte de leurs politiques climatiques ainsi que des stratégies, méthodes d'examen, cibles et plans connexes. Après la COP21, le gouvernement fédéral collaborera avec ceux des provinces et des territoires sur de futures initiatives liées au climat de même qu'à la révision des cibles d'émissions de GES[126] .
- Au printemps 2015, le gouvernement de l'Alberta a mis sur pied un comité consultatif chargé d'examiner les politiques climatiques de la province et de donner des conseils sur la façon de les renouveler. En novembre, le comité a formulé un large éventail de recommandations à ce sujet. L'adoption d'un prix unique pour les émissions de GES constituait une recommandation fondamentale du comité[127]. Le plan propose de remplacer le mécanisme actuel de fixation des prix du carbone en Alberta, notamment en en élargissant l'application aux émissions de GES par les utilisateurs finaux qui consomment des combustibles de transport comme l'essence ou de chauffage comme le gaz naturel. Le comité a recommandé des prix de 20 $ la tonne d'émissions de GES en 2017 pour commencer, puis de 30 $ en 2018. Ce dernier montant correspond à 0,07 $/L pour l'essence et à 1,68 $/GJ pour le gaz naturel.
- Le comité précité a aussi proposé l'adoption d'autres politiques, visant notamment l'abandon graduel des centrales alimentées au charbon d'ici 2030, le soutien à une production accrue d'énergies renouvelables et, pour le secteur pétrolier et gazier, un plan de réduction du méthane. Il a estimé que si ses recommandations étaient adoptées, elles permettraient de réduire de 50 Mt les émissions comparativement à celles qui seraient produites en maintenant le cap actuel. Ce que propose le comité ne constitue que des recommandations, qui seront prises en compte par le gouvernement de l'Alberta au moment d'élaborer politiques et règlements. Au-delà de ces recommandations, le gouvernement a décrété un plafond de 100 Mt pour les émissions des sables bitumineux, prévoyant certaines mesures pour la cogénération et l'ajout de capacité de valorisation[128]. Les détails sur la mise en œuvre de ce plafond restent à venir.
- Au début du mois de décembre, les premiers ministres du Québec, de l'Ontario et du Manitoba ont signé un protocole d'entente, lequel vise à faciliter le raccordement des futurs systèmes de plafonnement et d'échange d'émissions des deux dernières provinces avec celui déjà en place dans la première[129]. La Western Climate Initiative fait en sorte que le système québécois est aussi raccordé à celui de la Californie. La collaboration entre les trois provinces précitées s'étendra au-delà du simple établissement des prix pour le carbone et portera également sur des domaines comme les méthodes de mesure, l'adaptation, la sensibilisation du public et la coopération intergouvernementale. À l'heure actuelle, le Manitoba impose une taxe de 10 $ la tonne sur les émissions provenant du charbon et du coke de pétrole[130]. À la lumière de ce qui précède, après regroupement de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, du Manitoba, de l'Ontario et du Québec, 90 % de la population canadienne sera touchée. Vers la fin de 2015, l'Ontario a par ailleurs produit une stratégie en matière de changement climatique[131].
- En avril 2015, la Colombie-Britannique a annoncé la constitution d'une équipe de direction sur le climat devant formuler des recommandations en vue d'élargir la portée du plan d'action de la province en la matière. L'équipe a publié son rapport à la fin d'octobre 2015, dans lequel elle présente 32 recommandations visant notamment l'élaboration de plusieurs nouvelles stratégies et, à compter de 2018, une augmentation de 10 $ par année de la taxe provinciale sur le carbone, qui est actuellement de 30 $ la tonne. La figure 12.6 illustre ce que la taxe actuelle de 30 $ la tonne signifie plus exactement pour certains combustibles.

FIGURE 12.6

Taux d'imposition découlant de la taxe sur les émissions de 30 $ la tonne d'équivalent CO_2 en Colombie-Britannique selon le combustible



Source : Ministère des Finances de la Colombie-Britannique[132]

- Vers la fin du mois de novembre, à la rubrique de la capacité de production d'électricité en Saskatchewan, le gouvernement de la province et SaskPower ont annoncé vouloir faire passer la part des énergies renouvelables à 50 %[133.] On prévoit que cette augmentation découlera d'un recours accru à l'éolien ainsi qu'à d'autres formes d'énergies renouvelables comme l'hydroélectricité, le solaire, la biomasse et la géothermie.

Principales incertitudes

- Bien des détails restent à finaliser au sujet des politiques provinciales qui ont déjà fait l'objet d'annonces mais qui n'ont pas encore pouvoir de loi, ce qui fait que, pour le moment, la politique climatique au Canada demeure floue. Compte tenu du rapport étroit qui existe entre émissions et énergie, ce qu'il adviendra exactement de ces annonces aura des répercussions directes sur l'offre et la demande énergétiques à venir.
- Au-delà des annonces récentes, il est probable que la politique climatique reste pendant un certain temps encore une des grandes questions de l'heure. La CNUNCC a récemment publié un rapport[134] présentant de façon succincte l'effet global des engagements pris en matière de réduction des émissions par les différents pays du monde avant la conférence de Paris. Ce rapport indique qu'à l'échelle de la planète, nonobstant les engagements ainsi pris, les émissions de GES devraient quand même être plus élevées en 2030 que celles enregistrées en 2010 et cela ne va pas dans le sens de ce qui a été convenu aux termes de l'accord de Paris, voulant limiter le réchauffement à 2 °C, idéalement à 1,5 °C. Il est donc permis de croire que la politique climatique demeurera une question centrale pour l'avenir prévisible quand on parle d'offre et de demande d'énergie sur la scène mondiale.

119. Environnement et Changement climatique Canada : Rapport d'inventaire national 1990-2013

120. Environnement et Changement climatique Canada : Tendances en matière d'émissions au Canada

121. Environnement et Changement climatique Canada : Le sixième rapport du Canada sur les changements climatiques – 2014

122. Office national de l'énergie : Aperçu du marché – Les producteurs de sables bitumineux in situ sont plus efficaces et utilisent moins de vapeur par baril qu'en 2014

123. Environnement et Changement climatique Canada : Rapport d'inventaire national 1990-2013

124. Energy Information Administration (États-Unis) : Foire aux questions (en anglais)

125. Environnement et Changement climatique Canada : Tendances en matière d'émissions au Canada

126. Gouvernement du Canada : Communiqué – Le Canada joue un rôle déterminant dans la conclusion d'un accord historique sur le climat

127. Comité sur le leadership en matière de climat (Alberta) : Rapport présenté au ministre (en anglais)

128. Gouvernement de l'Alberta : Climate Leadership Plan – Capping oil sands emissions

129. Cabinet de la première ministre de l'Ontario : Communiqué – Le Québec, l'Ontario et le Manitoba forgent une alliance dynamique pour lutter contre les changements climatiques

130. Législation manitobaine : Loi de la taxe sur les émissions provenant du charbon et du coke de pétrole

131. Gouvernement de l'Ontario : Stratégie de l'Ontario en matière de changement climatique

132. Ministère des Finances de la Colombie-Britannique : How the Carbon Tax Works

133. SaskPower : Communiqué – SaskPower to develop wind, solar and geothermal power to meet up to 50% renewable target

134. CCUNCC – Rapport de synthèse sur l'effet global des contributions prévues déterminées au niveau national

Liste des Figures

Figure R.1 : Aperçu des scénarios du rapport AE 2016 2
Figure R.2 : Production d'énergie au Canada, sur la base d'une équivalence énergétique – Scénario de référence . . 3
Figure R.3 : Hypothèses de prix du pétrole brut et du gaz naturel dans le rapport AE 2016 4
Figure R.4 : Production totale de pétrole – Scénarios de référence, de prix élevés, de prix bas et de capacité limitée 5
Figure R.5 : Production totale de gaz naturel – Scénarios de référence et scénarios liés aux prix et aux exportations de GNL 6
Figure R.6 : Production d'énergie au Canada – Tous les scénarios 7
Figure 1.1 : Scénarios de sensibilité du rapport AE 2016 12
Figure 2.1 : Prix du pétrole brut sur les marchés mondiaux 15
Figure 2.2 : Exportations de gaz naturel du Canada vers le marché américain 18
Figure 2.3 : Estimation de la nouvelle production par appareil de forage dans les formations de Bakken et de Marcellus 21
Figure 2.4 : RVP pondéré en fonction de la production totale des projets d'exploitation de sables bitumineux in situ 23
Figure 2.5 : Prix de gros du diesel et du gaz naturel 25
Figure 2.6 : Capacité photovoltaïque installée à l'échelle mondiale 27
Figure 2.7 : Coûts de l'électricité pour utilisation finale au Yukon, aux TNO, au Nunavut, au Québec, en Colombie-Britannique, en Alberta et en Ontario 30
Figure 2.8 : Infrastructure pipelinière sur le marché du gaz naturel en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Angleterre 33
Figure 3.1 : Prix du pétrole brut Brent – Scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas 39
Figure 3.2 : Prix du gaz naturel au carrefour Henry, en Louisiane – Scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas 40
Figure 3.3 : Croissance annuelle du PIB – Scénario de référence 41
Figure 4.1 : Croissance passée et projetée de la demande d'énergie pour utilisation finale par secteur – Scénario de référence 44
Figure 4.2 : Demande pour utilisation finale par secteur – Scénario de référence 45
Figure 4.3 : Demande d'énergie du secteur industriel selon le combustible – Scénario de référence 48
Figure 4.4 : Demande d'énergie dans le secteur du pétrole et du gaz naturel et dans les autres secteurs industriels – Scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas 49
Figure 4.5 : Demande d'énergie selon le type de transport – Scénario de référence 50
Figure 4.6 : Part du carburant dans la demande d'énergie du secteur des transports – Scénario de référence. . .51
Figure 4.7 : Part des combustibles dans la demande d'énergie primaire – Scénario de référence 52
Figure 4.8 : Demande primaire de gaz naturel – Scénario de référence 53

Figure 5.1 : Production totale de pétrole brut et d'équivalents – Scénario de référence 57
Figure 5.2 : Production tirée des sables bitumineux – Scénario de référence 58
Figure 5.3 : Gaz naturel acheté pour la séparation et la valorisation des sables bitumineux – Scénario de référence 61
Figure 5.4 : Production de pétrole classique dans le BSOC – Scénario de référence 62
Figure 5.5 : Production de pétrole dans l'Est du Canada – Scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas 63
Figure 5.6 : Production totale de pétrole au Canada – Scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas . . . 64
Figure 5.7 : Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut léger – Scénario de référence. 65
Figure 5.8 : Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut lourd – Scénario de référence 66
Figure 6.1 : Puits de gaz naturel forés, scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas, et taux de production initial moyen du BSOC, scénario de prix bas 70
Figure 6.2 : Production de gaz naturel selon le type – Scénario de référence 72
Figure 6.3 : Principales régions productrices dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. 73
Figure 6.4 : Production canadienne totale de gaz naturel commercialisable – Scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas. 75
Figure 6.5 : Bilan de l'offre et de la demande de gaz naturel – Scénario de référence 76
Figure 6.6 : Exportations canadiennes nettes des gaz naturel – Scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas 77
Figure 7.1 : Usines de chevauchement en Alberta. 80
Figure 7.2 : Production de liquides de gaz naturel – Scénario de référence 81
Figure 7.3 : Offre d'éthane et capacité de l'industrie pétrochimique – Scénario de référence. 82
Figure 7.4 : Bilan de l'offre et de la demande du propane – Scénario de référence. 83
Figure 7.5 : Bilan de l'offre et de la demande des pentanes plus – Scénario de référence 84
Figure 8.1 : Ajouts de capacité et équipements réformés d'ici 2040 – Scénario de référence 87
Figure 8.2 : Composition de la capacité en combustibles primaires, 2014 et 2040 – Scénario de référence . . . 88
Figure 8.3 : Production d'électricité selon le combustible – Scénario de référence 89
Figure 8.4 : Capacité de production des ressources d'énergie renouvelable autres que l'hydroélectricité – Scénario de référence 90
Figure 8.5 : Exportations nettes d'électricité et transferts interprovinciaux – Scénario de référence 94
Figure 9.1 : Production et utilisation du charbon au Canada – Scénario de référence. 98
Figure 10.1 : Prix de référence du pétrole et écarts de prix ($ US/b) 100
Figure 10.2 : Pipelines de transport du pétrole brut existants et récemment proposés 102
Figure 10.3 : Résumé de l'incidence du scénario de capacité limitée sur la filière énergétique canadienne 105
Figure 10.4 : Projections de prix du pétrole brut – Scénarios de référence et de capacité limitée 106
Figure 10.5 : Production de pétrole brut dans l'Ouest du Canada – Scénarios de référence et de capacité limitée. 107
Figure 10.6 : Pourcentage d'écart dans la production de pétrole dans l'Ouest canadien – Scénario de capacité limitée par rapport au scénario de référence 108
Figure 10.7 : Capacité pipelinière canadienne d'exportation et exportations de pétrole 109
Figure 10.8 : Demande énergétique totale au Canada – Scénarios de référence et de capacité limitée 110

Figure 11.1 : Volumes présumés d'exportations de GNL – Scénarios de référence, de GNL élevé et de GNL zéro 114
Figure 11.2 : Production totale de gaz naturel – Scénarios de référence, de GNL élevé et de GNL zéro 115
Figure 11.3 : Production de gaz naturel selon la région de production – Scénarios de référence, de GNL élevé et de GNL zéro 116
Figure 11.4 : Demande d'énergie primaire en Colombie-Britannique – Scénarios de référence, de GNL élevé et de GNL zéro 118
Figure 12.1 Émissions par secteur au Canada en 2005 et en 2013 121
Figure 12.2 Intensités estimatives des émissions selon différentes sources d'énergie 122
Figure 12.3 Demande totale de combustibles fossiles selon le scénario de référence 123
Figure 12.4 Intensité moyenne pondérée estimative des émissions des combustibles fossiles selon le scénario de référence 124
Figure12.5 Demande totale de combustibles fossiles selon les scénarios 125
Figure 12.6 Taux d'imposition découlant de la taxe sur les émissions de 30 $ la tonne d'équivalent CO_2 en Colombie-Britannique selon le combustible 127

Liste des Tableaux

Tableau 2.1 : Production canadienne et mondiale de certains produits énergétiques 14

Tableau 2.2 : Exportations canadiennes de pétrole brut, d'électricité et de gaz naturel en 2014. 16

Tableau 5.1 : Potentiel ultime restant et réserves de pétrole brut établies au 31 décembre 2014 56

Tableau 5.2 : Coûts d'immobilisation initiaux estimatifs et prix seuils des nouveaux projets d'exploitation des sables bitumineux. 60

Tableau 6.1 : Ressources gazières commercialisables restantes au 31 décembre 2014. 68

Tableau 10.1 : Dépenses en immobilisations cumulatives ciblant le pétrole dans l'Ouest du Canada, de 2015 à 2040 107

Liste des sigles et des abréviations

AEO 2015	Annual Energy Outlook 2015
MH	méthane des gisements houillers
CSC	capture et stockage de carbone
CO_2	dioxyde de carbone
COP 21	La 21e Conférence des parties de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques
LOPC	*Loi sur les opérations pétrolières au Canada*
PPC	Clean Power Plan (plan américain pour une énergie propre)
LFH	*Loi fédérale sur les hydrocarbures*
SCV	stimulation cyclique par la vapeur
Rapport AE 2013	*Avenir énergétique du Canada en 2013 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035*
Rapport AE 2016	*Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*
EIA	Energy Information Administration (É.-U.)
EPA	Environmental Protection Agency (É.-U.)
TRG	tarif de rachat garanti
PIB	produit intérieur brut
GES	gaz à effet de serre
GIFC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GNL	gaz naturel liquéfié
MNP	Maritimes & Northeast Pipeline
MSW	mélange non corrosif mixte
Office	Office national de l'énergie
LGN	liquides de gaz naturel
VGN	véhicule au gaz naturel
TNO	Territoires du Nord-Ouest
LOPTNO	*Loi sur les opérations pétrolières des Territoires du Nord-Ouest*
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PADD	Petroleum Administration for Defense District
PV	photovoltaïque
PPR	produits pétroliers raffinés
DGMV	séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur
PÉES	Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable
RVP	ratio vapeur-pétrole
WCI	Western Climate Initiative
WCS	Western Canadian Select
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
WTI	West Texas Intermediate

Liste des unités

10^3	millier
10^6	million
10^9	milliard
10^{12}	billion
m^3	mètre cube
b	baril
kb	millier de barils
Mb	million de barils
Mpi^3	million de pieds cubes
Gpi^3	milliard de pieds cubes
Tpi^3	billion de pieds cubes
/j	par jour
$ CA	dollar canadien
$ US ou dollars US	dollar américain
Mt	mégatonnes d'équivalent CO_2
GJ	gigajoule
PJ	pétajoule
MBTU	million de BTU
MW	mégawatt
GW	gigawatt
kWh	kilowattheure
GWh	gigawattheure
TWh	térawattheures
°C	Celcius
Mt/a	million de tonnes par année

Glossaire

Bassin atlantique

Désigne les pays situés le long de l'Atlantique ou en Atlantique, et les eaux s'y rattachant.

Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC)

Le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien est un ancien bassin sédimentaire d'une superficie de 1,4 million de kilomètres carrés couvrant la partie sud-ouest du Manitoba, la partie sud de la Saskatchewan, la presque totalité de l'Alberta, les parties est et nord-est de la Colombie-Britannique et la partie sud du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest.

Biodiesel

Carburant diesel de remplacement extrait de l'huile végétale ou de l'huile de cuisson recyclée.

Biomasse

Matières organiques, telles que le bois, les résidus de récolte, les ordures ménagères, les déchets de bois ou la liqueur de cuisson, transformées à des fins énergétiques.

Bitume ou bitume naturel

Mélange très visqueux constitué principalement d'hydrocarbures plus lourds que les pentanes. À l'état naturel, le bitume n'est pas habituellement récupérable dans un puits à une échelle commerciale parce que trop visqueux pour s'écouler.

Brent

Prix de référence du pétrole brut à l'échelle mondiale. Il s'agit d'un pétrole léger non sulfuré que l'on extrait dans la mer du Nord.

Capacité (électricité)

Quantité maximale de puissance que peut produire, utiliser ou transférer un appareil, habituellement exprimée en mégawatts.

Capture et stockage de carbone (CSC) ou captage et séquestration de carbone

Processus visant à capturer (et à stocker) le dioxyde de carbone pour éviter qu'il soit rejeté dans l'atmosphère et pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Le dioxyde de carbone est comprimé de façon à pouvoir être transporté par pipeline ou citerne en vue de son stockage dans des milieux comme des formations géologiques profondes.

Carrefour Henry (prix)

Point où sont établis les prix à terme du gaz naturel transigé à la New York Mercantile Exchange. Le carrefour se trouve en Louisiane, sur le gazoduc appartenant à Sabine Pipe Line.

Charbon métallurgique

Anthracite ou charbon bitumineux de haute qualité principalement utilisée dans l'industrie sidérurgique.

Charbon thermique

Lignite, charbon sous-bitumineux ou charbon bitumineux de qualité inférieure principalement utilisé pour la production d'électricité ou pour le chauffage.

Charge d'alimentation

Gaz naturel ou autres hydrocarbures employés comme élément essentiel d'un procédé de production.

Cogénération

Production d'électricité et d'une autre forme d'énergie thermique utile, comme la chaleur ou la vapeur, à partir d'une même source d'énergie. La chaleur engendrée par le produit dérivé peut servir à alimenter un générateur ou le surplus de chaleur de celui-ci peut être utilisé à des fins industrielles.

Combustible fossile

Source de combustible à base d'hydrocarbures comme le charbon, le gaz naturel, les liquides de gaz naturel et le pétrole.

Coût de l'offre

Ensemble des coûts liés à l'exploitation d'une ressource, exprimé en coût moyen par unité de production pendant toute la durée d'un projet. Comprend les coûts en capital liés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production, ainsi que les frais d'exploitation, les impôts, les redevances et un taux de rendement au producteur.

Dégagements gazeux des sables bitumineux

Mélange d'hydrogène et de gaz d'hydrocarbures légers produit au moment de la valorisation du bitume pour en faire du pétrole brut synthétique.

Demande d'énergie primaire

Totalité des besoins en énergie pour toutes les utilisations, y compris l'énergie utilisée par le consommateur ultime, les utilisations intermédiaires dans la transformation d'une forme d'énergie à une autre, et l'énergie utilisée par les fournisseurs pour desservir un marché.

Demande de pointe

Charge maximale consommée ou produite au cours d'une période donnée.

Diluant

Hydrocarbure léger, habituellement constitué de pentanes plus, ajouté au pétrole brut lourd ou au bitume pour en faciliter le transport par pipeline.

Dollar indexé ou constant

Prix maintenus constants à une année de base, de façon à éliminer l'incidence de l'inflation.

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.

Efficacité énergétique

Technologies et mesures qui réduisent la quantité requise d'énergie ou de carburant en vue d'accomplir une tâche précise.

Énergie géothermique

Utilisation de chaleur géothermique pour produire de l'électricité. Décrit aussi 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.

Énergie solaire photovoltaïque

Technologie qui convertit les ondes électromagnétiques émanant du Soleil en électricité au moyen de cellules photovoltaïques.

Exportations nettes

Dans la présente analyse, production totale d'un produit dont on soustrait la demande intérieure de ce même produit.

Extraction à ciel ouvert, séparation et usine de valorisation

Exploitation alliant extraction et valorisation alors que les sables bitumineux sont extraits à ciel ouvert. Le bitume est séparé du sable et raffiné.

Fiabilité (électricité)

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.

Fracturation hydraulique en plusieurs étapes

Technique d'injection de fluides sous terre en plusieurs étapes afin de créer des fractures dans le roc ou d'élargir celles qui y sont présentes et de permettre l'extraction du pétrole ou du gaz qui se trouve dans la formation ou d'en accélérer la récupération.

Gaz à effet de serre (GES)

Gaz comme le CO_2, le méthane ou l'oxyde d'azote qui contribue directement à l'effet de serre dans l'atmosphère. Font également partie de ce groupe des gaz produits par procédés industriels comme les hydrofluorocarbones, les perfluorocarbones et les hexafluorures de soufre.

Gaz de réservoir étanche

Gaz naturel classique emprisonné dans l'espace poreux d'une roche ayant une perméabilité ou une capacité de circulation inférieure à la normale.

Gaz de schiste

Gaz non classique emprisonné dans le schiste, c.à-d. une roche sédimentaire déposée à l'origine sous forme d'argile et de silt et caractérisée par une perméabilité extrêmement faible. Le gaz est présent en majeure partie comme gaz libre ou gaz adsorbé, même si on en trouve à l'état dissous dans la matière organique.

Gaz dissous

Gaz naturel produit parallèlement au pétrole dans les puits de pétrole.

Gaz naturel classique

Gaz naturel que l'on trouve dans un gisement et qui est produit en forant un puits au moyen de techniques connues de dilatation du gaz ou en raison de la pression exercée par un aquifère sous-jacent.

Gaz naturel commercialisable

Volume de gaz pouvant être mis en marché après l'avoir débarrassé de ses impuretés et avoir tenu compte des volumes utilisés pour alimenter les installations en surface. Utilisé dans le présent rapport pour les volumes non découverts, le gaz commercialisable est établi en appliquant la perte moyenne en surface aux gisements existants dans cette formation aux volumes récupérables des gisements non découverts de cette même formation.

Gaz naturel liquéfié (GNL)

Gaz naturel se trouvant dans sa forme liquide. Le gaz naturel est liquéfié par refroidissement à moins 162 degrés Celsius (moins 262 degrés Fahrenheit), processus qui en comprime le volume d'un facteur supérieur à 600 et qui permet de le transporter efficacement par navire-citerne ou camion.

Gaz naturel non classique

Gaz naturel contenu dans une roche-réservoir non classique nécessitant une force supplémentaire pour le faire circuler. Il peut être piégé dans la matrice rocheuse, composée par exemple de charbon, de glace ou de schiste argileux, ou encore le gisement peut présenter une porosité et une imperméabilité anormalement faible. Dans le présent rapport, le gaz non classique regroupe le méthane de houille, le gaz de schiste et les hydrates de gaz.

Injection de CO_2

Processus de récupération assistée des hydrocarbures au moyen duquel le dioxyde de carbone, sous forme liquide, est injecté dans des formations pétrolifères pour accroître la quantité de pétrole pouvant en être extraite.

Intensité énergétique

Quantité d'énergie utilisée par unité d'une activité. La consommation d'énergie par habitant et la consommation d'énergie par unité du PIB sont deux types courants d'intensité énergétique.

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.

Mélange non corrosif mixte (MSW)

Pétrole brut léger non corrosif dont le prix est généralement établi à Edmonton, en Alberta.

Méthane de houille (MH)

Forme non classique de gaz naturel qui est emprisonnée dans la matrice des veines du charbon. Le méthane de houille est différent du gaz des gisements classiques habituels, notamment de celui des formations de grès, puisque c'est par un processus dit d'adsorption que le charbon en renferme.

Oléfines

Hydrocarbures non naturels constituant, en partie, les composantes de l'industrie pétrochimique. Les oléfines sont généralement produites dans les raffineries lors du traitement du pétrole brut ou par vapocraquage des LGN dans des usines pétrochimiques. L'éthylène, le propylène, le butylène et le 2-méthylpro-1-ène sont des exemples d'oléfines.

Parité réseau (électricité)

Situation où le coût d'une technologie de production d'électricité donnée est égal ou inférieur à la tranche variable par kilowattheure des tarifs d'électricité au détail.

Pétrole brut

Mélange constitué principalement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds qui se trouve sous forme liquide dans les gisements et qui conserve cette forme aux pressions atmosphériques et aux températures ambiantes. Le pétrole brut peut renfermer de faibles quantités de soufre et de produits autres que des hydrocarbures, mais en sont absents les liquides obtenus par traitement du gaz naturel.

Pétrole brut classique

Pétrole brut techniquement et économiquement récupérable dans un puits avec des moyens de production courants, sans qu'il soit nécessaire de modifier sa viscosité naturelle.

Pétrole brut léger

Terme désignant généralement le pétrole brut de densité inférieure à 900 kg/m^3 ou une densité API supérieure à 25. 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 ou une densité API inférieure à 25.

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 pétrole brut lourd.

Pétrole de réservoirs étanches

Pétrole produit à partir du schiste riche en matière organique ou de grès, de silt, de calcaire et de dolomies de faible perméabilité. Ces réservoirs étanches exigent généralement que l'on combine les techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes pour le rendre assez liquide pour être récupéré en quantités rentables.

Potentiel ultime de ressources

Désigne l'estimation de toutes les ressources exploitables ou commercialisables, en considérant la prospection géologique et les technologies qui seront éventuellement disponibles.

Prix net au producteur

Mesure de la valeur du pétrole brut accordée aux producteurs; en général, prix du marché dont on soustrait le coût du transport. Dans la présente analyse, le prix net au producteur désigne les prix de référence du pétrole brut canadien, comme le MSW et le WCS.

Production (électricité)

Action de créer de l'énergie électrique par la transformation d'une autre source d'énergie. Aussi, quantité d'énergie produite.

Production hydroélectrique

Forme d'énergie renouvelable au moyen de laquelle de l'électricité est produite à partir de l'énergie hydraulique.

Produit intérieur brut (PIB)

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.

Produits pétroliers raffinés

Large éventail de produits tirés du pétrole brut au moyen du procédé de raffinage, par exemple l'essence, le diesel, le mazout de chauffage et le carburéacteur, pour n'en nommer que quelques-uns.

Récupération assistée des hydrocarbures

Récupération de pétrole brut supplémentaire par un procédé de production autre que l'appauvrissement naturel des gisements. Elle comprend 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.

Récupération in situ

Processus de récupération du bitume au moyen de trous de puits, en général dans des endroits où la profondeur d'enfouissement exclut l'extraction à ciel ouvert.

Réserves

Quantités restantes estimatives de pétrole ou de gaz naturel et de substances connexes pouvant être extraites d'accumulations connues, à partir d'une date donnée, en se fondant sur l'analyse des forages, sur des données géologiques, géophysiques et techniques, sur l'utilisation de la technologie éprouvée, ainsi que sur des conditions économiques particulières, le tout à révéler, et qui sont jugées raisonnables en général.

Réserves prouvées

Réserves recouvrables dont on peut estimer la quantité avec une grande certitude. Selon toute probabilité, les quantités restantes réelles pouvant être récupérées surpasseront les réserves prouvées estimatives.

Ressources (pétrole et gaz naturel)

Dans le présent rapport, volume total restant de pétrole et de gaz naturel récupérable dont on croit connaître l'existence. Les ressources comprennent des accumulations dont l'extraction n'est pas économiquement envisageable compte tenu des prix actuels du pétrole et du gaz, mais qui peuvent le devenir dans l'éventualité où les prix augmenteraient. Sont aussi comprises les ressources non découvertes que les puits actuels peuvent avoir contournées ou qui n'ont pas encore été détectées. Les ressources peuvent aussi inclure les autres gisements de pétrole et de gaz que l'on pourrait éventuellement exploiter si la technologie future évolue.

Ressources commercialisables

Volume de pétrole ou de gaz naturel en place qui est récupérable dans les conditions économiques et technologiques prévisibles et qui est prêt à être consommé par le marché.

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.

Stimulation cyclique par la vapeur (SCV)

Technique reproductible de récupération in situ par des méthodes thermiques nécessitant une injection de vapeur 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.

Taux de production initial (PI)

Taux de production le plus élevé en moyenne mensuelle dans les trois premiers mois de production d'un puits de pétrole ou de gaz.

Teneur calorifique (gaz naturel)

Mesure de la quantité d'énergie par unité de volume du flux de gaz naturel. Le gaz naturel produit à partir des puits de pétrole ou de gaz est principalement composé de méthane, mais il peut aussi renfermer des liquides (LGN) comme de l'éthane, du propane et du butane. Puisque, pour un même volume, les LGN produisent davantage de chaleur que le méthane lorsqu'ils brûlent, les gaz « riches » en liquides ont un pouvoir calorifique plus grand que les gaz « pauvres ».

Usine de chevauchement

Usine de retraitement traversée par un gazoduc. Elle permet d'extraire des liquides de gaz naturel au passage de gaz déjà traité.

Usine de coupes lourdes

Usine à gaz disposée à proximité ou à même une usine de champ gazier ou des gazoducs en vue d'extraire l'éthane ou d'autres liquides de gaz naturel au moyen d'un turbodétendeur ou de techniques d'absorption.

Valorisation (bitume)

Brut de meilleure qualité résultant de la transformation du bitume ou du pétrole brut lourd par extraction de carbone (coséfaction) ou par ajout d'hydrogène (hydrotraitement).

West Texas Intermediate (WTI)

Prix de référence important pour le pétrole brut nord-américain. Il s'agit d'un pétrole brut léger non corrosif dont le prix est établi à Cushing, en Oklahoma.

Western Canadian Select (WCS)

Mélange de pétrole lourd dont le prix est établi à Hardisty, en Alberta.

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2016 représentée par l'Office national de l'énergie

www.neb-one.gc.ca/avenirenergetique